

El- och naturgasmarknaderna

Energimarknader i utveckling

Bilagedel med rapporter

Slutbetänkande av El- och gasmarknadsutredningen

Stockholm 2004



STATENS OFFENTLIGA
UTREDNINGAR

SOU 2004:129

SOU och Ds kan köpas från Fritzes kundtjänst. För remissutsändningar av SOU och Ds svarar Fritzes Offentliga Publikationer på uppdrag av Regeringskansliets förvaltningsavdelning.

Beställningsadress:
Fritzes kundtjänst
106 47 Stockholm
Orderfax: 08-690 91 91
Ordertel: 08-690 91 90
E-post: order.fritzes@nj.se
Internet: www.fritzes.se

Svara på remiss. Hur och varför. Statsrådsberedningen, 2003.
– En liten broschyr som underlättar arbetet för den som skall svara på remiss.

Broschyren kan beställas hos:
Information Rosenbad
Regeringskansliet
103 33 Stockholm
Fax: 08-405 42 95
Telefon: 08-405 47 29
<http://www.regeringen.se/sb/d/242/a/3652>

Tryckt av Elanders Gotab AB
Stockholm 2004

ISBN 91-38-22277-9
ISSN 0375-250X

Förord

Föreliggande volym utgör en särskild bilaga till El- och gasmarknadsutredningen. Den består av konsultrapporter som har tagits fram på uppdrag av utredningen. Dessa rapporter har utgjort underlag för delar av utredningens slutbetänkande. När vi nu avslutar vårt uppdrag kan det vara av intresse att sprida dessa rapporter till energimarknadens aktörer och övriga intresserade i samhället. Författarna ansvarar själva för innehållet i sina respektive bidrag.

Stockholm i december 2004.

Sten Kjellman

Innehåll

1	Utredning av råkraftmarknaden av ÅF-Energi & Miljö AB	7
2	Förändringarna i ägarstrukturerna på den svenska elmarknaden Av Öhrlings PricewaterhouseCoopers.....	161
3	Uppföljning av leverantörsbytesprocessen Av Econ Analys AB.....	269
4	Ersättning till styrelse och vd som indikation på korssubventionering mellan nätföretag och elhandelsföretag Av Öhrlings PricewaterhouseCoopers.....	289
5	Kortfattad beskrivning av förslag till reformering av elmarknaden Av Gunnar Fabricius, Svenska Kraftbörsen AB	337
6.a	Naturgasmarknad i förändring Av ÅF-Energi & Miljö AB.....	355
6.b	Naturgasmarknad i förändring – komplettering Av ÅF-Energi & Miljö AB.....	409

Rapport 1

Utredning av råkraftmarknaden

Slutrapport 2004-06-30

Av ÅF-Energi & Miljö AB

Innehåll

1	Sammanfattning	15
1.1	Överföringsförbindelsernas betydelse.....	16
1.2	Bilateral elhandel.....	17
1.3	Omsättningen på den fysiska marknaden	18
1.4	Betydelsen av Nord Pools finansiella marknader	18
1.5	Orsaker till prisutvecklingen 2002/2003	20
1.6	Förekommer prismanipulation?	21
1.7	Alternativ handelsteknik	22
1.7.1	Marginal- eller medelprissättning?	22
1.7.2	Ågande av elbörsen.....	22
1.7.3	Alternativ elhandel.....	23
1.7.4	Behov av att styra mer produktion mot börsen?	23
1.7.5	Behov av att öppna budgivningen?	23
1.7.6	Europeisk utblick.....	24
2	Beskrivning av uppdraget	24
3	Metodik.....	25
4	Beskrivning av elmarknaden	26
4.1	Aktörerna på elmarknaden	26
4.1.1	Elanvändare	26
4.1.2	Elproducenter	27
4.1.3	Nätägare och systemansvarig.....	28
4.1.4	Elhandlare.....	29
4.2	Elproduktion och elanvändning.....	29
4.3	Effektbalansen.....	33
4.4	Kraftutbyte och överföringsförbindelser	34
4.4.1	Överföringsförbindelser.....	35

5	Elbörsen Nord Pool och balansmarknaden.....	37
5.1	Fysisk marknad.....	39
5.1.1	Elspot.....	39
5.1.2	Buden på spotmarknaden	42
5.1.3	Elbas.....	43
5.1.4	Nya produkter.....	43
5.2	Balansmarknad.....	44
5.3	Finansiell marknad	46
5.3.1	Eltermin	46
5.3.2	Eloption.....	49
5.4	Clearing.....	50
5.5	Regler och avgifter för handel på Nord Pool	50
5.5.1	Informationsplikt.....	51
5.5.2	Insiderinformation.....	51
5.5.3	Manipulation av marknaden	51
5.5.4	Säkerhetskrav.....	51
5.5.5	Avgifter.....	53
6	Prisbildning på råkraftsmarknaden	54
6.1	Tillgången på vattenkraft	56
6.1.1	Värdering av vattenkraften	58
6.2	Påverkan av utomhustemperaturen.....	59
6.3	Bränslepriser	59
6.4	Valutan	61
6.4.1	Hantering av valutarisk.....	62
6.5	Handel med el.....	63
6.6	Energi- och effektbalans	64
6.7	Volatiliteten på elmarknaden.....	65
7	Överföringsförbindelsernas betydelse	66
7.1	Hantering av flaskhalsar.....	67

7.1.1	För- och nackdelar med mothandel respektive prisområden	69
7.2	Hur ofta uppstår flaskhalsar.....	70
7.3	Påverkan på priset	72
7.4	Förbindelsen Finland – Ryssland.....	74
7.5	Förbindelsen mellan Sverige och Polen.....	75
7.6	Inlåsning av kraft julafton 2002	76
7.7	Andra effekter av uppdelningen i prisområden.....	77
7.8	Möjligheter att minska effekten av prisområdesuppdelning	79
7.8.1	Utbyggnad av överföringskapaciteten i Norden	79
7.8.2	Optimering av nyttjandet av överföringskapaciteten	82
7.8.3	Utbyggnad av produktionskapaciteten i underskottsområden.....	84
7.8.4	Sammanfattande kommentarer.....	85
8	Elhandeln utanför Nord Pool	86
8.1	Bilateral elhandel i Sverige	88
8.2	Bilateral elhandel i Finland	89
8.3	Bilateral elhandel i Norge	91
8.4	Bilateral elhandel i Danmark	92
9	Handel på de finansiella marknaderna.....	93
9.1	Syftet med finansiell handel	93
9.2	Finansiell handel i praktiken	94
9.2.1	Nord Pool	94
9.2.2	Bilateralt/OTC	95
9.3	Påverkas priset av den finansiella handeln?	96
10	Är likviditeten på marknaden tillräcklig?	97

10.1	Omsättning på den fysiska marknaden.....	97
10.2	Likviditeten på den finansiella marknaden	99
10.3	Likviditeten i olika produkter.....	104
10.4	Behov av åtgärder på den finansiella marknaden?	107
11	Förekomst av prismanipulation.....	109
11.1	Lagar och regler	109
11.2	Konkurrensverket	110
11.3	Nord Pool.....	111
11.4	Finansinspektionen och Kredit tillsynet.....	114
11.5	Sammanfattande slutsatser.....	114
12	Utvecklingen på elspotmarknaden 2002 och 2003.....	115
12.1	Hydrologisk balans under 2002.....	116
12.2	Uppdelning i fler prisområden i Norge	117
12.3	Anmärkningsvärd prisökning under vecka 48 till 50	118
12.4	Avgörande vändning under vecka 3 2003	124
12.5	Efterfrågeanpassningar.....	126
12.6	Säkerhetskraven på Nord Pool årsskiftet 2002/2003.....	127
13	Europeisk utblick – nordiska elhandeln ur ett europeiskt perspektiv	128
13.1	Frankrike.....	131
13.2	Tyskland.....	131
13.3	Holland	136
13.4	Något om övriga börser.....	137
13.5	Samspel mellan kontinenten och Nord Pool.....	138

14	Alternativ handelsteknik.....	140
14.1	Marginal- eller medelprissättning?	140
14.2	Annan ägare av Nord Pool	142
14.3	Alternativ elhandel.....	142
14.3.1	Sollentunas effekttariff	143
14.4	Behov av ökad ”genomlysning”	143
14.4.1	Behov av att styra mer produktion mot börsen? ...	143
14.4.2	Behov av att öppna budgivningen?	144
15	Slutsatser	145
15.1	Nord Pools fysiska marknad och konkurrensen på elmarknaden	145
15.2	Finansiella marknaden	147
15.3	Överföringsförbindelsernas betydelse.....	147
15.4	Prisutvecklingen på spotmarknaden 2002 och 2003	148
15.5	Förekommer prismanipulation?	149
15.6	Alternativ handelsteknik	150
15.6.1	Marginal- eller medelprissättning?	150
15.6.2	Ägande av elbörsen	150
15.6.3	Behov av att öppna budgivningen?	151
15.7	Nordiska elhandeln ur ett europeiskt perspektiv.....	151
16	Referenser.....	151
	Bilaga 1	156
	Sollentuna Energis effekttariff	156
	Bilaga 2.....	158
	Fabricius elmarknadsmodell.....	158

1 Sammanfattning

Den 1 januari 1996 infördes konkurrens i handel med och produktion av el i Sverige. Reformerna har inneburit att vi idag har en gemensam nordisk elmarknad med en gemensam handelsplats för el, elbörsen Nord Pool.

Övervägande delen av svensk elproduktion är koncentrerad till de fem största kraftproducenterna, som år 2003 stod för knappt 90 procent av landets elproduktion. Vattenfall och Sydkraft står tillsammans för 65 procent av produktionen i Sverige. Vattenfall dominerar även ur ett nordiskt perspektiv och svarar då för 17 procent av elproduktionen. Fortum är näst störst i Norden och svarade 2003 för 14 procent. Elanvändningen i Norden, exkl. Island, uppgick till 380 TWh 2003.

Nord Pool ASA är en gemensam marknadsplats för handel med el i Norge, Sverige, Finland och Danmark. På Nord Pool finns en spotmarknad för fysisk handel med el och en derivatmarknad. Börsen, dess dotterbolag och underavdelningar, ägs av de nordiska systemoperatörerna. Idag har Nord Pool 366 medlemmar¹, varav ett tjugotal utanför de nordiska länderna.

Den fysiska marknaden består av Elspot och Elbas. Elspot är en marknadsplats för handel med kraftkontrakt för leverans under kommande dygn. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel med timkontrakt i Sverige och Finland under innevarande dygn. På spotmarknaden sätts systempriset oberoende av eventuella flaskhalsar i systemet, vilket gör att utbud och efterfrågan inte alltid kan mötas. Då beräknas i stället priset för två eller flera prisområden. Spotmarknaden kan därför ses som en kombinerad energi- och kapacitetsmarknad. På derivatmarknaden handlas det med standardiserade kontrakt upp till fyra år framåt i tiden. Handeln på Nord Pool ökade stadigt från 1996 och till och med 2002, men föll sedan tillbaka under 2003. Orsakerna till det diskuteras i denna rapport.

De viktigaste faktorerna som påverkar elpriset på spotmarknaden är tillgången till vattenkraft, bränslepriser och utomhustemperaturen. På lång sikt påverkas elpriset på Nord Pool av energi- och effektbalanserna i Norden.

¹ www.nordpool.com

1.1 Överföringsförbindelsernas betydelse

Både utbud och efterfrågan varierar kraftigt under och mellan åren vilket ställer stora krav på överföringsnäten. Under vårtår transporteras stora mängder el från Sverige och Norge till kontinenten, medan handeln går i motsatt riktning under torrår. Beroende på hur flödena går uppstår flaskhalsar i systemet. Flaskhalsar hanteras med en kombination av uppdelning i prisområden, mothandel och begränsning av import och export

Begränsningar i överföringskapaciteten leder till en uppdelning av marknaden i prisområden, vilket generellt sett leder till mindre konkurrens, genom att antalet aktörer minskar och de kvarvarande får större marknadsandelar. Samtliga aktörer som intervjuats har lyft fram betydelsen av en gemensam nordisk elmarknad, där förutsättningar så långt möjligt är harmoniserade. Det kommer dock aldrig att vara möjligt, än mindre ekonomiskt försvarbart, att bygga ut nätet för att klara överföringsbehovet i alla situationer och därmed undvika flaskhalsar.

De prisområdesdifferenser som uppstår på grund av begränsningar i överföringsförbindelserna påverkar också den finansiella marknaden negativt. Det är därför en prioriterad fråga att försöka överbrygga dessa begränsningar.

Det går inte att peka ut en enskild åtgärd för att minska effekten av prisområden, utan det behövs flera samverkande insatser såsom;

- utbyggnad av överföringskapaciteten för att minska de strukturella flaskhalsarna i systemet, i första hand de snitt som pekats ut som prioriterade av de systemansvariga i Norden,
- optimering av utnyttjandet av befintlig överföringskapaciteten för att minska onödig uppdelning i prisområden, till exempel genom utökad handel på Elbas genom att västra Danmark ansluter sig till Elbas,
- utökad mothandel i Norden. En hantering som dock innebär stora kostnader för systemoperatörerna, vilka kommer att föras över till marknaden i form av ökade avgifter för utnyttjandet av stamnätet. Det är därför inte lämpligt att enbart genom utökad mothandel eliminera effekterna av uppdelning i prisområden i Norden,
- en utbyggnad av produktionskapaciteten i underskottsområden. För detta krävs dock stabila förutsättningar på elmarknaden och en mer långsiktig energipolitik än den som förs idag.

1.2 Bilateral elhandel

Bilateral elhandel definieras som den handel som sker mellan kraftproducenter och elhandelsföretag respektive elintensiv industri. Dessa aktörer skulle i teorin kunna handla all sin el via spotmarknaden, varför deras bilaterala krafthandel är ett alternativ till elbörsen.

Den tyngre elintensiva industrin samt mindre elhandelsföretag handlar i huvudsak från de större kraftproducenterna. De stora elhandelsföretagen är direktaktörer på elspotmarknaden och handlar all eller en stor del av den fysiska handeln via Nord Pool. Andelen fasta kontrakt har minskat sedan avregleringen. I de bilaterala avtal som sluts följer priserna i stor utsträckning spotmarknadspriserna. Det finns undantag i speciella kontrakt i Norge, PVO:s kraftkontrakt i Finland samt den så kallade prioriterade kraften i Danmark. Avtalen kombineras med olika typer av prissäkringsprodukter.

Det finns en rad andra faktorer som bidrar till många aktörer väljer att handla bilateralt. Att handla på börsen kräver kompetens samt en organisation som är anpassad vad gäller administrativa och personella resurser. Det är en internkostnad som får ställas mot mäklararvoden eller vad det kostar att handla bilateralt med de större kraftbolagen. Genom handel via mäklare fås även en service och en kunskap om marknadsläget som många tycker är värdefull. Det går även att handla större volymer mer strategiskt, utan att det får ett negativt prisgenomslag på marknaden.

Generellt sett kan sägas att även de bilaterala avtalen har blivit mer sofistikerade sedan elmarknaden avreglerades. En bidragande orsak är att kompetensen har ökat successivt både hos energiföretag och industrin. Även de bilaterala avtalen bygger i stor utsträckning på Nord Pools standardprodukter, men kompletteras i vissa fall med längre avtalsperioder eller indexering mot någon för industrin viktig marknad eller produkt. Handeln över Nord Pool har ökat kraftigt mellan 2003 och 2004 och bedöms fortsätta. Med en ökad andel av handeln som prissätts på spotmarknaden ökar också transparensen på marknaden. Att tvinga in all handel på börsen är inte en lämplig åtgärd. Det skulle innebära en inskränkning på en avreglerad marknad.

1.3 Omsättningen på den fysiska marknaden

Den fysiska handeln på spotmarknaden har utvecklats positivt under hela perioden 1996 till och med 2003. Den mindre nedgång som skedde i volym räknat under 2003 har vänt uppåt under 2004, då omsättningen under årets förts fem månader ligger på över 40 procent av den totala elanvändningen, jämfört med drygt 30 procent för helåret 2003.

En tillräcklig omsättning eller likviditet på den fysiska marknaden är en viktig fråga för prisbildningen och förtroendet för elbörsen. Eftersom priset bestäms av köp- och säljintresset på marginalen, är det viktigt att det är med och bildar marknadspriset. Om sedan en stor del av elförbrukningen inte prissätts på börsen, är det mindre viktigt så länge betalningsviljan på marginalen finns representerat i budgivningen. Det är därmed möjligt att ha en fullt korrekt prissättning på börsen trots att en stor andel av kraften inte handlas över börsen. Den allmänna uppfattningen bland marknadsaktörer är att prisbildningen på Nord Pools spotmarknad fungerar bra.

Jämfört med andra el- och råvarumarknader är omsättningen på Nord Pools fysiska marknad mycket hög. På flera liknande marknader i Europa och USA är omsättningen betydligt lägre, mätt som andelen av den totala konsumtionen som handlas över börsen.

Prisbildningen på Nord Pool skulle dock effektiviseras ytterligare om fler aktörer var direktaktörer på Nord Pool. De som handlar spotel gör det för annans räkning och har ett leveranskrav oberoende av vilken prisnivå säljbuden hamnar på. Om större elkonsumenter, till exempel elintensiv industri, går in och lägger mer elastiska efterfrågebud, skulle det leda till en ökad priselasticitet och en bättre fungerande prisbildning.

1.4 Betydelsen av Nord Pools finansiella marknader

Generellt sett är likviditeten god på de finansiella marknaderna. Den tillbakagång som har skett sedan 2002 beror främst på att elpriserna ligger på en betydligt högre nivå. I storleksordningen en tredjedel av de finansiella kontrakten handlas via börsen, medan resten handlas bilateralt. Av hela den finansiella handeln clearas i storleksordningen 80–90 procent via Nord Pool. Bedömningen är behäftad med stor osäkerhet eftersom det finns ett mörkertal. De

aktörer som intervjuats för detta arbete ger dock en samstämmig bild av att det ligger i den storleksordningen.

Finansiell handel sker av två skäl, prissäkring och spekulation. Ju större andel av elhandeln som sker via spotmarknaden, eller via bilaterala avtal som följer spotmarknadspriserna, i desto större utsträckning ökar behovet av finansiell prissäkring. Den spekulativa handeln är viktig för att öka likviditeten i kontrakten och hitta eventuella felprissättningar. Det ekonomiska utfallet på de finansiella kontrakten bestäms av priserna på den fysiska marknaden. Det finns inget som talar för att priserna på de finansiella kontrakten påverkar elpriset på längre sikt.

Under åren 1996 till 2002 ökade omsättningen på Nord Pools finansiella marknader för att sedan falla tillbaka 2003 efter den kraftiga prisuppgång som skedde på den fysiska marknaden. Tillbakagången tolkas som att det har skett en kraftig försämring av likviditeten på de finansiella marknaderna och att det är till nackdel för prisbildningen.

Att det har skett en nedgång i volym på de finansiella marknaderna är naturligt då elpriserna stiger kraftigt. De som handlar med derivat har ett visst riskmandat att hålla sig inom vilket gör att handeln i finansiella kontrakt går ned då priserna stiger kraftigt. Den omsättningsökning i finansiella kontrakt som skedde under årsskiftet 2002–2003 berodde på den kraftiga osäkerhet som rådde på marknaden och att många aktörer valde att gå ur sina positioner för att minska sin riske exponering. En motsatt reaktion hade varit onaturlig. Den nedgång som skedde i omsatt volym direkt efter årsskiftet 2002/2003 stabiliserades redan under våren 2003.

Det riskkapital (mätt som ställda säkerheter på Nord Pool) som nu tillförs marknaden är dock lika stort, eller större än, det riskkapital som tillfördes marknaden tredje kvartalet 2002. Riskbenägenheten att handla finansiella kontrakt på Nord Pool är därför inte mindre idag än för tre år sedan. Antalet direktaktörer på de finansiella marknaderna är cirka 70–80 per vecka, vilket ligger på samma nivå som 2001. Det totala antalet medlemmar på Nord Pool har fortsatt att öka.

Det finns inget som talar för att likviditeten skulle förbättras av att några, mindre likvida produkter tas bort. Det förändrar inte efterfrågan i de säsong- och årskontrakt som det handlas mest i idag. Istället skulle Nord Pool kunna knyta till sig Market Makers som garanterar likviditeten i produkterna. En sådan lösning är dock kostsam, och nyttan måste noggrant vägas mot kostnaden. En

annan åtgärd som skulle kunna öka handeln i finansiella kontrakt över börsen är att Nord Pool erbjuder CfD:s över längre tidsperioder.

Clearingavgifter och hanteringen av säkerheter på Nord Pool är viktiga faktorer som begränsar volymerna på Nordpool. Trots att Nord Pool har genomfört förändringar i säkerhetskraven är konstruktionen av dessa fortfarande ett problem för många mindre aktörer. Det påverkar också nyetableringen på elmarknaden negativt. En åtgärd skulle vara att se över möjligheterna att samordna säkerhetskraven mellan den fysiska och finansiella marknaden, trots att de handlas i olika bolag. Nord Pool skulle även kunna var mindre restriktiva med att godkänna olika former av säkerheter.

1.5 Orsaker till prisutvecklingen 2002/2003

Analyserna av prisutvecklingen på Nord Pool under 2002 och 2003 visar att det finns naturliga förklaringar till den prisutvecklingen som varit. Låg tillrinning till vattenmagasinen och liten vattenkraftsproduktion är de viktigaste förklaringarna till de höga prisnivåerna under slutet av år 2002 och år 2003. I stort bedöms prisbildningen ha fungerat väl under perioden.

Analyserna visar dock att en anmärkningsvärd prisökning skedde under veckorna 48 till 50 som inte kan förklaras med fundamentala prispåverkande faktorer, utan snarare av ett psykologiskt omslag hos elproducenterna. Utvecklingen av den hydrologiska balansen ledde till insikten om ett betydande underskott av vattenkraft i det nordiska systemet, vilket i sin tur medförde en uppvärdering av vattenkraften. Det som hände under vecka 49 var att producenterna började värdera vattnet utifrån förväntningar om att dyrare produktionslag skulle komma in i systemet nästkommande vecka. Det ledde till att priset steg från 400 NOK till över 600 under vecka 49. Priserna på terminsmarknaden följde samma utveckling och steg från 486 till 856 NOK per MWh från måndag till fredag vecka 49.

Utvecklingen under vintern 2002/2003 visar också att betydande efterfrågeanpassningar kan komma till stånd vid höga prisnivåer. Det gäller framförallt Norge, där fler kunder har avtal med rörligt elpris än i Sverige och Finland. I Norge tillämpas också ett system med tätare avläsningar av elförbrukningen och debitering efter faktisk förbrukning för elkunder med en årlig förbrukning över

8 000 kWh, vilket innebär att elkunder snabbare känner av höjningar av elpriset och kan agera därefter. En ytterligare bidragande faktor till den minskade elanvändningen var att risken för energibrist var mest påtaglig i Norge. När tätare avläsningar och debitering efter faktisk förbrukning införs i Sverige är det troligt att efterfrågeanpassningar i större utsträckning kan komma till stånd.

De höga prisnivåerna på spotmarknaden medförde att Nord Pools säkerhetskrav höjdes drastiskt, vilket upplevdes som ett problem för både köpare och säljare. Köparna tvingades ha sju gånger så stora säkerheter i januari 2003 jämfört med juni 2003.

1.6 Förekommer prismanipulation?

En av de viktigaste reglerna för de som handlar på Nord Pool är informationsplikten vilken säger att alla aktörer som handlar på börsen skall ha samma marknadsinformation. Förändrade förutsättningar annonseras kontinuerligt på Nord Pool hemsida. Alla avvikande marknadsrörelser granskas av Nord Pools marknadsövervakning.

Något fall av prismanipulation som bryter mot regler eller gällande lagstiftning har inte påvisats sedan den svenska elmarknaden avreglerades 1996. Vid intervjuer som genomförts med marknadsaktörer vill heller ingen göra gällande att medveten prismanipulation skulle förekomma. Dock framförs farhågor om att den marknadskoncentration som skett sedan avregleringen skapar förutsättningar för möjligt missbruk av dominerande ställning samt kunskapsöverföring mellan konkurrerande företag genom gemensamt ägda kraftverk. Förtroendet för Nord Pool som börs är dock stort hos alla aktörer. Det sker en effektiv prisbildning på spotmarknaden och marknadsövervakningen anses fungera tillfredställande. Merparten av aktörerna anser att Nord Pool är också en öppen och lättillgänglig börs sett ur ett internationellt perspektiv.

För att behålla förtroendet för elbörsen är det viktigt att missänkta fall av marknadsmanipulation verkligen utreds. I de flesta fall har så skett, men i ett aktuellt fall som lämnades till ekobrottsmyndigheten i Norge utreddes dock inte fallet, enligt uppgift på grund av bristande resurser och kompetens. Att berörda

myndigheter, åklagare och polis har för dålig kännedom om elmarknaden skulle kunna vara ett problem.

1.7 Alternativ handelsteknik

1.7.1 Marginal- eller medelprissättning?

Spotpriset är ett jämviktspris som sätts genom budgivning och motsvarar marginalkostnaden för den dyraste produktionsanläggning som måste tas i drift. Priset som bildas gäller för samtliga producenter och konsumenterna på marknaden.

Enligt nationalekonomisk teori är det marginalkostnadsprissättning som ger störst effektivitet på en marknad. Invändningarna mot metoden är att den kan leda till övervinster för de producenter som har en stor andel elproduktion från kraftslag med låg rörlig marginalkostnad. Vissa kritiker hävdar att en återgång till en medelprissättning, som rådde innan avregleringen, skulle vara mer rättvis för konsumenterna. Vid en medelprissättning skulle producenternas genomsnittliga produktionskostnad, plus ett påslag för att täcka nödvändiga investeringar, bestämma priset till kunderna. För att klara effekttoppar måste producenterna hålla med en överkapacitet för att klara lasten i systemet en kall vinterdag, en överkapacitet som konsumenterna i slutändan som får betala.

Varken konsumenterna eller producenterna ges incitament att ändra sitt beteende vid medelprissättning. Även om systemet kan ge höga prisnivåer under enskilda tidsperioder, är det den metod som ger störst effektivitet och konkurrens och därmed lägst kostnader på lång sikt. Andra metoder, som medelprissättning, har flera nackdelar och är heller inte förenlig med en fri marknad, oavsett om handeln sker via en börs eller bilateralt.

1.7.2 Ägande av elbörsen

Nord Pool ägs idag av systemoperatörerna i de olika nordiska länderna. Dessa representerar ett statligt ägande. Det finns aktörer på elmarknaden som rent principiellt vill lyfta fram att en marknadsplats bör ägas av marknadens aktörer. Det ger tydliga incitament för att skapa bättre förutsättningar för marknadens aktörer och en effektiv handel. Dagens ägare är emellertid stabila vilket har varit av betydelse för förtroendet vid uppbyggandet av börsen.

1.7.3 Alternativ elhandel

Det finns kritiker som hävdar att elmarknaden fungerar ineffektivt, och därmed fördyrar konsumenternas elinköp. Gunnar Fabricius har lanserat en elmarknadsmodell som bygger på att ledet med elförsäljningsbolag avskaffas, och kunderna istället köper el direkt av nätägaren till spotpris. Fabricius elmarknadsmodell leder inte till någon utveckling av marknaden. Kunderna skulle åter bli fast i ett monopol hos sin nätägare och valfriheten kring leverantör skulle försvinna. Det skulle dessutom bli mycket svårare för kunderna att prissäkra sina elinköp.

1.7.4 Behov av att styra mer produktion mot börsen?

”Genomlysning” innebär bland annat att elmarknadens aktörer ska ha tillgång till bästa möjliga bud på marknaden. Det innebär att ju större andel av handeln som sker via börsen, desto säkrare kan de som handlar på börsen vara att de bud som läggs är riktiga. Från och med januari 2004 har Nord Pool ändrat avgifterna för omsättning av kraft via börsen, vilket bidrar till att öka omsättningen på spotmarknaden. Det finns idag inga skäl att genom särskilda åtgärder styra ytterligare kraft mot spotmarknaden. Den ökar kontinuerligt samtidigt som den bilaterala handeln i mycket stor utsträckning sker med Nord Pool som referens.

1.7.5 Behov av att öppna budgivningen?

Informationsplikten är den viktigaste faktorn för transparensen på elbörsen. För att öka transparensen ytterligare skulle ett alternativ kunna vara att hålla den dagliga budgivningen på spotmarknaden öppen. Det finns dock nackdelar med ett sådant förfarande. En öppen budgivning skulle kunna leda till mer spekulativa bud utifrån de prisindikationer som ges och att risken för prismanipulation ökar. Slutsatsen är att dagens system med en anonym och sluten budgivning bäst gagnar en effektiv prisbildning.

1.7.6 Europeisk utblick

På den kontinentala marknaden har temperatur och vind samma betydelse som den hydrologiska balansen har i Norden. Prisbildningen på de tyska/holländska/franska marknaderna är också beroende av revisionsavställningar på kärnkraft och kablar mellan olika länder.

Det nordiska systemet med en stor andel vattenkraft är en billig och snabb insatsmekanism för den mer termiskt orienterade marknaden på kontinenten. Om det råder brist på el i Tyskland hämtas gärna kraft från Norden, i den mån kablarna räcker till.

Den tyska marknadens prispåverkande effekt på Nordpoolmarknaden är dock starkt begränsad av kapaciteten på kablarna. Det är svårt att se något klart mönster på dygnsmedelnivå. Nord Pool har i normala fall en prisstruktur, med lägre priser under sommaren än under vintern. Det tydliga mönstret finns inte i Tyskland där avställningar och flaskhalsar kan ha en mer oregelbunden inverkan på prisen. Generellt har det varit en låg korrelation mellan tyska priser och priserna på Nord Pool. Korrelationsfaktorn varierar även beroende på om det är våttår eller torrår.

Norden importerar även kraft från Polen och Ryssland. Prisnivåerna i dessa länder har ingen korrelation med prisutvecklingen i Norden.

På Nord Pool finns strikta regler om informationsplikt medan det inte finns motsvarande krav på kontinenten. Marknadsinformation och meddelanden om avställningar, efterfrågan, flaskhalsar samt andra typer av incidenter fördröjs ofta. Det gör att börserna på kontinenten inte uppvisar samma transparens och effektiva prisbildning som Nord Pool.

2 Beskrivning av uppdraget

ÅF-Energi & Miljö AB, och med TelgeKraft AB som underkonsult, har på uppdrag av El- och gasmarknadsutredningen utrett förutsättningarna på råkraftmarknaden. I uppdraget ingick att:

- uppdatera Elkonkurrensutredningens marknadsbeskrivning,
- analysera de prisvariationer som förekommit under vintern 2002/2003,

- analysera elbörsens funktion och inflytande på prisutvecklingen,
- kartlägga antalet tillfällen då Nord Pool eller annan aktör har utrett misstänkt prismanipulation och dra slutsatser av detta vad gäller börsens fortsatta funktion och förtroende,
- belysa faktorer som påverkar spotmarknadens effektivitet, inklusive överföringskapacitetens betydelse, en alternativ handelsteknik, möjligheter till förbättrad genomlysning samt åtgärder för att styra produktion mot börsen,
- analysera Nord Pools finansiella marknader. Betydelsen av en tillräcklig likviditet på börsens finansiella marknader samt spotmarknaden skall belysas och möjligheterna att förbättra prissättningen skall utvärderas,
- redogöra för hur handeln med el fördelas mellan bilaterala avtal och Nord Pool och ge en beskrivning av hur den bilaterala handeln fungerar idag ur ett svenskt och ett nordiskt perspektiv,
- beskriva kortfattat ovanstående frågor ur ett europeiskt perspektiv.

Uppdraget redovisas i föreliggande rapport. Projektet har genomförts av Karin Byman, projektledare och Maria Stenkvist, ÅF-Energi & Miljö samt Stefan Goldkuhl, Frans Lundquist och Mikael Lahtinen, TelgeKraft AB. Sylvia Persson och Anna Nordling, ÅF har hjälpt till med figurer, textgranskning och redigering.

3 Metodik

För att få en aktuell bild, som är väl förankrad i marknaden, har en rad olika aktörer på elmarknaden intervjuats. De representerar kraftbolag, elhandlare, finansiell handel, tillverkande industri, kraftbolag och myndigheter samt elbörsen. Totalt har ett fyrtiotal intervjuer genomförts. Förutom intervjuer har underlag inhämtats via aktuella rapporter och artiklar kring elmarknadens funktion. (Se referenser.)

För att göra fundamentala analyser av prisutvecklingen har stora mängder data bearbetats. Underlagen är hämtade från Nord Pool, SMHI, Svenska Kraftnät, Svensk Energi med flera. Prisanalyserna

är till stor del baserade på timvärdesdata för att ge en så detaljerad bild av utvecklingen som möjligt.

Analysen och slutsatserna har genomförts i samarbete mellan ÅF-Energi & Miljö AB och TelgeKraft AB.

4 Beskrivning av elmarknaden

Den 1 januari 1996 infördes konkurrens i handel med och produktion av el i Sverige. Nätverksamheten är dock alltjämt en reglerad monopolverksamhet. Huvudsyftet med avregleringen har varit att öka effektiviteten i produktions- och försäljningsledet genom att öka valfriheten för konsumenter och ge bättre förutsättningar för ett bättre resursutnyttjande i produktionsledet. Liknande reformer har genomförts i alla nordiska länder. Reformerna har inneburit att vi idag har en gemensam nordisk elmarknad med en gemensam handelsplats för el, elbörsen Nord Pool.

4.1 Aktörerna på elmarknaden

På elmarknaden finns i huvudsak följande aktörer:

- Elanvändare
- Elproducenter
- Nätägare
- Systemansvariga
- Elhandelsföretag

4.1.1 Elanvändare

Elanvändare har ett avtal med ett elhandelsföretag om köp av el och ett kund- eller avtalsförhållande med nätägaren för transporten av energi. För transporten av energi betalar elanvändaren en nätavgift, vilken ger elanvändaren rätt att fritt välja elleverantör på den nordiska elmarknaden.

4.1.2 Elproducenter

En elproducent producerar el och matar in den i inmatningspunkter på nätet. Elproducenten äger produktionsanläggningen och säljer elenergi till elhandelsföretag, elbörsen eller direkt till slutkunder.

Den övervägande delen av svensk elproduktion är koncentrerad till de fem största kraftproducenterna, som år 2003 stod för knappt 90 procent av landets elproduktion. Vattenfall och Sydkraft står tillsammans för 65 procent av produktionen i Sverige. Graninge blev i slutet av år 2003 uppköpt av Sydkraft/Eon. Totalt sett har antalet större elproducenter i Sverige minskat från sju företag 1996 till fyra 2004.

Tabell 1. De största elproducenterna i Sverige, produktion i Sverige 2003, TWh

	<i>Elproduktion i Sverige 2003, TWh</i>	<i>Andel i Sverige, %</i>
Vattenfall	61,5	46
Fortum	24,7	19
Sydkraft	27,1	20
Skellefteå Kraft	2,4	2
Graninge	2,4	2
Summa	118,1	90
Övriga producenter	14,4	11
Total elproduktion i Sverige	132,5	100

Anmärkning: Graninge köptes under slutet av år 2003 upp av Sydkraft/Eon.

Källa: Elåret 2003, Svensk Energi.

I Norge finns ett hundratal elproducenter, men ett tiotal företag står för cirka 70 procent av produktionen. Statkraft, som är Norges största kraftproducent, står för 30 procent av den totala produktionskapaciteten (och 40 procent av totala magasinkapaciteten)². I Finland finns cirka 120 företag och 400 kraftverk som producerar el. Fortum och Pohjolan Voima är de två viktigaste finska elproducenterna. Vattenfall är en tredje betydande aktör på den finska marknaden. I Danmark har antalet elproducenter

² NVE 2004.

minskat från ett tiotal till tre. Elsam är Danmarks största producent av el och värme och har sin verksamhet på Jylland och Fyn. E2 äger flertalet stora produktionsanläggningar på Själland. I Tabell 2 visas att Vattenfall och Fortum är de största elproducenterna på den nordiska elmarknaden med marknadsandelar på 17 respektive 14 procent 2003.

Tabell 2. Nordens största elproducenter och deras elproduktion i Norden 2003, TWh och procent

	Elproduktion i Norden 2003, TWh	Andel i Norden, %
Vattenfall	61,8	17
Fortum	49,9	14
Statkraft SF	32,5	9
Sydkraft	27,1	7
Elsam	18,3	5
Pohjolan Voima OY	18,0	5
E2	14,1	4
Summa	221,7	61
Övriga elproducenter	141,6	39
Total elproduktion i Norden ¹⁾	363,3	100

1) exklusive Island.

Källa: Svensk Energi, Årsredovisningar, Nordel.

4.1.3 Nätägare och systemansvarig

Nätägarna ansvarar för att elenergin transporteras från produktionsanläggningarna till elanvändarna. En nätägare måste ha tillstånd att bygga och driva starkströmsledningar, en så kallad nät-koncession från Energimyndigheten. En nätägare är ansvarig för att beräkna och rapportera kundernas elförbrukning till berörda aktörer på marknaden.

Det svenska elnätet är indelat i tre nivåer, stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet, som även inkluderar huvuddelen av förbindelserna med grannländerna, ägs av Svenska Kraftnät. De regionala näten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och ibland till elanvändare med hög förbrukning. Regionnäten ägs till stor del av tre företag i Sverige, Vattenfall, Sydkraft och Fortum. Från de

lokala näten transformeras kraften till den normala hushållsspänningen.

Eftersom det vid varje tidpunkt måste vara balans mellan förbrukning och produktion av el finns i varje nordiskt land en systemansvarig som har till uppgift att upprätthålla denna balans. I Sverige är Affärsverket Svenska Kraftnät systemansvarig. Svenska Kraftnät ansvarar också för att koordinera elhandeln med den fysiska transporten av el, att sköta den nationella balansavräkningen samt att se till att de balansansvariga uppfyller de ekonomiska villkoren. Varje nätägare rapporterar uppmätt produktion och förbrukning i sitt nät till Svenska Kraftnät. I Norge är Statnett systemoperatör, i Finland Fingrid och i Danmark finns två systemoperatörer, Elkraft och Eltra.

För varje uttagpunkt på nätet måste det finnas en balansansvarig. Att ha balansansvar innebär ett ekonomiskt ansvar för att produktion och förbrukning av el alltid är i balans inom företagets åtagande. För närvarande finns cirka 30 balansansvariga företag i Sverige, drygt 20 i Finland, 140 i Norge, 40 på Jylland/Fyn och 20 på Själland.

4.1.4 Elhandlare

Elhandelsföretag köper el från en producent eller på börsen Nord Pool och säljer el till elanvändare. Ett elhandelsföretag kan antingen själv ha balansansvar eller köpa tjänsten från ett annat företag. Det finns också många företag som själva producerar stora volymer av den el som säljs vidare och är då verksamma både som elproducent och elhandlare.

Elen säljs fritt på elmarknaden. Det finns ingen prisreglering vid elhandel utan det förutsätts att elanvändaren kan vända sig till en annan elleverantör om denne erbjuder bättre villkor. Elpriset sätts efter överenskommelse mellan köpare och säljare och är inte offentligt, om inte parterna väljer att publicera det.

4.2 Elproduktion och elanvändning

Kännetecknande för den nordiska elmarknaden är att både produktion och användning av el varierar under och mellan år. Eftersom hälften av elproduktionen i Norden kommer från vatten-

kraft, påverkar nederbörden och tillrinningen hur stor elproduktionen blir. Vattenkraftproduktionen kan variera med i storleksordningen 80 TWh mellan våtår och torrår, vilket motsvarar en femtedel av den totala elproduktionen i Norden.

Andelen vattenkraft av total elproduktion varierar emellertid mellan länderna, från 99 procent i Norge till 0 procent i Danmark. I Sverige står normalt vatten- och kärnkraft tillsammans för mer än 90 procent av elproduktionen. Resterande kommer från kraftvärmeverk, kondenskraftverk och vindkraftverk. I Finland produceras ungefär en tredjedel i kärnkraftverk, en tredjedel i vattenkraftverk, medan kondens- och vattenkraft står vardera för 20 procent av elproduktionen. I Danmark står kondenskraftverk för merparten av elproduktionen. Danmark har också Nordens största vindkraftproduktion, som år 2003 producerade 6 TWh. Vindkraftens andel av den totala elproduktionen i Norden är ännu liten, knappt 2 procent 2003.

Elproduktionen i Sverige och de övriga nordiska länderna redovisas i Tabell 3 och Tabell 4 nedan.

Tabell 3. Elproduktion i Sverige 1996, 2000–2003, TWh

	1990	2000	2001	2002 ¹⁾	2003 ¹⁾
Total produktion	141,7	142,0	157,7	143,2	132,3
Vattenkraft	71,4	77,8	78,4	65,8	52,8
Vindkraft	0	0,5	0,5	0,6	0,6
Kärnkraft	65,2	54,8	69,2	65,6	65,5
Konv värmekraft	5,1	8,9	9,6	11,3	13,5
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	2,4	4,7	5,6	6,3	7,6
Kraftvärme i industrin	2,6	4,2	3,8	4,6	5,2
Kondenskraft	0	0,1	0	0,4	0,6
Gasturbiner	0	0	0	0	0,1
Import-Export	-1,8	4,7	-7,3	5,4	12,8
Användning	139,9	146,6	150,4	148,6	145,1

1) Preliminär statistik.

Källa: Energiläget 2003, Energimarknaderna 2004, Energimyndigheten.

Tabell 4. Elproduktion i Finland, Danmark och Norge 1996, 2000 och 2003, TWh

	Finland			Danmark			Norge		
	1990	2000	2003	1990	2000	2003	1990	2000	2003
Total produktion	52	67	80	24	34	44	120	143	107
Vattenkraft	11	14	9	120	142	106
Vindkraft	1	4	6	0
Kärnkraft	18	22	22	0	0	0	0	0	0
Konv värmekraft	23	31	49	24	30	38	1	1	1
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	9	13	16	8	28 ¹⁾	36 ¹⁾			
Kraftvärme i industrin	8	12	13	0	2	2			
Kondens	7	7	20	15					
Gasturbiner	0	0	...			
Import-export	11	12	5	7	1	-8	-16	-19	24
Användning	62	79	85	31	35	35	105	124	115

1) inklusive kondensproduktion

Källa: Elmarknaden 2003, Energimyndigheten, Nordels årsstatistik.

Elanvändningen i Norden varierar med utetemperaturen. Det beror på att elvärme står för en stor del av elanvändningen i främst Sverige och Norge. På vintern kan elanvändningen per vecka vara dubbelt så hög som under juli månad.

Elanvändningen i de nordiska länderna har i genomsnitt ökat med 1,7 procent per år mellan 1992 och 2002. Ökningstakten har dock varit olika stor i de olika länderna. Störst har ökningen varit i Finland (2,9 procent per år) och minst i Danmark (0,8 procent per år). Mellan 2002 och 2003 minskade den totala elanvändningen med 8 TWh, varav 5 TWh i Norge. Det kan förklaras av flera faktorer. Under vintern 2002/2003, som var torr och kall med liten vattenkraftproduktion och ett underskott i vattenkraftmagasinen, steg elpriserna till mycket höga nivåer. Situationen var så allvarlig att myndigheterna i Norge gick ut med varningar för energibrist och uppmaningar om att dra ned på elförbrukningen så mycket möjligt. Tillrinningen till vattenmagasinen förbättrades från och med mars 2003, men elpriserna var höga under hela 2003, vilket dämpade elanvändningen. En annan förklaring är att 2003 var varmare än 2002, vilket medförde att behovet av elvärme i Norge och Sverige minskade.

Fördelningen mellan olika användarsektorer varierar mellan länderna. I Danmark finns ingen elintensiv industri, vilket gör att den danska industrin står för en lägre andel av den totala elanvändningen jämfört med industrin i Sverige, Norge och Finland. Elanvändningens fördelning mellan olika sektorer i de nordiska länderna visas i tabellerna nedan.

Tabell 5. Elanvändning i Sverige 1990, 2000–2003, TWh

	1990	2000	2001	2002 ¹⁾	2003 ¹⁾
Industri	53,0	56,9	56,2	55,7	54,9
Bostäder och service	65,0	69,0	73,1	72,5	72,3
Transporter	2,5	3,2	2,9	2,9	2,8
Fjärrvärme, raffinaderier	10,3	6,5	6,7	5,7	4,2
Distributionsförluster	9,1	11,1	11,9	11,8	10,9
Total användning	139,9	146,6	150,4	148,6	145,1
Total användning netto temperaturkorrigerad	143,1	149,5	151,3	149,7	145,6

1) Preliminär statistik.

Källa: Energimarknaderna 2004, Energimyndigheten.

Tabell 6. Elanvändning i Finland, Danmark och Norge åren 1990, 2000 och 2003, TWh

	Finland			Danmark			Norge		
	1990	2000	2003	1990	2000	2003	1990	2000	2003
Industri (inkl. energisektorn)	33	45	44	9	11	10	47	53	46
Bostäder och service	26	31	37	20	22	23	51	61	59
Transporter	0,4	¹⁾	¹⁾	0,2	¹⁾	¹⁾	0,6	¹⁾	¹⁾
Förluster	3	3	3	2	2	2	7	10	11
Total användning	62	79	85	31	35	35	105	124	115

1) ingår i bostäder och service.

Källa: Nordel.

Produktionen och förbrukningen av el i de nordiska länderna har under de senaste åren utvecklats i olika takt. Energiförbrukningen har ökat med 17 procent mellan år 1992 och 2002, medan produktionskapaciteten endast ökat med 2 procent. Det har lett till att

energibalansen blivit alltmer ansträngd och att de nordiska länderna blivit alltmer beroende av import av el från omgivande länder.

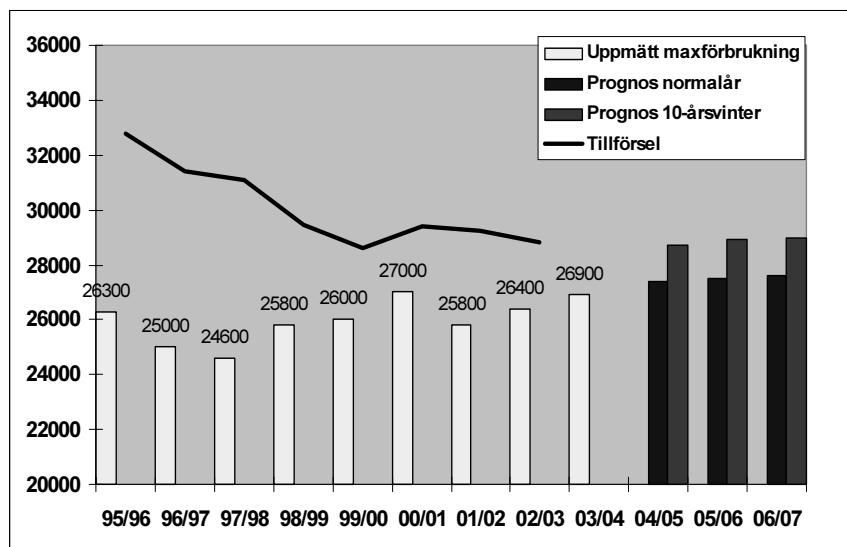
De nordiska systemoperatörerna har i "Nordisk systemutvecklingsplan 2002" tagit fram en gemensam prognos för utvecklingen av det nordiska elsystemet. I planen bedöms Norden vara i behov av import under ett normalår 2010. Norge väntas ha störst importbehov, medan Sverige bedöms vara i balans under ett normalår, förutsatt att alla värmekraftanläggningar körs. Totalt väntas importbehovet (det vill säga skillnaden mellan produktion och konsumtion) i Norden vara runt 10 TWh ett normalår, medan det ett torrår ökar till cirka 25 TWh. Det är osäkert om det är möjligt att importera den mängd el som behövs under ett torrår och om omgivande marknader har möjlighet att föra över så stora mängder till de nordiska länderna.

4.3 Effektbalansen

En effektbalans beskriver elsystemets momentana förmåga att balansera tillförsel och efterfrågan på el. Effektbalansen har betydelse för prisbildningen på råkraftmarknaden, varför den beskrivs kortfattat här.

Effektbalansen i Sverige och Norden som helhet har blivit allt mer ansträngd under senare år. Det är en följd av att produktionskapaciteten har minskat efter avregleringen av elmarknaden, samtidigt som efterfrågan på el har ökat. Utvecklingen i Sverige visas i Figur 1 nedan. Begreppet tioårsvinter används som ett mått på en lastsituation som rimligen bör kunna klaras med tillräckliga marginaler. Med det menas en vinter som statistiskt sett inträffar vart tionde år. Om uttaget vid något tillfälle är större än produktionskapaciteten, uppstår en bristsituation. Största risken för effektbrist är det vanligen en kall vinterdag. Ännu har inte effektbrist inträffat i Sverige, men effektbalansen har varit ansträngd vid ett antal tillfällen under de senaste årens vintrar. Vid dessa tillfällen har elpriset på Nord Pool stigit till mycket höga nivåer.

Figur 1. Utveckling av maximal förbrukning och tillförsel av el i Sverige, MW



Källa: Svenska Kraftnät.

Enligt de nordiska systemoperatörernas prognos väntas effektbalansen i Norden förbättras något till år 2010, vilket kan förklaras med att nya elproduktionsanläggningar förväntas komma till stånd i Finland (kärnkraft) och Norge (gaskraft).

4.4 Kraftutbyte och överföringsförbindelser

Utbytet av kraft i Norden styrs i hög grad av tillrinningen till de nordiska vattenmagasinen. Eftersom vattenkraften har lägst rörliga produktionskostnader (förutom vindkraft) i det nordiska produktionssystemet, exporterar Sverige och Norge normalt sett el till Danmark och Finland under år med god tillgång på vattenkraft. Sverige är under våtår transitland för export av el från Norge till Danmark och Finland. Vid torrår vänder handelsströmmarna och Norge och Sverige importerar el som har producerats i danska, finska, tyska och polska kondenskraftverk. Finland är oberoende av våtår eller torrår beroende av importerad el från Ryssland.

4.4.1 Överföringsförbindelser

Kraftutbyte möjliggörs av överföringsförbindelserna mellan länderna. Inom det nordiska elböransområdet finns ett stort antal överföringsförbindelser. Det finns också förbindelser till Ryssland, Tyskland och Polen. Sveriges handelskapacitet har ökat med 2 000 MW sedan 1995 och uppgår idag till 9 000 MW, vilket motsvarar en tredjedel av landets maximala effektbehov.

I Tabell 7 redovisas både den maximalt tillåtna överföringen och handelskapaciteten. Handelskapacitet är den kapacitet som är tillgänglig för marknadens aktörer. Den kan ibland vara lägre än den totala överföringskapaciteten på grund av begränsningar i angränsande nät, driftstopp, aktuell förbrukning och produktion samt reserverad kraft för systemoperatörerna.

Tabell 7. Överföringsförbindelser i Nordeuropa per den 2003-12-31, MW

		Handelskapacitet (MW)	Överföringskapacitet (MW)
<i>Till</i>	<i>Sverige</i>		
Från	Norra Finland	1 100	1 200
	Södra Finland (Fennoskan)	550	550
	Norge norr om snitt II (N61°)	1 300	2 550
	Norge söder om snitt II (N61°)	2 150	2 300
	Östra Danmark	1 700	1 750
	Västra Danmark (1)	490	490
	Tyskland	396	396
	Polen	600	600
<i>Till</i>	<i>Norge</i>		
Från	Finland	100	120
	Sverige norr omr. snitt II (N61°)	1 100	2 570
	Sverige söder om snitt II (N61°)	2 150	2 300
	Västra Danmark	1 000	1 040
	Ryssland	25	25
<i>Till</i>	<i>Finland</i>		
Från	Ryssland, i söder	1 300	1 300
	Ryssland, i norr	60	60
	Nordnorge	80	120
	Norra Sverige	1 500	1 600
	Södra Sverige (Fennoskan)	550	550
<i>Till</i>	<i>Västra Danmark</i>		
Från	Sverige (2)	460	460
	Norge	1 000	1 040
	Tyskland	800	800
<i>Till</i>	<i>Östra Danmark</i>		
Från	Sverige	1 300	1 350
	Tyskland	550	600
<i>Till</i>	<i>Tyskland</i>		
Från	Västra Danmark	1 200	1 200
	Östra Danmark	550	600
	Sverige	456	456
<i>Till</i>	<i>Polen</i>		
Från	Sverige	600	600

(1) (2) Kapaciteten reducerad med 120 MW på grund av transformatorhaveri.
Handelskapacitet: från Nordels balansgrupp.

Samtliga förbindelser, förutom förbindelserna mellan Sverige och Polen (SwePolLink) och Sverige och Tyskland (Baltickabeln), ägs av de systemansvariga företagen i Norden. Sydkraft ägde tidigare en del av 400 kV-förbindelsen mellan Sverige och Själland, men den andelen har sålts till Svenska Kraftnät. Sydkraft äger fortfarande 130 kV-förbindelsen. Hela förbindelsens överföringskapacitet är tillgänglig för handel på Nord Pool.

SwePollink ägs till 48 procent av Vattenfall, 51 procent av Svenska Kraftnät och 1 procent av Polish Power Grid Company. Baltic Cable ägs till en tredjedel av Sydkraft/Eon och till två tredjedelar av Statnett. Ingen förändring av ägarförhållanden för de två sistnämnda kablarna är kända idag.

Samtliga förbindelser inom börsområdet utnyttjas fullt ut för handel på spotmarknaden. Handeln på förbindelserna till länderna utanför börsområdet, det vill säga gränsförbindelserna till Polen, Ryssland och Tyskland sker via bilaterala avtal och/eller ett auktionsförfarande av handelskapacitet. Den tillgängliga kapaciteten på SwePollink på den svenska sidan disponeras av Vattenfall genom ett långsiktigt avtal. 50 MW är dock tillgängligt för andra aktörer på årsbasis. Kapaciteten på Baltic Cable disponeras av ägarna, men kapacitet som inte utnyttjas bjuds ut på dygns- och timbasis till andra aktörer. Handel på förbindelser mellan Danmark och Tyskland sker via bilaterala avtal och genom auktion av handelskapacitet.

5 Elbörsen Nord Pool och balansmarknaden

Nord Pool ASA är en gemensam marknadsplats för handel med el i Norge, Sverige, Finland och Danmark. På Nord Pool finns en spotmarknad för fysisk handel med el och en derivatmarknad. Nord Pool "clearar" också kontrakt som gäller både på och utanför den egna marknadsplatsen, det vill säga ansvarar för betalningarna mellan marknadsaktörerna. Idag har Nord Pool 366 medlemmar³, varav ett tjugotal utanför de nordiska länderna.

Nord Pool ASA ägs till 50 procent av Svenska Kraftnät och 50 procent av norska Statnett, vilka är systemoperatörer i Sverige respektive Norge. Nord Pool ASA består av Nord Pool Financial

³ www.nordpool.com

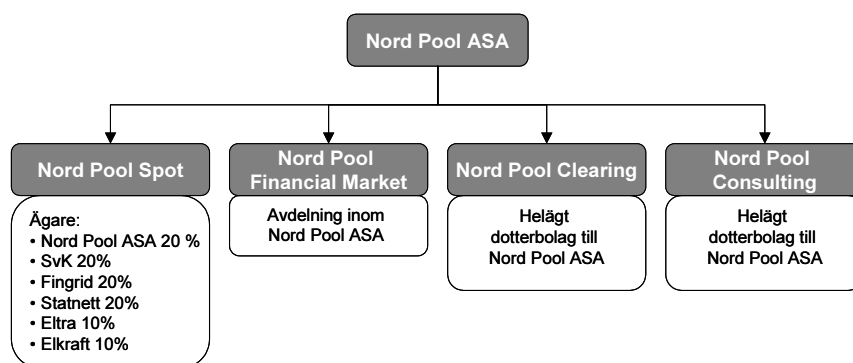
Market, som är en avdelning inom Nord Pool ASA samt Nord Pool Clearing och Nord Pool Consulting, som är helägda dotterbolag. Nord Pool ASA har också en minoritetsandel på 20 procent i Nord Pool Spot ASA. Övriga ägare i Nord Pool Spot ASA är Svenska Kraftnät, Statnett och Fingrid med 20 procent vardera samt de danska systemoperatörerna Elkraft och Eltra, som vardera äger 10 procent. Nord Pool Consulting kommenteras inte inom denna utredning.

Nord Pool Spot AS är en marknadsplats för handel med el för fysisk leverans det kommande dygnet av el. Nord Pool Financial Market ASA är en börs för finansiell handel för aktörer på den nordiska elmarknaden. Nord Pool Clearing ASA är motpart i alla finansiella kontrakt som omsätts på börsen samt alla bilaterala finansiella kontrakt. (Se kapitel 5.4.)

Nord Pool ASA och Nord Pool Spot AS har båda tillstånd som fullvärdiga börs enligt norska börsregler.

I Figur 2 nedan visas Nord Pools organisation.

Figur 2. Nord Pools organisation



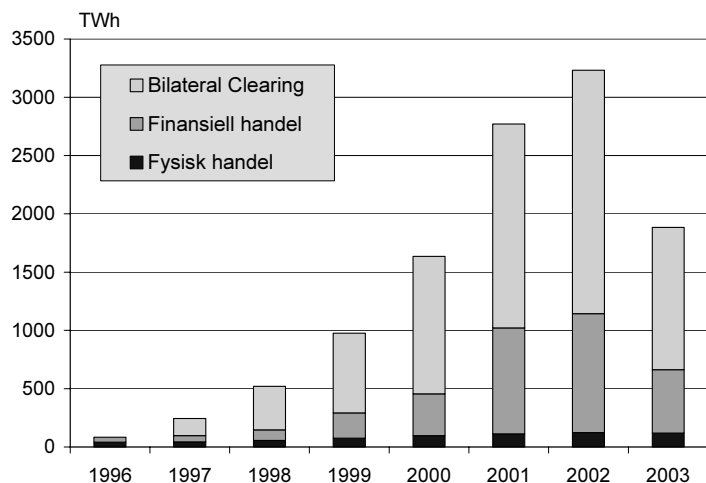
Källa: Nord Pool ASA, Annual Report 2003.

Den norska elmarknaden avreglerades 1991 då en ny energilag trädde i kraft. Föregångaren till Nord Pool, Statnett Marked AS, bildades 1993 i Oslo. 1996 skapades en gemensam norsk-svensk börs genom att Svenska Kraftnät gick in som delägare tillsammans med Statnett. Samtidigt bytte elbörsen namn till Nord Pool.

Finland anslöt sig till den gemensamma elbörsen 1998. Västra Danmark (Jylland) anslöts 1999 och östra (Själland) år 2000.

I diagrammet nedan visas omsättningen på Nord Pools olika marknader i volym räknat från 1996-2003. Handeln ökade stadigt mellan åren 1996 till 2002 men föll sedan tillbaka kraftigt under 2003. Orsakerna till detta diskuteras i kapitel 10.

Figur 3. Marknadsutveckling Nord Pool ASA 1996–2003, TWh



Källa: Nord Pool ASA Annual Report 2003.

5.1 Fysisk marknad

Den fysiska marknaden består av Elspot och Elbas. Elspot är en marknadsplats för handel med kraftkontrakt för leverans under kommande dygn. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel med timkontrakt i Sverige och Finland under innevarande dygn.

5.1.1 Elspot

På spotmarknaden fastställs det så kallade systempriset (jämviktspris för utbud och efterfrågan) genom auktion. Deltagarna lämnar bud om hur stor mängd kraft de önskar sälja respektive köpa vid olika prisnivåer under varje timme nästföljande dygn. Senast

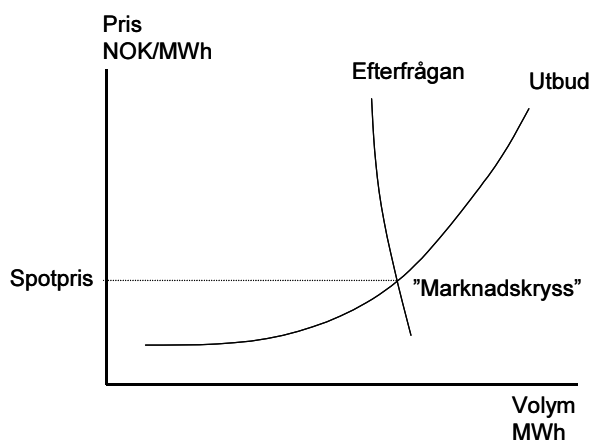
klockan 12.00 dagen innan måste alla bud vara lämnade och systempriset beräknas baserat på de lämnade buden. Leverans sker därför mellan 12 och 36 timmar efter det att buden har lämnats, det vill säga mellan klockan 00.00 och 24.00 nästföljande dygn.

Det går även att lämna blockbud för en bestämd volym för ett antal på varandra följande timmar. Blockbuden träder i kraft då det genomsnittliga priset under blockperioden ligger över angivet blockbudpris. För köpblocken gäller det motsatta, det vill säga dessa leder till köp om snittpriset ligger under blockbudpris.

Säljare kan även lämna flexibla timbud. Det innebär att de lämnar bud för en icke specificerad timme med ett minimipris och volym. Budet accepteras i den timme som har högst pris i det givna området förutsatt att priset ligger över angiven budprinsnivå.

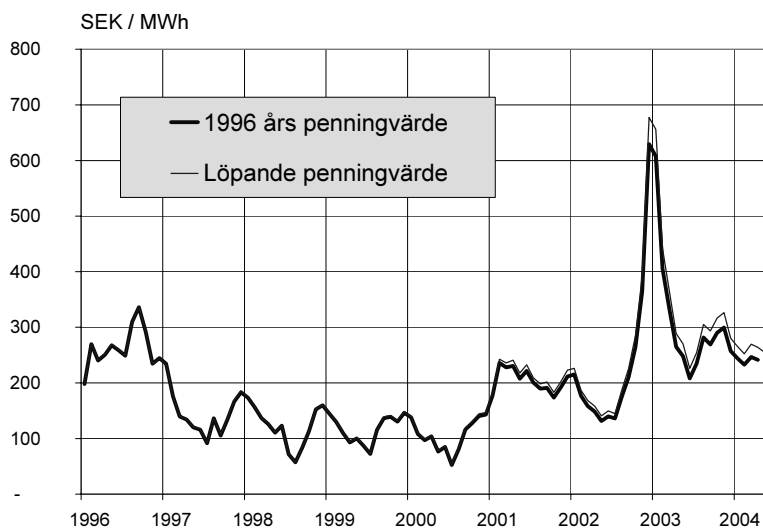
Jämviktspriset kallas för marknadskryss på Nord Pool.

Figur 4. Illustration av jämviktspris på Spotmarknaden



De kontrakt som handlas innebär en skyldighet att leverera till eller att ta ut fysisk kraft från stamnätet. Kontraktens varaktighet är en timme. Omsättningen mäts i MWh per timme och minsta kontraktstorlek är 0,1 MWh per timme. Handel sker 365 dagar om året. Systempriset fungerar som referenspris för den övriga elmarknaden. Det genomsnittliga spotpriset per månad, i löpande och 1996-års penningvärde visas i diagrammet nedan. De faktorer som påverkar prisutvecklingen på elmarknaden beskrivs i kapitel 6.

Figur 5. Systemprisets utveckling 1996–april 2004, månadsmedelvärde i 1996-års samt i löpande penningvärde



Källa: Nord Pool, Statistiska centralbyrån.

Beräkningen av systempris sker utan att hänsyn tas till eventuella överföringsbegränsningar i distributionsnäten. Eftersom det finns flaskhalsar i näten både inom och mellan länderna, kan inte utbud och efterfrågan alltid mötas. Vid budgivning måste därför aktörerna ange inom vilket område, anmälningsområde, de avser mata in eller ta ut kraft. Om kraftflödet mellan anmälningsområdena överskrider överföringskapaciteten beräknas två eller flera prisområden. Spotmarknaden kan därför ses som en kombinerad energi- och kapacitetsmarknad. Begränsningar uppstår även i näten inom Sverige men regleras genom så kallade motköp. Sverige och Finland utgör var sitt anmälningsområde och Danmark två anmälningsområden. I Norge finns det flera anmälningsområden, eftersom flaskhalsar hanteras med prisområden. Prisområden, flaskhalsar och motköp beskrivs i kapitel 7.

Nedan illustreras en budgivning. Deltagarna lämnar bud på vad de önskar köpa, eller eventuellt sälja, beroende på vad det aktuella områdespriset blir respektive timme. Bud lämnas för dygnets alla 24 timmar. I exemplet nedan är budgivaren intresserad av att köpa kraft om priset ligger under 150 kronor per MWh, medan det vid

prisnivåer över 175 kronor per MWh lönar sig att själv producera och sälja el. Köp har positiva värden, sälj negativa. Nord Pool interpolerar alla bud som sedan utmynnar i den utbuds- och efterfrågekurva som formar systempriset och områdespriserna som den faktiska handelsvolymen och den ekonomiska avräkningen baseras på. Systempriset beräknas i norska kronor men räknas sedan om till aktuell valuta i respektive prisområde. Omräkningen sker till officiell växelkurs den aktuella dagen. Budgivaren i exemplet nedan har angivit Sverige som prisområde och svenska kronor, SEK, som valuta.

Figur 6. Illustration av prisberoende budgivning på Elspot, MWh per timme

Aktör: Elbolaget AB		Budet gäller:											
Vecka: 14-2004		Mån	Tis	Ons	Tor	Fre	Lör	Sön	Veckan				
Område: SE				x									
Valuta: SEK													
Pris		0	100	101	150	151	175	176	200	201	770	771	1900
Timme													
1													
2													
3													
4		65	65	11	11	0	0	-12	-20	-40	-40	-50	-75
5													
6													
7													
8													
o.s.v													

Källa: Nord Pool.

5.1.2 Buden på spotmarknaden

Då handel på spotmarknaden sker 365 dagar om året, innebär det att aktörerna måste lämna in sina bud varje dag eller lägga bud som löper över flera dagar.

Alla aktörer har inte en organisation där det finns personal på plats 365 dagar om året. Det finns därför aktörer som lämnar en spotbeställning på fredagen som gäller för hela helgen och ibland även måndagen. Det är en kostnadsfråga för aktörerna huruvida merkostnaden för eventuella fel i de långa buden över helger är lägre än personalkostnaden för att göra spotbeställningen varje dag.

Generellt sett utgör inte förfarandet något problem eftersom säljarna oftast vet hur produktionen kommer att se ut, och köparna i stort sett vet sin förbrukning. Sker det emellertid stora förändringar i förbrukningsprognoserna, till exempel temperaturväxlingar eller att processer går ned, måste köpare lägga om sina bud för att minimera risken att få höga balanskraftskostnader. För säljare är det framför allt om någon produktionsenhet får driftstörningar som är det stora problemet. Snabba förändringar i vattenstånd och prognosavvikelser vad gäller vind och temperatur påverkar också en säljares utbud.

När allt är "normalt", det vill säga när det är små avvikelser mellan balanspris och spotpris och spotpriset inte varierar alltför mycket över dygnet, är det inget problem att lägga bud på spotmarknaden som löper över flera dygn. När det råder mindre normala förhållanden kan det bli kostsamt att ligga fel i sina spotbeställningar. Historisk sett har den högsta skillnaden mellan spotpris och reglerpris varit runt 4 000 SEK per MWh. Under sådana förhållanden innebär mycket små korrigeringar i spotbeställningen stora kostnadsminskningar.

Reglerpriserna är inte kända på förhand men en indikation om åt vilket håll de kommer att röra sig under dagen kan man få genom att följa handeln på Elbas.

5.1.3 Elbas

På Elbas handlas kraftkontrakt per timme, dygnet runt. Handel sker till och med en timme före leverans. Elbas utgör ett viktigt komplement till Elspot, eftersom marknaden ger aktörerna möjlighet att justera sin balans med fysiska kontrakt närmare drifttimmen. För närvarande är handel på Elbas begränsad till Sverige och Finland. Från och med augusti 2004 kommer Elbas även att kunna handlas av aktörer aktiva i Själland. Elbaskontrakten handlas i Euro.

5.1.4 Nya produkter

Nord Pool utvecklar ständigt nya produkter. Under hösten 2004 beräknas en ny höglastprodukt, så kallad peakprodukt, att lanseras på Jylland. Dagens prissäkring är baslastkontrakt som inte tar hän-

syn till höglastsituationer i förbrukningsmönstren. Med den nya peakprodukten kan en prissäkring ske på kort sikt, för höglastperioder över ett dygn. Genom att komplettera baslastkontrakten med en peakprodukt kan dessa tillsammans bättre anpassas till olika förbrukningsprofiler.

På den fysiska marknaden planeras så kallade kopplade blockbud. Genom dessa kan bud läggas på spotmarknaden som är betingade av att andra bud träder i kraft. Från och med våren 2004 finns möjlighet att handla elcertifikat via Nord Pool.

Vidare diskuteras prissäkringsprodukter för handel med gröna certifikat och handel med utsläppsrätter. När de införs är oklart.

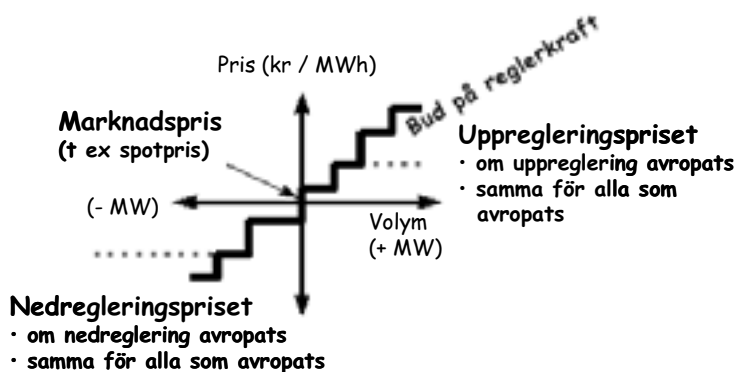
5.2 Balansmarknad

De balansansvariga företagen ansvarar för sin egen balans fram till leveranstimmen. Fram till dess kan de handla sig i balans genom handel på elspotmarknaden och därefter genom handel på Elbas (gäller idag endast svenska och finska aktörer). När leveranstimmen startar tar balanstjänstens balansreglering över balanshanteringen. I Sverige sköts balansregleringen av Svenska Kraftnät, i Norge av Statnett, i Finland av Fingrid, i Östdanmark av Elkraft System och på Jylland och Fyn av Eltra.

Genom balansmarknaden hålls kontinuerligt balansen mellan produktion och förbrukning. Denna balansreglering utförs löpande dygnet runt av systemoperatörens driftsorganisation.

Balanstjänsten tar löpande emot anbud, uttryckt i effektvolym (MW) och pris (kr/MWh), från balansansvariga som är villiga att inom tio minuter öka eller minska sin produktion eller förbrukning. Anbuden för balansregleringen arrangeras i prisordning för varje timme (se Figur 7). När det krävs centrala åtgärder för att justera elbalansen aktiverar balanstjänsten det fördelaktigaste anbudet genom avrop.

Figur 7. Priskurva för kraft som används för balansreglering



Källa: Svenska Kraftnät.

Balans tjänsten gör också en automatisk frekvensstyrd reglering av generatorerna i vissa kraftstationer. Den automatiska regleringen upphandlas periodvis från producenter som har lämpliga resurser.

Efter varje timme bestäms regleringspriset efter den dyraste åtgärden vid uppreglering (när balanstjänsten köper el) eller den billigaste åtgärden vid nedreglering (när balanstjänsten säljer el) som har använts under timmen. Det priset gäller för alla anbud som har avropats för att reglera balansen upp eller ned.

Balansregleringen har under flera år kontinuerligt harmoniserats mellan de nordiska länderna. Numera fungerar den som en gemensam nordisk balansreglering. Priset för upp- och nedreglering blir detsamma i de olika länderna, såvida inte flaskhalsar omöjliggör överföring av reglerkraft över gränserna.

Balansavräkningen, då man fördelar kostnaderna för balansregleringen mellan de balansvariga på basis av deras eventuella obalanser, görs dock på olika sätt i de nordiska länderna.

I Norge tillämpas enprisavräkning. Vid enprisavräkning avräknas all balanskraft till regleringspriset. Det betyder att aktörer som reglerar aktivt, när balanstjänsten avropar balansreglering, och de som "reglerar" passivt genom att ha obalans åt rätt håll för systemet får samma pris. En orsak till att Norge tillämpar metoden är att de har en homogen produktionsapparat och att det finns gott om reglerkraft.

Tvåprisavräkning tillämpas i Sverige, Finland och Danmark. I denna modell får balansansvariga som reglerar aktivt ett pris (upp- eller nedregleringspriset), medan de som ”reglerar passivt” genom att ha obalans åt rätt håll inte får någon extra ersättning utöver spotmarknadspriset.

5.3 Finansiell marknad

Nord Pool tillhandahåller en finansiell marknad där aktörerna kan handla i standardiserade finansiella kontrakt upp till fyra år framåt i tiden. Värdet på derivaten⁴ bestäms av förväntad prisutveckling på spotmarknaden. När derivaten går in i leverans sker en daglig avräkning mellan ingånget terminspris och gällande spotpris. Aktörerna handlar på den finansiella marknaden av två skäl, riskhantering och spekulation.

Genom terminshandeln kan priset på framtida fysiska kraftkontrakten säkras och därmed minskar aktörerna sin riskexponering, så kallad hedging. Derivaten blir då en del i kraftportföljen. En större del av den finansiella handeln sker dock utan att det finns ett fysiskt behov av kraft i botten. Genom att ingå kontrakt i den finansiella marknaden har handlaren möjlighet att tjäna pengar vid relativa prisförändringar men tar samtidigt en risk. Kontrakten handlas hittills i norska kronor men kommer från och med 2006 att handlas i Euro. (Finansiell handel beskrivs även i kapitel 9.)

Det finns två typer av produkter på den finansiella marknaden, terminer och optioner. Standardiserade finansiella kontrakt handlas även via mäklare och kan clearas genom Nord Pool.

5.3.1 Eltermin

En termin är ett avtal där parterna förbinder sig att köpa respektive sälja en viss mängd av en tillgång till ett bestämt pris vid en avtalad framtida tidpunkt. En eltermin är en överenskommelse mellan köpare och säljare om att ekonomiskt leverera värdet motsvarande en bestämd mängd kraft till ett visst pris, under en fastställd period i framtiden. Det finns två typer av terminskontrakt på Nord Pool, Futures och Forwards. En särskild forwardprodukt är Contracts

⁴ Värdepapper – optioner, futures eller forwards.

for Differences (CfD's), genom vilken det går att göra prissäkringar mot prisområdesdifferenser.

Futures handlas som dag- eller veckokontrakt. Forwardkontrakten handlas som säsongskontrakt upp till fyra års sikt. Säsongindelningen är under omarbetning enligt nedan.

Säsongskontrakten delas till och med 2005 in i:

- Winter 1 (1 januari–30 april),
- Summer (1 maj–30 september),
- Winter 2 (1 oktober–31 december)
- Year (1 januari–31 december)

Från och med 2004 kommer följande indelning att successivt introduceras:

- Month (kalendermånad),
- Quarter (tre kalendermånader) eller
- Year (1 januari–31 december).

Futures och forwards skiljer sig även åt genom att futurekontrakten avräknas redan under handelsperioden⁵, medan forwardskontrakten enbart avräknas under leveransperioden. Hur de olika kontrakten handlas varierar, och beror på förutsättningarna på marknaden.

Genom futures och forwards görs prissäkringar mot systempriset. Eftersom det stundtals uppstår enskilda prisområden ger det inte en perfekt prissäkring. Som komplement finns därför möjligheten att handla i Contracts for Difference (CfD), vilken innebär att även avvikelser till följd av separata prisområden kan prissäkras. Produkten finns tillgänglig för prisområde Sydnorge, Sverige, Finland, Västdanmark och Östdanmark.

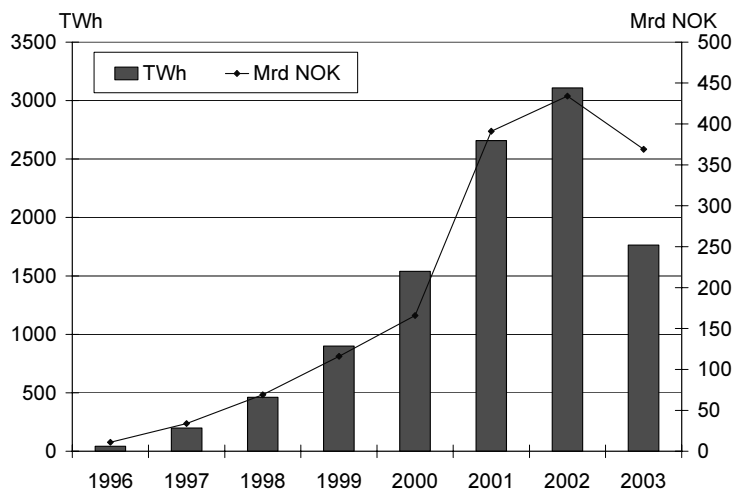
Värdet på de olika terminskontrakten speglar marknadsförväntningar om den framtida prisutvecklingen på spotmarknaden.

Nedan visas hur handelsvolymerna i de finansiella kontrakten har utvecklats från 1996-2003. Efter den extrema vintern 2002–2003 sjönk handeln i TWh räknat, men nedgången var inte lika omfattande i finansiella termer. Det beror på att prisuppgången på den fysiska marknaden gör att handeln i den finansiella

⁵ Den period under vilken handel sker i de finansiella kontrakten, dvs. innan leveransperioden.

marknaden inte behöver vara lika stor för att värdemässigt omsätta lika mycket.

Figur 8. Utvecklingen på Nord Pools finansiella marknad, inklusive OTC, TWh respektive Mrd NOK



Källa: Nord Pool ASA Annual Report 2003.

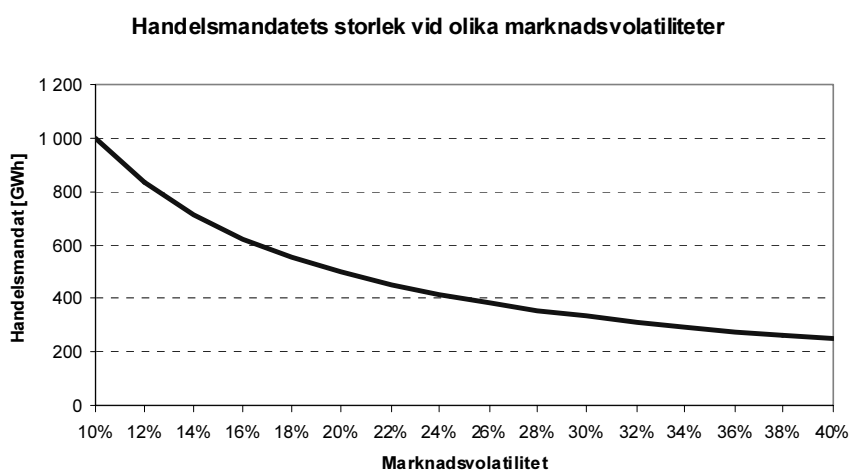
Den minskande omsättningen har tagits som tecken på att den nordiska elmarknaden har stagnerat i sin utveckling. Det ger dock inte en helt sanningsenligt bild. Visserligen är det sant att ett antal amerikanska och europeiska aktörer drog sig ur marknaden under den här perioden. Flera av dessa aktörer bedrev en omfattande finansiell handel i syfte att skapa avkastning, varför deras utträde har medfört minskad omsättning och likviditet.

De etablerade nordiska aktörerna har dock fortsatt att bedriva handel i prissäkringssyfte och i syfte att skapa avkastning. Just den senare typen av handel, så kallad riskhandel eller trading, är ett element som är mycket viktigt för att skapa likviditet och en väl fungerande marknad. Även om omsättningen av finansiella kontrakt i tradingsyfte minskade under 2003–2004, har inte riskbenägenheten minskat nämnvärt.

I princip samtliga tradingorganisationer har sitt riskmandat (det vill säga maximal godtagbar förlust) uttryckt i kronor, och denna beräknas efter marknadens risknivå, det vill säga volatiliteten.

Eftersom volatiliteten var så pass hög under 2002–2003, innebär det att de spekulativa positionerna räknat i energivolym fick minskas för att rymmas inom riskmandatet. Det är en bidragande orsak till att omsättningen minskade under perioden. I grafen nedan visas hur handelsmandatet (det vill säga maximal energiposition) minskar då marknads volatilitet stiger. En fördubbling av volatiliteten innebär en halvering av maximal godkänd spekulativ position. Likviditeten på Nord Pools finansiella marknader diskuteras i kapitel 10.

Figur 9. Exempel på handelsmandatets storlek vid olika marknadsvolatiliteter



Källa: TelgeKraft AB.

5.3.2 Eloption

En option är en rättighet, men inte en skyldighet, att köpa eller sälja en vara i framtiden till ett idag fastslaget pris. En option kan ses som en försäkringspremie, där köparen betalar en premie för att reducera sin risk, medan säljaren av optionen mottar en premie för att ta en extra risk. Det finns två typer av optioner på Nord Pool, Call Option och Put Option, som innebär rätten att köpa respektive sälja kraft. Den underliggande varan är standardiserade

forwardkontrakt. Genom optioner kan aktörerna säkra sig mot både pris- och volymsrisker.

Det är relativt få, specialiserade aktörer, som handlar i optioner. Eftersom marknaden inte är allmänt förekommande, sker ingen vidare utveckling av optionshandeln i denna rapport.

5.4 Clearing

Clearing innebär att en institution, i det här fallet Nord Pool, garanterar att de kontrakt som handlas också uppfylls. Tjänsten innebär att Nord Pool dokumenterar handel, tar in säkerheter och sköter avräkning mellan de börsmedlemmar som har avtal med Nord Pool Clearing ASA. Genom clearingtjänsten minskar motpartsrisken (kreditrisken) för marknadsaktörerna, det vill säga risken att den andre parten går i konkurs eller av andra skäl inte kan uppfylla sina åtaganden. Vidare förenklas rutinerna vid handel, eftersom Nord Pool Clearing sköter administrationen.

Nord Pool tillhandahåller clearingtjänster för finansiella elkontrakt som handlas på Nord Pool eller OTC-kontrakt som är utformade enligt Nord Pools standardiserade finansiella kontrakt.

Det finns tre kategorier kunder på Nord Pool Clearing; clearingmedlem, clearingrepresentant och clearingklient. Medlemmar clearar sina egna affärer med Nord Pool. Representanter företräder clearingklienter och sköter den operativa handeln för sina kunders räkning. Genom representanter underlättas små aktörers möjligheter att vara clearingkunder på Nord Pool.

5.5 Regler och avgifter för handel på Nord Pool

För att vara medlem i Nord Pool Spot AS måste man ingå aktörs- eller clearingkundavtal samt avtal om lämnande av information från moderbolaget och om pantsättning och garantier. Genom avtalet förbinder sig medlemmarna att följa de regler som finns kring budgivning, säkerheter, lämnande av information samt etiska regler. Man måste även ha balansansvar i eget namn, eller via annan, med den systemansvarige i det land handel skall ske.

För att handla på Nord Pools finansiella marknader måste deltagaren ha ett börsmedlemskap på Nord Pool Financial Market samt också ingå ett avtal om clearingmedlemskap.

5.5.1 Informationsplikt

All information som är relevant för prissättningen på spotmarknaden måste rapporteras till Nord Pool. Bland annat gäller följande regler för informationsplikten⁶. Planerade produktionsförändringar som kommer att ske inom sex veckor och som omfattar minst 200 MW måste rapporteras. Förändringar i produktion, användning eller överföring av kraft som omfattar minst 400 MW måste rapporteras för innevarande år och tre år framåt i tiden. Driftstörningar som motsvarar minst 200 MW måste rapporteras omedelbart och under inga omständigheter senare än 60 minuter efter att de har inträffat, med undantag för perioden mellan klockan 20.00 och 07.00. Orsaken till driftstörningen samt hur länge den varade måste rapporteras till Nord Pool inom högst 4 timmar.

5.5.2 Insiderinformation

Inom medlemsföretagen gäller att avdelningar för elhandel respektive produktion, eller annan verksamhet med information som kan vara prispåverkande, måste sitta åtskilda samt ha rutiner och en organisation som förhindrar otillbörligt informationsutbyte. All prispåverkande information måste rapporteras till Nord Pool innan den kan förmedlas till resten av organisationen.

5.5.3 Manipulation av marknaden

Deltagare får inte lämna missledande information, ingå fiktiva avtal eller på annat sätt försöka påverka prisbildningen på börserna. Deltagarna får inte heller lämna bud vilka uppenbart kraftigt avviker från rådande marknadsvärde på gällande produkter. Aktörerna förväntas också uppträda enligt god affärssed.

5.5.4 Säkerhetskrav

Nord Pool tar inga finansiella risker. Det innebär att alla som handlar på Nord Pool, fysiskt eller finansiellt, måste ställa ut säkerheter som motsvarar sin omsättning i olika produkter. Säkerheterna ställs

⁶ Market Conduct Rules ver 01-13 nov 03.

ut som kontanter i pantsatt konto hos Settlement Bank eller bankgaranti⁷.

Den kraftiga prisuppgång som skedde hösten 2002 medförde att då gällande regler för ställande av säkerheter på den fysiska marknaden skapade problem för flera aktörer. Sedan dess har reglerna ändrats så att säkerheterna inte blir fullt så stora under perioder med stor volatilitet och vid kraftiga prisuppgångar. I gengäld har avräkningsperioden kortats ned.

Tidigare gällde att riskperioden, under vilken Nord Pool är motpart, sträckte sig över tre veckor. Veckan efter handelsveckan skedde fakturering och i tredje veckan betalning, i ett rullande schema. Nord Pool fordrade därför säkerheter motsvarande de tre senaste veckornas nettoköp av el. Efter de höga prisnivåer som rådde under vintern 2002/2003 ändrades säkerhetskraven till motsvarande de två senaste veckornas nettohandel om betalning sker tre bankdagar tidigare.

Sedan april 2004 kan deltagarna genom dagliga uppgörelser sänka säkerhetskraven till motsvarande sju dagars handel. Som grundsäkerhet måste alla deltagare minst ställa ut 100 000 NOK innan handel kan börja, vilken sedan räknas in i det totala säkerhetsbeloppet.

Säkerhetskraven på den finansiella marknaden utgår från en beräkning över hur mycket Nord Pool som motpart kan tänkas förlora om en deltagare inte kan möta säkerhetskravet för sina positioner och marknaden samtidigt går i en icke fördelaktig riktning.

I rutan nedan illustreras hur säkerhetskraven i den fysiska och finansiella marknaden beräknas.

⁷ I Danmark finns speciella regler.

SÄKERHETSKRAV**Fysisk marknad:**

- Grundsäkerhetskravet ställs innan handel får börja.
- Säkerhetskrav
 - speglar Nord Pools kreditrisk i samband med fakturering,
 - daglig fakturering,
 - säkerhetskraven motsvarar då normalt senaste 7 dagars nettoköp, inkl moms.

Finansiell marknad:**Säkerhetskrav (Collateral Call):**

- Grundsäkerhetskrav (Initial Margin) ställs innan handel får börja.
- Dagligt säkerhetskrav (Daily Margin Call):
aktuellt värde av kontrakten (vinst eller förlust)
+
förväntade prisrörelser i marknadspris från dag till dag
(baseras på historisk prisrörelse ("volatilitet" eller "standarsavvikelse").

5.5.5 Avgifter

För att handla el fysiskt på spotmarknaden måste deltagarna betala en fast årlig avgift på 100 000 NOK samt en rörlig avgift på 0,25 NOK per MWh. Mindre aktörer kan även välja att betala en rörlig avgift på 1,0 NOK per MWh men i gengäld inte betala någon årlig avgift, under förutsättning att den totalt inbetalade volymsavgiften minst uppgår till 25 000 NOK⁸. Gränsen mellan de båda betalningssätten går vid en årlig elhandel på drygt 130 GWh.

Kraftaktörer som lägger lika stora köp- som säljbud på spotmarknaden betalar från 1 januari 2004 en lägre volymsavgift på 0,04 NOK per MWh, för respektive köpt och såld volym. Ett tak är satt på 500 000 NOK per år, vilket begränsar kostnaden för deltagarna. Syftet är att stimulera till ökad omsättning och få en större tillit till spotpriset som referenspris. För de nettovolymer som handlas därutöver betalas ordinarie avgift på 0,25 NOK per MWh. Införandet har bidragit till att ett av de större kraftbolagen från och med årsskiftet omsätter all sin el via Nord Pool och att fler kraftbolag överväger att göra det. Därmed kan volymen omsatt

⁸ Clearing and Trading Fees as of 1 January 2004, www.nordpool.no

kraft på spotmarknaden komma att öka avsevärt under kommande år.

Clearingkunder betalar en årlig avgift på 25 000 NOK och en rörlig avgift på 0,25 NOK per MWh. Deltagare på Elbasmarknaden betalar en årlig avgift på 12 000 Euro och en rörlig avgift på 0,08 Euro per MWh.

För handel i de finansiella kontrakten i terminshandeln betalas 0,25 NOK per MWh eller 0,003 Euro per MWh. Inträdesavgiften är 50 000 NOK och den årliga avgiften uppgår till 100 000 NOK.

Detaljerade uppgifter om Nord Pools avgifter hittas på www.nordpool.com, Information center, clearing and trading fees.

6 Prisbildning på råkraftsmarknaden

Kraftpriset i Norden sätts per timme på Nord Pools spotmarknad. Varje dag lägger producenter och konsumenter sälj- och köpbud för det kommande dygnet, varefter priset sätts i balans mellan utbud och efterfrågan. (Se kapitel 5 om elbörsen Nord Pool.)

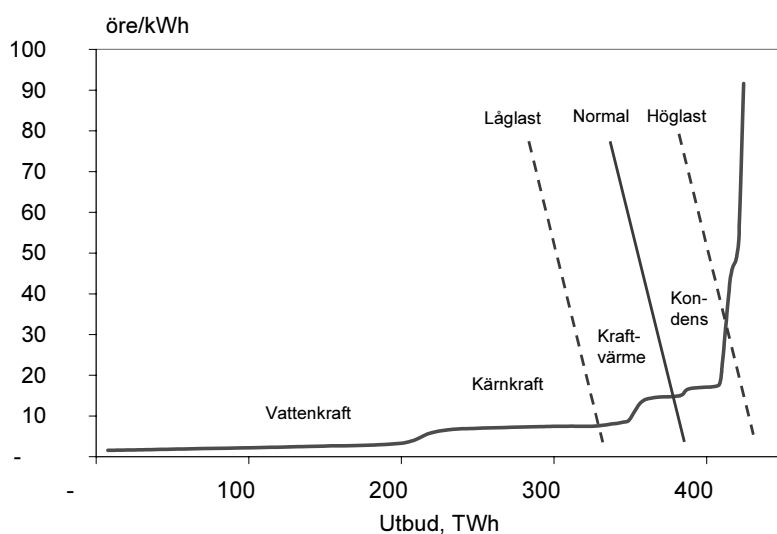
Variationer i efterfrågan på el styrs i stor utsträckning av utomhustemperaturen, eftersom en betydande del av elanvändningen går till uppvärmning. Industrin står för en stor del av den totala elanvändningen i Norden, men industrins elanvändning uppvisar mycket små variationer över året. De svenska elanvändarna är i regel relativt okänsliga för prisförändringar. Beroendet av el och frånvaron av direkta substitut är en förklaring. Vidare saknar det stora flertalet elkunder individuell timmätning. Därmed ges inga prissignaler till kunderna när dyrare produktionsanläggningar måste tas i anspråk för att möta efterfrågan.

Kraftbolagen kan i mycket större utsträckning anpassa sin produktion efter rådande prisnivå än de efterfrågeanpassningar som sker på kort sikt. Den låga priselasticiteten på efterfrågesidan medför därför att marginalkostnaden för tillkommande produktion i stor utsträckning styr prisbildningen.

Utbudskurvan kan illustreras med en kostnadstrappa. Vind- och vattenkraft har de lägre kortsiktiga produktionskostnaderna, där efter kommer kraftvärme i industrin, kärnkraft och övriga kraftvärme. Till de dyrare produktionslagen hör kol- och oljekondens samt gasturbiner som har de högsta rörliga kostnaderna.

Eftersom både efterfrågan och utbud varierar kommer priset att sättas på olika delar av marginalkostnadskurvan under olika säsonger. Under sommarhalvåret, när efterfrågan är liten, har vattenkraften och kärnkraften störst påverkan på priset under ett normalår. Under vinterhalvåret är priset på importerad kondenskraft och inhemsk fossilkraft prisstyrande på grund av att efterfrågan är hög. Under låglastperioder vid våtår har priset varit så lågt som 5 öre per kWh, medan priset under höglastperioder och/eller perioder med begränsad vattentillgång kan bli flera kronor per kWh. Den nordiska produktionsmixen gör att osäkerheten om de framtida kraftpriserna, det vill säga prisrisken är en mycket viktig faktor att beakta för aktörer i Norden.

Figur 10. Kraftsystemet i Norden, utbudskurva ett normalår, öre/kWh



Källa: Statens energimyndighet, Elmarknad 2002, ÅF.

Marginalkostnaden ökar relativt långsamt under låglastperioder, då kärn- och vattenkraft står för huvuddelen av elproduktionen. Under höglastperioder är stigningen mycket brantare, vilket gör att varje tillkommande kWh blir betydligt dyrare än den föregående. Det gör att en marginell ökning i efterfrågan under hög last-

perioder får en större inverkan på spotpriset än motsvarande ökning under låglastperioder.

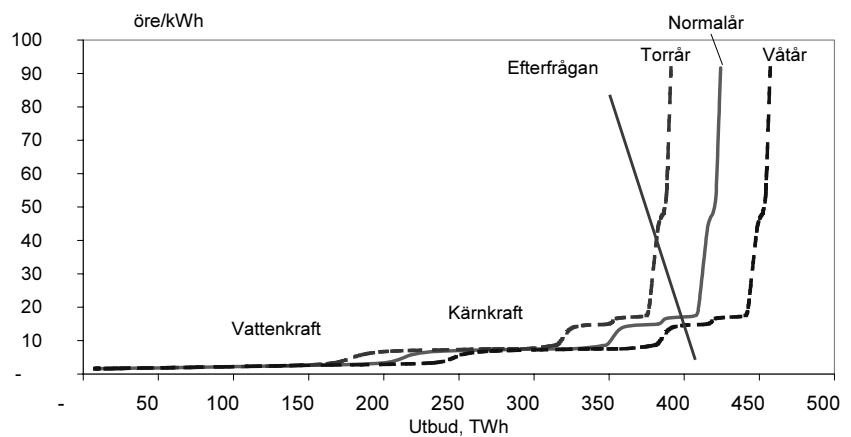
De faktorer som har störst påverkan på elpriset är vattentillrinning och temperatur. Andra faktorer av betydelse är import och export av el, bränslepriser, valutakurser samt energi- och effektbalans i Sverige och Norden.

6.1 Tillgången på vattenkraft

Vattenkraften har lägst rörliga kostnader i det nordiska produktionssystemet, och utgör i normala fall omkring hälften av den svenska elproduktionen och mer än 50 procent av den nordiska elproduktionen.

Hur mycket vattenkraft som finns att tillgå avgör hur stort behovet är att utnyttja övriga produktionsanläggningar. Hur elpriset styrs av tillgången till vattenkraft illustreras i Figur 11. Vid god tillgång på vattenkraft förskjuts utbudskurvan åt höger, vilket innebär att marginalkostnaden för elproduktion sjunker, och under torrår stiger priserna, kurvan förskjuts åt vänster. Eftersom tillgången på vattenkraft kan variera kraftigt mellan olika år, är den hydrologiska balansen den mest avgörande faktorn för elpriset på kort sikt.

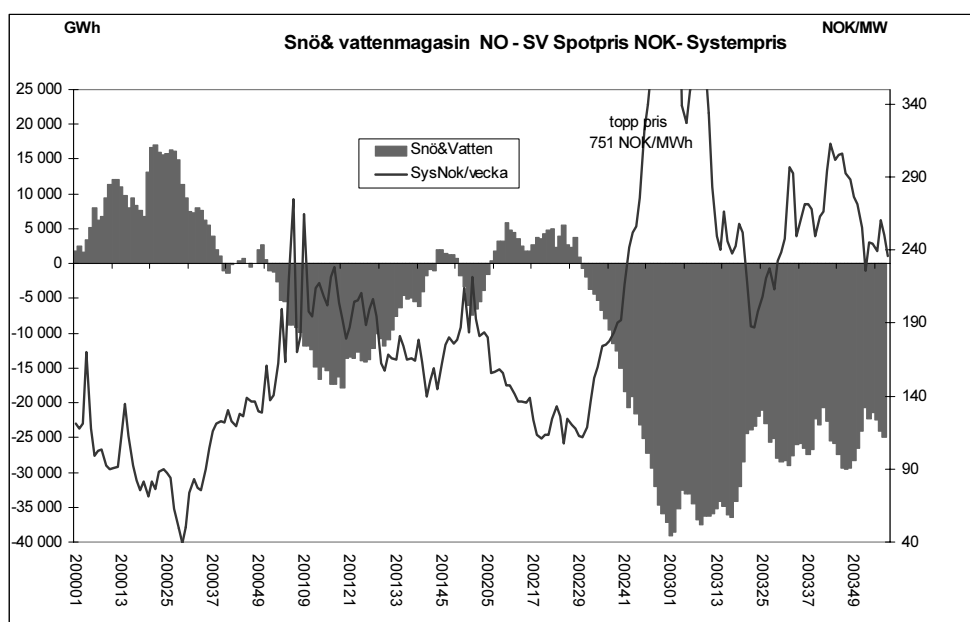
Figur 11. Kraftsystemet i Norden, utbudskurva under normalår, torrår respektive våtår, öre/kWh.



Källa: Statens energimyndighet, Elmarknad 2002, ÅF.

Prisutvecklingen på spotmarknaden sedan avregleringen 1996 visar vattenkraftens betydelse för prisbildningen. Under 1996, som var ett torrår, steg priserna kraftigt. Därefter följde flera våtar, vilket tillsammans med den ökade konkurrensen resulterade i kraftigt sjunkande elpriser. Under sommaren 2000 var priserna nere i 40 NOK per MWh vissa veckor, vilket är långt under produktionskostnaderna för alla kraftslag utom för vattenkraften. Under vintern 2002/2003, som var både torr och kall, låg priserna på spotmarknaden mellan mellan 500 och 750 NOK per MWh under flera veckor. Diagrammet i Figur 12 visar att den hydrologiska balansen förklarar en stor del av prissvängningarna på spotmarknaden.

Figur 12. Utveckling av systempriset och den hydrologiska balansen, NOK och GWh/vecka



Källa: TelgeKraft AB

6.1.1 Värdering av vattenkraften

Tillgången på vatten styr vattenkraftsproducenternas sätt att värdera vattenproduktionen. Vattenkraft är en reglerbar insatsvara och används för att maximera vinsten i produktionen. Det innebär att vattnet kan sättas in överallt längs hela utbudskurvan beroende på tillgång. Det här märks på dagsbasis i Nord Pool-systemet då mer vattenbaserade länder gärna exporterar under dagtid då priset är högt men importerar från termiskt baserade system med högre produktionskostnad under natten då priset är lågt. Effekten av det blir att båda systemen maximerar vinsten. Prissättningen av vattnet kan grovt sett förklaras med tre typfall. Ett fall där det finns normala mängder energi lagrad i form av vatten, samt de fall med kraftigt överskott respektive kraftigt underskott på vatten. Det finns olika typer av vattenkraftproduktion, men i det här resonemanget avses huvudsakligen den reglerbara kraften från vattenmagasin.

I normalfallet kommer vattnet att prissättas enligt marginalkostnadsstrukturen på marknaden. Priset sätts där efterfrågan möter utbudet från det dyraste produktionsslaget. Vattenkraften kommer att prissättas i nivå med konkurrerande produktionsslag. Det finns ingen anledning att bjuda ut vattenkraften till ett lägre pris än vad marknaden sätter priskrysset annat än om de av någon strategisk anledning önskar stänga ute något annat produktionsslag. Bjuds vattenkraften ut över marknadspris, finns det risk att prisnivån höjs och andra produktionsslag får möjlighet att leverera energi på bekostnad av de intäkter vattenkraftproducenten annars skulle få. Det innebär att marknads priskryss kommer att sättas utifrån mängden tillgängligt vatten i systemet. Om det finns relativt gott om vatten, men fortfarande inom normala gränser, finns det mer av en billig resurs och priskrysset sätts på en lägre nivå.

I det fall det finns ett kraftigt överskott på vatten är vattenkraftproducenterna mer eller mindre tvingade att köra sin produktion för att bli av med vattnet och minimera risken för att bli tvingade att släppa vattnet förbi turbinerna. Det innebär att de har anledning att bjuda ut vattenkraft till ett lågt pris för att bli av med vattnet. Det innebär att de kommer att värdera vattnet lägre än vad marginalkostnadsprissättningen skulle sätta priskrysset, förutsatt att det förfarandet maximerar vinsten jämfört med att hålla ett högre pris där man tvingas spilla delar av överskottet. Värdet på

vattnet är då väldigt lågt och skulle kunna vara lägre än rådande marknadspris.

I fallet med extremt underskott av vatten kommer värdet av kvarvarande vatten att bli högt. Incitament för att köra vatten är de tillfällen då vattenkraftproducenterna får riktigt bra betalt. Eftersom vattenkraft är en reglerbar resurs kan de anpassa produktionen. Även om produktionskostnaden för att köra vattenkraftproduktion fortfarande är mycket låg, kommer vattnet att bjudas ut till ett pris som är mycket högre och eventuellt i nivå med priset för olja eller gas. Värderingen av vattnet är i de fallen högt. Vattenproducenterna måste hela tiden göra en värdering av risken för att framtida nederbörd uteblir, vilket påverkar deras beslut att köra i dagsläget eller om de får mer betalt för vattnet vid ett senare tillfälle. Det gör att det kan finnas en riskpremie med i bedömningen. Däremot har de alltid konkurrerande produktionsslag att ta hänsyn till när de sätter prisnivån för vattenkraften.

6.2 Påverkan av utomhustemperaturen

Efterfrågans påverkan på priset kan illustreras av situationen som uppstod den 5 februari 2001. Det dygnet uppnåddes rekordförbrukning i Sverige med ett effektbehov på 27 000 MW under timmarna 08–10. Anledningen till den höga förbrukningen var främst att det var kallt. Det orsakade en kraftig prisuppgång på Nord Pool. Som högst blev spotpriset 1 940 NOK per MWh mellan klockan 8–9 och genomsnittet för dygnet var 630 NOK per MWh. Det höga spotpriset innebar incitament att gå över från elpannor till alternativbränslet olja, vilket tillsammans med Svenska Kraftnäts varning för effektbrist resulterat i att elanvändningen blev lägre än prognosen. Spotpriserna stabiliserades senare i veckan, med ett dygns genomsnitt på omkring 180 NOK per MWh.

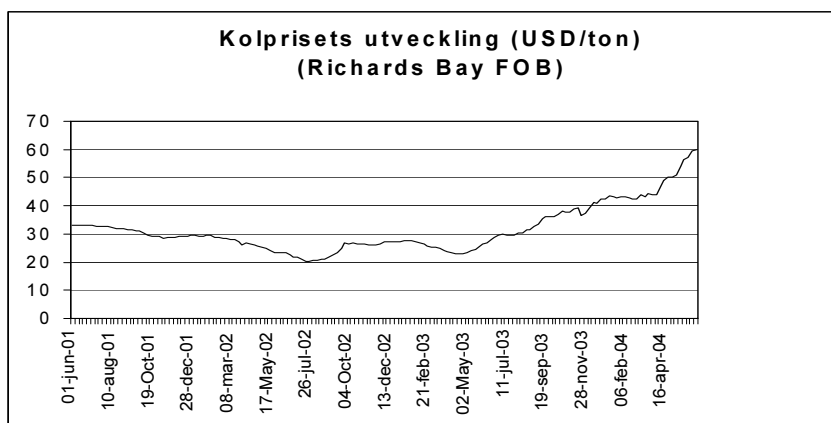
6.3 Bränslepriser

Även om det mesta av den kraft som produceras i Sverige inte är fossilkraft är den fossila kraften prissättande på marginalen. I Danmark och Finland är produktionssystemen i mycket större utsträckning baserade på fossileldade produktionsanläggningar. Dessa två länder har en stor andel värme- och kondenskraft vilken

blir prissättande på marginalen och produktionskostnaderna är i stor utsträckning beroende av kolpriset. De flesta av de fossila bränslen prissätts i USD, vilket innebär att de skandinaviska valutornas utveckling i förhållande till USD påverkar priset på både den fysiska och finansiella marknaden för svenska aktörer.

Med nuvarande dollarkurs och kolpris kostar kolet nästan 80 SEK per MWh, vilket kan jämföras med de drygt 50 SEK per MWh som gällde fram till sommaren 2003. Det innebär en bränslekostnadsökning på drygt 30 SEK per MWh. I och med att verkningsgraden i de befintliga kolkondenskraftverken ligger på mellan 35 till 40 procent, har produktionskostnaderna stigit med mellan 80 till 90 SEK per MWh.

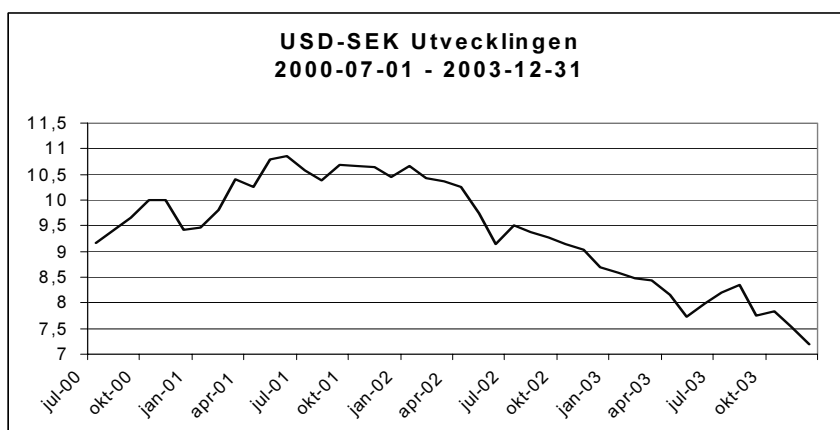
Figur 13. Kolprisets utveckling



Källa: Global COAL.

Kolpriset har legat mellan 20 och 30 US\$ per ton fram till sommaren 2003 och har sedan dess stigit med drygt 100 procent. Prisuppgången skedde snabbare i Europa då fraktarifferna steg mycket under 2003. Utvecklingen under 2004 har inneburit en uppgång på världsmarknadspriset på kol, medan fraktkostnaderna till Europa i stort sett sjunkit i motsvarande grad och för närvarande är priset runt 70 US\$ per ton (Rotterdam). Även terminen för år 2005 handlas på den nivån.

Figur 14. USD-SEK-utvecklingen



Källa: Moneyline.

6.4 Valutan

På den nordiska elbörsen Nord Pool prissätts kraften i norska kronor (NOK). Bakgrunden är att börsen ursprungligen var norsk och drevs och ägdes av Statnett, den norska systemoperatören.

Att priset sätts i NOK innebär att alla aktörer i de nordiska länderna som har sitt fysiska uttag respektive inmatning av kraft utanför Norge har valutarisk i sina kraftinköp. Svenska aktörers valutarisk består därmed i risken för ogynnsam utveckling av valutakursen SEK/NOK. Valutarisken i den fysiska krafthandeln är i realiteten svår att hantera med exakthet, då man varken känner till pris, förbrukning eller produktion på förhand.

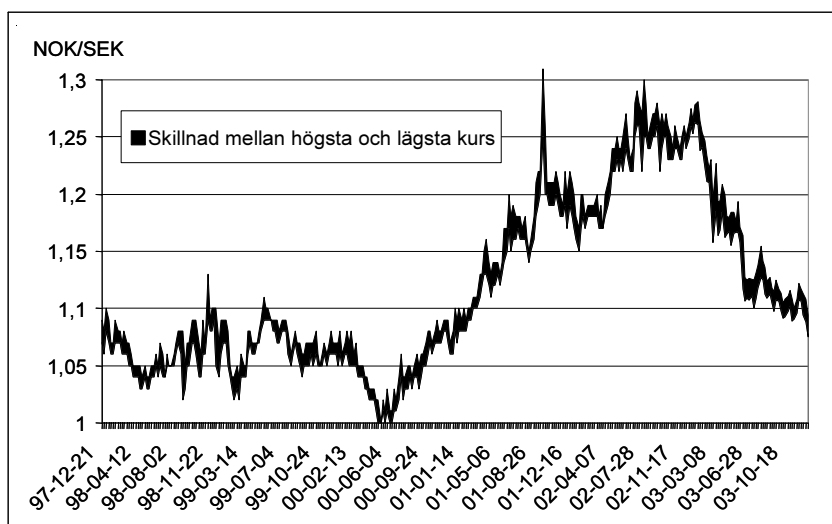
Svenska aktörer kan välja att betala spotkraften i antingen NOK eller SEK. Nord Pool hanterar valutaväxlingen med 1,5–2,5 veckors valutaterminer motsvarande tiden mellan spothandeln och förfallodagen för Nord Pools faktura.

Eftersom spotpriset sätts i NOK prissätts även terminskontrakten på Nord Pool i norska kronor. En svensk aktör som prissäkrar sitt framtida kraftbehov med forwards eller futures kommer därmed att få valutaflöden i norska kronor i leveransperioden allt eftersom kraftkontraktet avräknas. Valutarisken består alltså prak-

tiskt i osäkerheten om till vilken växelkurs dessa avräkningsflöden kan omvandlas till SEK.

I diagrammet nedan redovisas utvecklingen av valutakursen NOK/SEK sedan december 1997.

Figur 15. Utveckling växelkursen NOK/SEK (max och min per vecka)



Källa: TelgeKraft AB.

Svängningarna över hela perioden har varit så stora som 30 procent mellan högsta och lägsta värde. På veckobasis har svängningarna under samma period varierat mellan 0 och 6 procent.

Elkontrakt från 2006 handlas i Euro och det kommer att ske en successiv övergång från NOK till Euro. Under en övergångsperiod kommer därför handlarna att behöva hantera både NOK och Euro.

6.4.1 Hantering av valutarisk

Om spotkraft handlas utan någon prissäkring är det svårt att med precision hantera valutarisken. Osäkerheten om det framtida spotpriset gör att det är svårt att med exakthet säkra rätt valutabelopp, även om den förväntade kraftvolymen kan beräknas med viss säker-

het. Ett sätt är att göra antaganden om förbrukning och spotpris, för att sedan beräkna de veckovisa NOK-flödena och köpa motsvarande valutaterminer för vald tidsperiod.

Om istället delar av spotkraften prissäkras med finansiella elderivat är kontraktbeloppet känt på förhand, vilket gör det enklare att hantera valutarisken. Eftersom man då kan beräkna de ekonomiska flödena för den prissäkrade delen av kraften, kan även valutaflödena prissäkras. Den del av kraftbehovet som inte prissäkras kan dock i praktiken inte valutasäkras annat än baserat på antaganden beskrivna ovan.

Valutaflödena kan prissäkras på framför allt två sätt:

- (a) Antaget spotleverans med betalning i NOK kan man prissäkra kraften med elderivat i norska kronor. Därefter prissäkras sedan flödena i NOK med valutaterminer med lämpliga förfallodatum under kontraktets avräkningsperiod. Det ger ett stort urval av motparter och dessutom möjligheten att cleara handeln.
- (b) Antaget spotleverans i SEK kan man istället välja att köpa elderivat i SEK, vilket innebär att man eliminerar valutarisken för den del av kraften som prissäkras. Sådana så kallade kraftvalutaswappar kan endast handlas bilateralt, och kan i dagsläget inte clearas.

Vilket av ovanstående alternativ som väljs beror bland annat på huruvida köparen har andra flöden i NOK och ifall man av praktiska skäl önskar låta motparterna i krafthandeln hantera valutan istället för att göra det själv. Oavsett om man är köpare eller säljare är valutahanteringen något som måste hanteras utanför Nord Pool.

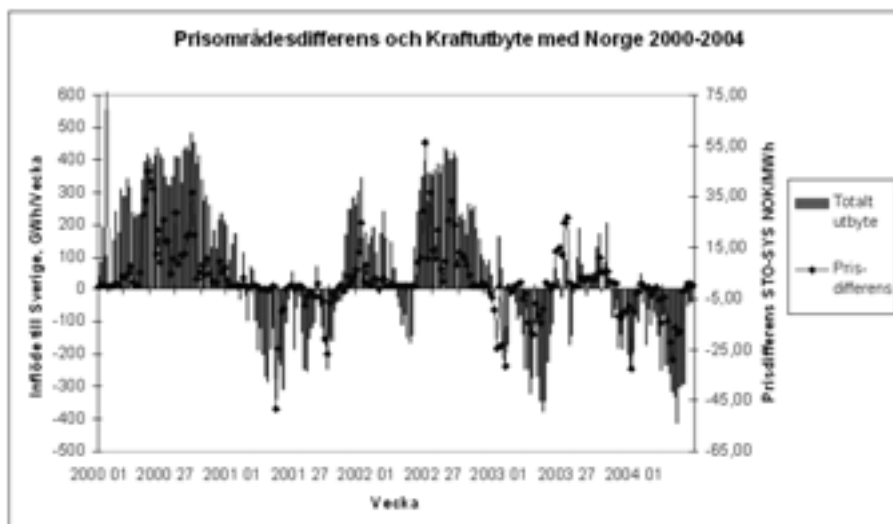
6.5 Handel med el

Handeln med el i Norden och uppkomsten av prisområdesdifferenser har ett starkt samband. Prisområdesdifferenser uppkommer när överföringsnätet inte räcker till för att upprätthålla ett gemensamt pris i hela området (systempris), utan marknadens delas upp i olika prisområden med olika priser. En beskrivning av uppkomsten av prisområden görs i kapitel 7.

I Figur 16 nedan illustreras Sveriges handelsutbyte med Norge och prisområdesdifferenser mellan Sydnorge och Sverige under

2000–2004. När Sverigepriset är lågt exporteras kraft till Norge och vid höga områdespriser övergår Sverige istället till att importera el från Norge. Storleken på in- och utflödet av kraft påverkar prisområdesdifferensens storlek. Vid ett stort in- eller utflöde av kraft är också prisdifferensen stor.

Figur 16. Prisområdesdifferens mellan Sydnorge och Sverige och kraftutbyte med Norge, 2000–2004



Källa: TelgeKraft AB.

6.6 Energi- och effektbalans

På längre sikt bestäms priset på Nord Pool av hur energibalansen utvecklas i de nordiska länderna. Enligt den gemensamma prognos för utveckling av energibalans i Norden som tagits fram av de systemansvariga i respektive land, förväntas det råda ett energiunderskott år 2010 på omkring 10 TWh i Norden ett normalår och 25 TWh ett torrår år 2010. Det är främst södra Sverige och Norge som kommer att vara beroende av importerad el. Det medför att importerad el kommer att ha en stor prispåverkan. Om inte en utbyggnad av produktionskapaciteten kommer till stånd i främst Finland och Norge, kommer den förväntade ökningen av efterfrågan ge en förskjutning av efterfrågekurvan åt höger, vilket påverkar elpriset då kostnaden för ytterligare elproduktion ökar kraftigt på marginalen (se Figur 10).

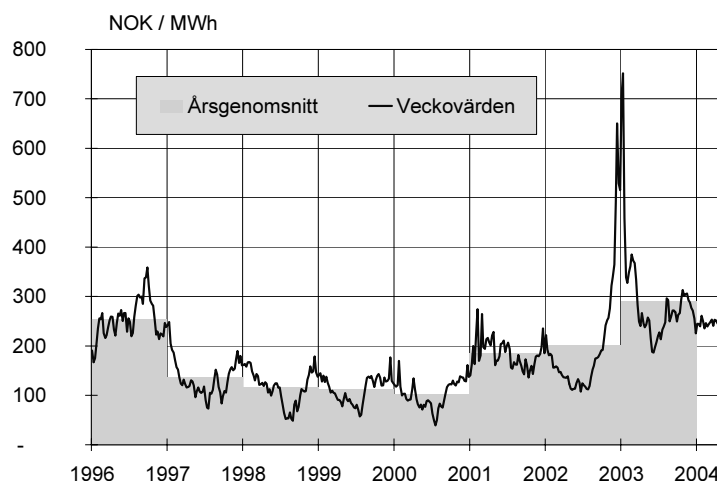
En ansträngd effektbalans påverkar priset genom att antalet timmar då spetslastanläggningar måste användas ökar, vilket medför fler timmar med högre priser. Det medför också att värdet av reglerbar vattenkraft ökar. En ansträngd effektbalans innebär vidare att risk för effektbristsituationer och höga balanskraftkostnader ökar. Det påverkar också slutkonsumenternas pris då elleverantörer behöver kompensera sig för den ökade risken för höga balanskraftkostnader vid effektbrist.

6.7 Volatiliteten på elmarknaden

Under våtåren 1997–2000 låg elpriserna på spotmarknaden betydligt lägre än vad de gör idag med årsmedelpriser på mellan 100 och 115 NOK per MWh. 2003 låg årsgenomsnittet på 291 NOK per MWh, vilket innebar en uppgång 45 procent jämfört med året innan, då priset i genomsnitt låg på 201 NOK per MWh. Se Figur 17.

Volatiliteten på elmarknaden har varit hög under stora delar av åren 2002–2003. Under 2003 skiljde det en faktor 26 mellan högsta och lägsta pris på spotmarknaden. Systempriset uppgick under en enskild timme till 981 NOK och som lägst noterades 37 NOK per MWh. Under tidigare år har faktorn mellan högsta och lägsta pris varierat mellan 5 och 10. Volatiliteten beror främst på den hydrologiska balansen. Sedan hösten 2002 har tillrinningen till vattenkraftmagasinen varit betydligt lägre än normalt. Andra faktorer som skapar osäkerhet på marknaden är införandet av handel med utsläppsrätter och en ny skattelagstiftning i Norge.

Figur 17. Systempriset på spotmarknaden 1996 till och med maj 2004-priser, veckomedelvärden och årsgenomsnitt, NOK/MWh



Källa: Nord Pool.

7 Överföringsförbindelsernas betydelse

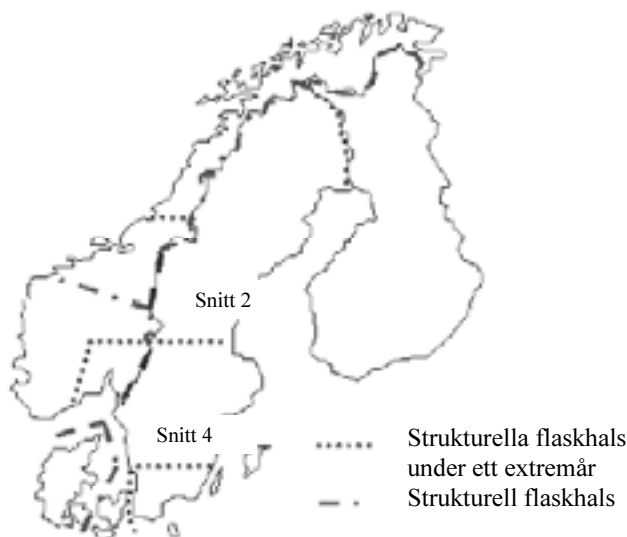
Eftersom både utbud och efterfrågan varierar kraftigt under och mellan åren i Norden varierar också behovet av överföring av kraft. Variationer i vattenkraftsproduktionen är den faktor som har störst påverkan på överföringsbehovet. Under våtar transporteras ofta stora mängder el från Sverige och Norge till kontinenten, medan handeln går i motsatt riktning under torrår. Därför är det de nord-sydgående förbindelserna som hittills har haft störst betydelse i det nordiska elsystemet.

Överföringsnätet i Norden är generellt sett väl utbyggt, men det är inte utbyggt för att för att klara alla behovssituationer. När nätet inte klarar att överföra den mängd elektrisk kraft som marknadsaktörerna har behov av, uppstår en flaskhals. Var flaskhalsarna uppstår beror på vilken riktning flödena går och hur stora de är.

Flaskhalsar kan ha temporära eller strukturella orsaker. Temporära flaskhalsar uppstår sällan och kan vara resultat av underhållsarbete, tekniska fel eller speciella marknadsförhållanden. Strukturella flaskhalsar är resultat av nätets utbyggnadsnivå och lokalisering av produktion och förbrukning i nätet. Strukturella flaskhalsar

uppstår över längre perioder eller inträffar med jämna mellanrum. Figur 18 visar vilka flaskhalsar som kan betraktas som strukturella generellt och vilka som anses vara strukturella vid ett extremår.

Figur 18. Strukturella flaskhalsar i det nordiska systemet



Källa: Nordel.

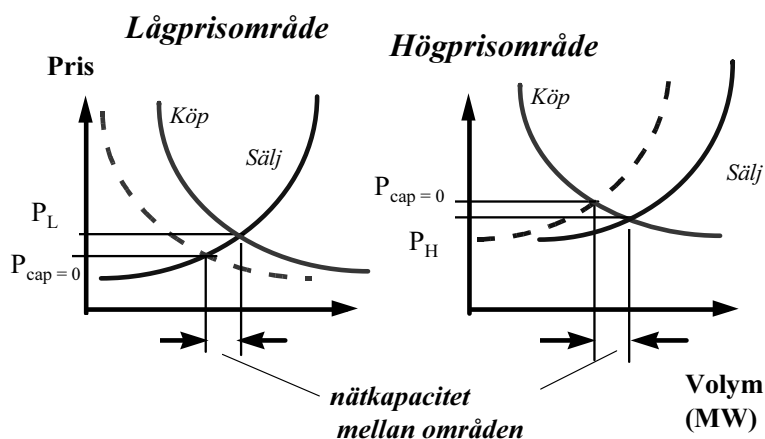
7.1 Hantering av flaskhalsar

Flaskhalsar i Norden hanteras idag med en kombination av uppdelning i prisområden, mothandel och begränsning av import och export.

För att hantera flaskhalsar vid handel på elbörsen har den nordiska marknaden delats upp i olika prisområden (elspotområden). Sverige och Finland utgör var sitt prisområde, Danmark består av två prisområden (Århus, Köpenhamn), medan Norge sedan december 2002 består av fyra prisområden (södra Norge, Västnorge, nordvästra Norge, mellersta och norra Norge). Antalet prisområden i Norge varierar dock. Systemoperatören Statnett avgör med hänsyn till de hydrologiska förutsättningarna när de olika norska prisområdena kan hållas samman genom mothandel och när det är nödvändigt att hantera dem genom uppdelning i prisområden.

Varje morgon, inför elbörsens dagliga auktion, meddelar de systemansvariga i respektive land Nord Pool aktuell kapacitet i näten mellan olika prisområden. Tillgänglig kapacitet kan variera från dag till dag beroende på aktuella förhållanden i elsystemet, till exempel ledningsavbrott, vilken produktion som är i gång eller hur hög förbrukningen är. Om handeln på spotmarknaden indikerar att överföringsnätet inte räcker till för att upprätta hålla ett gemensamt pris i hela området (systempris), delas marknaden in i olika prisområden med olika marknadspriser. Dessa priser bestäms av produktion och förbrukning inom respektive område samt överföring av kraft mellan områdena. I importområden blir elpriset högre än systempriset och i exportområden blir priset lägre, för att på så sätt justera flödena mellan områden inom möjliga gränser. Det sker rent praktiskt genom att systemansvarige köper produktion motsvarande flaskhalsens kapacitet i lågprisområdet och säljer den i högprisområdet. Hanteringen genererar intäkter för de systemansvariga och kostnader för marknadsaktörerna, som brukar benämnas kapacitetsavgifter. Kapacitetsavgifterna beräknas genom att multiplicera differensen mellan områdespris och systempris med differensen mellan såld och köpt kraft.

Figur 19. Flaskhalsar i elnätet ger olika områdespriser



Källa: Svenska Kraftnät.

Mothandel används under leveranstimmen för att avlasta flaskhalsar inom landet eller inom ett fastställt prisområde. För detta används bud på balanstjänsten för ökning eller minskning av produktion. Dessa bud är i första hand avsedda för att balansera elsystemet, men eftersom de även innehåller geografisk information, kan de användas för att hantera flaskhalsar. Om flödet genom en flaskhals överskrider den tillåtna gränsen, beställer nätoperatören uppreglering av produktion nedanför flaskhalsen och nedreglering ovanför flaskhalsen.

Uppdelning i prisområden och mothandel används samtidigt på den gemensamma marknaden. I Sverige har man beslutat att inte åtgärda befärdade flaskhalsar i stamnätet i planeringsfasen. I stället hanteras flaskhalsar enbart i driftfasen genom mothandel. Därmed uppstår inga flaskhalsar för handel i Sverige. I Finland används mothandel även i planeringsfasen. Mellan samtliga länder används mothandel i driftfasen när fysisk överföring överstiger, eller tenderar att överstiga, maximal kapacitet.

7.1.1 För- och nackdelar med mothandel respektive prisområden

Fördelarna med mothandel är att marknaden hålls samman och främjar handel genom att osynliggöra flaskhalsar för marknadens aktörer. Mothandel innebär dock kostnader för nätoperatören. Uppregleringspriset, som systemoperatören köper elen för är alltid högre än spotpriset. Nedregleringspriset, som är det pris elen säljs för, är lägre än spotpriset. Det ger systemoperatören incitament till utbyggnad av överföringskapacitet på rätt plats. För att prissignalerna skall verka måste dock stora prisskillnader råda under en längre tid.

En utökad användning av mothandel kan emellertid innebära ökad risk för utövande av marknadsmakt i själva mothandeln, då utbudet av reglerkraft i vissa situationer kan vara mycket begränsat. Under 2001 genomfördes en prövoordning med mothandel mellan de nordiska systemoperatörerna, som avslutades vid årsskiftet 2001/2002 på grund av att reglermarknaden stundtals dränerats på resurser.

En fördel med uppdelning i prisområden är att marknadens aktörer ges prissignaler när nätkapaciteten är knapp. Det skulle öka förutsättningarna för elproducenter och elanvändare att anpassa sin

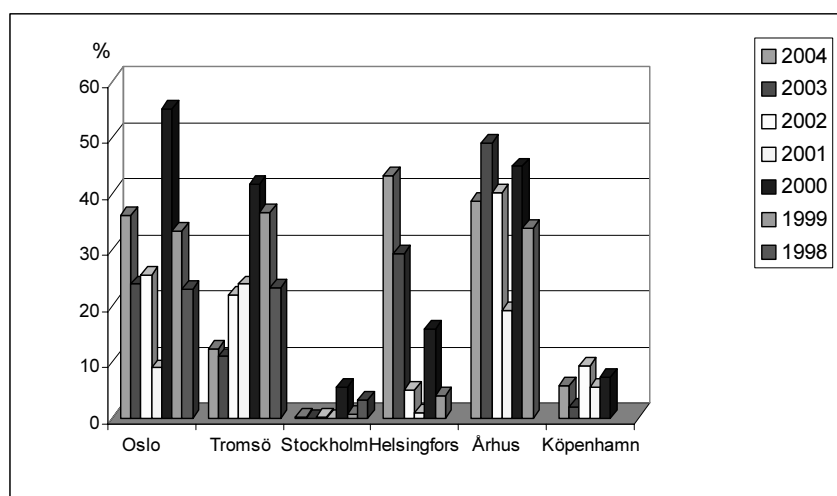
lokalisering till platser med underskott respektive god tillgång till kraft.

En nackdel är att systemoperatörerna inte får incitament att bygga bort flaskhalsar, eftersom flaskhalsarna genererar inkomster till nätägarna. En annan nackdel är att konkurrensen minskar vid uppdelning i mindre marknader och att risken för utövande av marknadsstyrka ökar.

7.2 Hur ofta uppstår flaskhalsar

Hur ofta den nordiska elmarknaden är uppdelad i prisområden varierar från år till år, främst beroende på nederbörden. Prisområde Sverige är det område som under kortast tid varit helt avskilt från övriga prisområden under de senaste åren. Det beror på att prisområde Sverige ofta hänger samman med antingen östra Danmark (Köpenhamn) eller Finland. Under år 2004 var Finland det prisområde som var isolerat från övriga prisområden under störst del av tiden. I Figur 20 nedan illustreras det totala antalet timmar då Nord Pools prisområden varit isolerade från övriga prisområden, under åren 1998 till 2004.

Figur 20. Antal timmar (i procent) då Nord Pools prisområden (elspotområden) varit isolerat från alla övriga prisområden



Anmärkning: För 2004 har data fram till april 2004 använts.

Källa: Nord Pool.

Ett annat sätt att illustrera hur ofta uppdelning i prisområden sker redovisas i Tabell 8. Tabellen visar procentuell andel av tiden som områdespriserna har sammanfallit med systempris respektive andra områdespriser under 2002 och 2003.

Tabell 8. Procentuell andel av tiden som områdespriser sammanföll med systempris respektive andra områdespriser under 2002 och 2003

2003	Stockholm	Oslo	Helsingfors	Århus	Köpenhamn	Systempris
Stockholm		73 %	71 %	48 %	98 %	38 %
Oslo	73 %		50 %	41 %	72 %	38 %
Helsingfors	71 %	50 %		36 %	69 %	37 %
Århus	48 %	41 %	36 %		47 %	21 %
Köpenhamn	98 %	72 %	69 %	47 %		37 %
Systempris	38 %	38 %	37 %	21 %	37 %	

2002	Stockholm	Oslo	Helsingfors	Århus	Köpenhamn	Systempris
Stockholm		70 %	95 %	55 %	91 %	55 %
Oslo	70 %		68 %	47 %	66 %	55 %
Helsingfors	95 %	68 %		53 %	87 %	55 %
Århus	55 %	47 %	53 %		52 %	32 %
Köpenhamn	91 %	66 %	87 %	52 %		51 %
Systempris	55 %	55 %	55 %	32 %	51 %	

Källa: TelgeKraft AB, ÅF:s egna beräkningar.

Under 2003 har samtliga områdespriser avvikit från systempriset fler timmar än under år 2002. Det beror på att behovet att föra över kraft mellan de olika prisområdena har varit större 2003 än 2002. Det totala handelsflödet i Norden var 5 TWh större 2003 än år 2002. Sverige har under merparten av tiden haft samma områdespriser som östra Danmark eller Finland. Västra Danmark är det område som störst del av tiden avvikit från systempris och övriga områden. Under 2003 uppstod områdespriser i västra Danmark under 80 procent av tiden. Det kan jämföras med prisområde Sverige som avvek från systempris under drygt 60 procent av tiden samma år. Den stora avvikelsen för västra Danmark kan förklaras med att förutsättningarna på den danska elmarknaden skiljer sig markant från övriga Norden. Det gäller till exempel bestämmelserna om prioriterad kraft, som innebär att vindkraft och decentralise-

rad kraft tas in på nätet till ett fast pris oberoende av övriga produktionsförhållanden samt den stora andelen oregelbar vindkraft.

7.3 Påverkan på priset

För att belysa hur områdespriserna har påverkats av flaskhalsar har prisområdesdifferenser mellan olika prisområden och systempriset under år 2002 och 2003 beräknats, vilket visas i Tabell 9.

Tabell 9. Prisområdesdifferenser för respektive prisområde i förhållande till systempriset (SYS) 2003, NOK per MWh, 2002 och 2003

2003	Stockholm	Oslo	Helsingfors	Århus	Köpenhamn
Andel av tiden över SYS	36%	47%	12%	23%	36%
Andel av tiden under SYS	27%	16%	50%	56%	27%
Medel, NOK/MWh	-1,51	3,32	-11,05	-22,26	1,05
Median	0	0	0	-2	0
Max, NOK/MWh	576,3	144,2	576,3	4608,4	1318,6
Min, NOK/MWh	-236,0	-73,2	-236,0	-795,0	-236,0

2002	Stockholm	Oslo	Helsingfors	Århus	Köpenhamn
Andel av tiden över SYS	35%	13%	35%	34%	39%
Andel av tiden under SYS	10%	32%	9%	34%	10%
Medel, NOK/MWh	5,24	-2,54	2,79	-10,27	12,65
Median	0	0	0	0	0
Max NOK/MWh	325,6	51,1	325,6	2758,2	2299,1
Min, NOK/MWh	-154,4	-562,7	-496,3	-622,8	-318,5

Källa: TelgeKraft AB.

Under år 2003 har prisområde Sverige generellt sett legat lägre än systempriset. Störst avvikelse från systempriset, uttryckt i genomsnittlig prisområdesdifferens, har prisområde västra Danmark, följt av Finland, vars områdespriser legat 22,3 respektive 11,1 NOK per MWh under systempriset. Förklaringen till de låga områdespriserna i Finland och Danmark är att dessa områden har varit exportområden under stora delar av året. Varken Finland eller Danmark är beroende av vattenkraft och under hösten och vintern kördes de finska och danska kondenskraftverken i större utsträckning än under tidigare år. Finland importerade även el från Ryssland.

Under perioden juli till början av september 2003 var priserna i västra Danmark generellt över systempris och stundtals uppe på nivåer mellan 1 000 och 4 608 NOK per MWh. Det högsta priset på 4 608 NOK infann sig den 2 september 2003. Den prisuppgången har i dagsläget ingen teknisk förklaring och enligt systemansvarig i västra Danmark fungerade allt normalt och befintliga överföringsbegränsningar var utannonserade. Prissättningen under sommaren i västra Danmark är under utredning av konkurrensmyndigheten i Danmark angående misstankar om marknadsmakt och beräknas vara klar mot slutet av 2004. Överföringsförbindelserna mellan Finland och Sverige utnyttjades i större utsträckning 2003 än året innan och under 30 procent av tiden överskred flödet överföringskapaciteten mellan länderna, vilket ledde till uppdelning i olika prisområden. Själland, som också producerade mer kondenskraft under 2003 än tidigare år, har haft högre områdespriser än Finland och västra Danmark. Det beror på att prisområdet har stor överföringskapacitet i förhållande till konsumtionen i området, vilket leder till att östra Danmark i stor utsträckning påverkas av förhållanden som råder i prisområde Sverige. Östra Danmark påverkas också av elpriserna på den tyska marknaden som stundtals var höga under år 2003. Prisområde Oslo har legat över systempriset flest timmar och haft en genomsnittlig avvikelse på 3,3 NOK per MWh över systempriset. Det kan förklaras med att Oslo var ett underskottsområde under 2003 på grund av liten vattenkraftproduktion.

Under 2002 var prisbilden annorlunda. Områdespriserna för Själland låg i genomsnitt 12,6 NOK per MWh över systempriset. Även prisområde Sverige och Finland låg över systempriset, medan prisområde Oslo låg under systempriset. Det sistnämnda beror på att det under första halvåret av år 2002 var god tillgång till vattenkraft i framför allt Norge. Norska vattenkraftproducenter fortsatte att producera relativt stora mängder vattenkraft långt in på hösten, trots att tillrinningen minskade kraftigt. Det ledde till att Norge var ett överskottsområde med lägre priser ända fram till oktober 2002. Under december 2002, då det var kallt och fyllnadsgraden i vattenmagasinen var exceptionellt låg, minskade vattenkraftsproduktionen kraftigt och priset var högre i prisområde Oslo och Tromsö än i övriga prisområden. De höga priserna på Själland under 2002 kan förklaras med att Själland påverkades av elprisutvecklingen i både Sverige och Tyskland. I Sverige låg områdespriset högre än systempriset under året, vilket beror på att några

kärnkraftverk förlängde revisionerna och att Sverige exporterade kraft till Polen ända fram till slutet av året, trots de höga priserna i Norden. Elpriserna i Tyskland låg under 2002 stundtals på höga nivåer. Under perioden juni till början av september 2002 var priserna i västra Danmark stundtals mellan 500 och 2758 NOK per MWh. Prisspiken på 2758 NOK uppkom precis som år 2003 under middagstid den 2 september men förklaras fullt ut av samtida prisspikar på den tyska börsen för en enskild timma på 200 Euro per MWh. Mot slutet av 2002 var priserna i västra Danmark konstant under systempris eftersom prissättningen i det prisområdet inte är beroende av minskad vattenkraftsproduktion.

7.4 Förbindelsen Finland – Ryssland

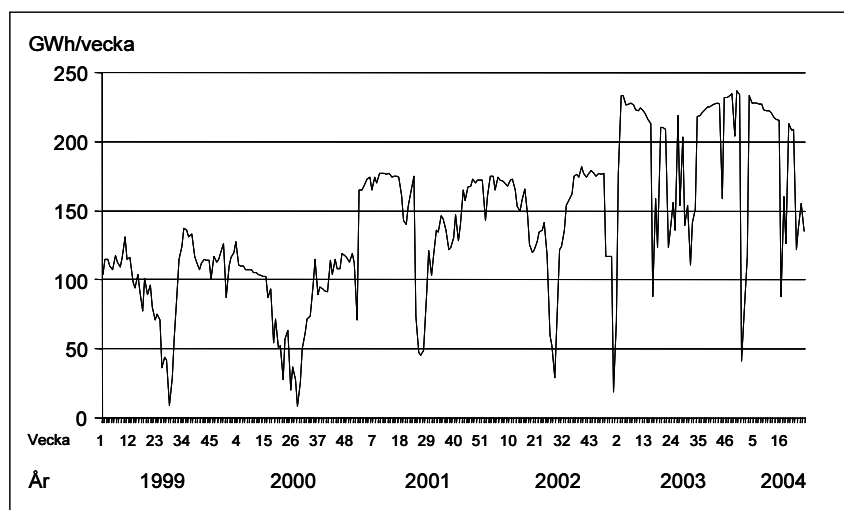
Förbindelsen mellan Ryssland och Finland utnyttjas uteslutande för import till Finland och har för närvarande en överföringsförmåga på 1 400 MW. Tidigare låg kapaciteten på runt 1 000 MW, men den utökades till nuvarande nivå vid årsskiftet 2002–2003.

I samband med kapacitetsutbyggnaden i slutet av 2002 var överföringskapaciteten nedsatt under ett par veckor. Det hade dock en liten prispåverkan, då utbudskurvan näst intill var ett rakt streck, det vill säga det var mycket liten skillnad i spotpriset mellan hög- och låglast. Den ökade importmöjligheten, vilken också utnyttjades maximalt under vintern 2003, innebar att energibristrisken blev mindre.

Generellt sett tas så mycket kraft som möjligt in på förbindelsen mellan Finland och Ryssland med hänsyn till elförbrukningen i Finland. Normalt sker en revision under ett par veckor på sommaren och överföringen har också reducerats runt årsskiftet de senaste åren.

När importen från Ryssland går ned tenderar områdespris Finland och Sverige att bli något högre. Det sker framför allt när sommarrevisionen på överföringsförbindelsen sammanfaller med kärnkraftsrevisionen i Sverige eller Finland.

Figur 21. Import till Finland från Ryssland 1999-2004



Källa: Nord Pool.

7.5 Förbindelsen mellan Sverige och Polen

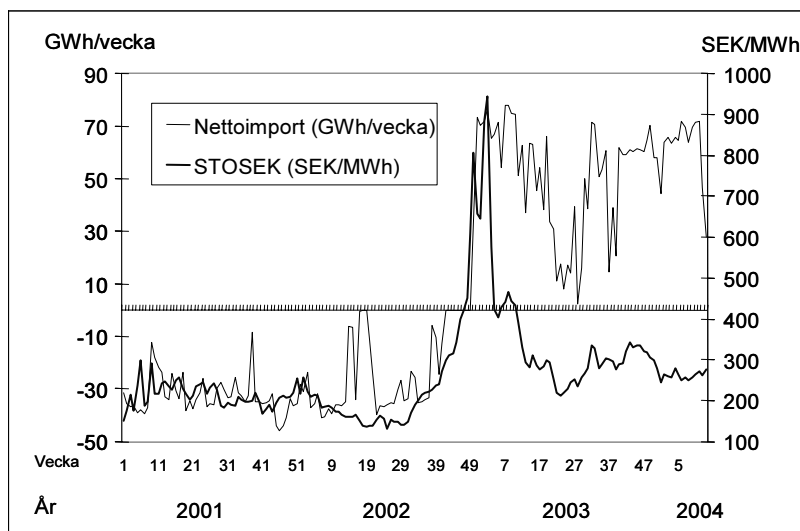
Förbindelsen med Polen har inte följt de normala handelsströmmarna om man ser till den polska produktionsmixen. Under 2002 användes kabeln uteslutande för export. Den 2 januari 2002 uppgick Sveriges förbrukning till 25 800 MW och spotpriset låg strax under 1 400 NOK per MWh. Samtidigt uppgick exporten till Polen till 405 MW.

I och med att hösten blev rekordtorr och risken för energibrist överhängande började berörda parter under senhösten 2002 att förhandla om att vända på flödet och återigen ta in kraft till Sverige. En anledning till att det tog relativt lång tid att vända på flödet mot Polen från export till import, trots de höga priserna en längre tid, var att det fanns långa avtal som behövde skrivas om.

Flödet på kabeln vände mot Sverige i mitten av vecka 50 då priserna på Nord Pool var mycket höga och behovet av kraft i Sverige mycket stort. Sedan dess har det inte förekommit någon nettoexport till Polen.

I diagrammet i Figur 22 nedan redovisas nettoutbytet med Polen under 2001 till 2004 samt vilka prisnivåer som då rådde på spotmarknaden.

Figur 22. Sveriges nettoutbyte med Polen 2001-2004 GWh per vecka och spotpris STOSEK



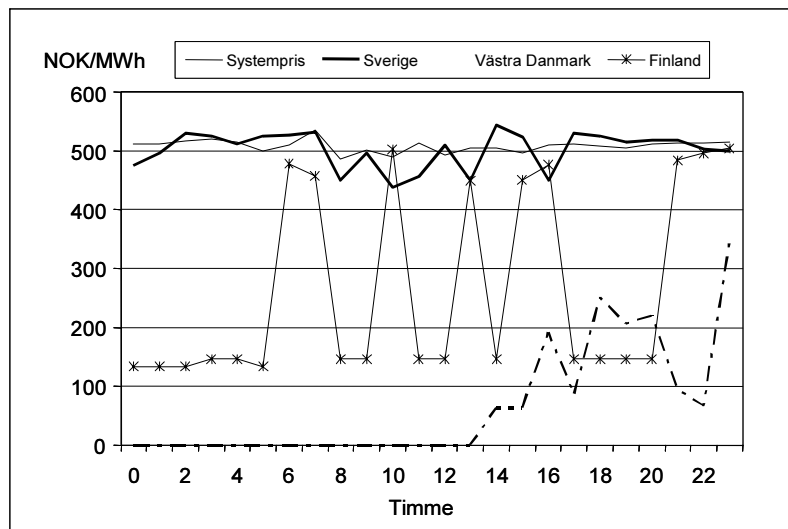
Källa: Nord Pool.

7.6 Inlåsnig av kraft julafton 2002

Under andra halvåret 2002 uppstod det överföringsbegränsningar mellan Sverige och västra Danmark. Begränsningar uppstod ofta i det svenska stamnätet på Västkusten. Vid enstaka tillfällen var dessa begränsningar så stora att kraft låstes in i västra Danmark, vilket endast skedde under låglasttid.

Det dygn då överföringsbegränsningarna blev som störst var julafton 2002. I västra Danmark blev områdespriset noll under 14 timmar, vilket berodde på kvotering av produktionen, se Figur 23 nedan. Att det blev kvotering i västra Danmark beror på deras system med prioriterad kraft och den stora andelen icke reglerbar produktion. Se vidare kapitel 13 "Samspelet mellan Tyskland och Nord Pool".

Figur 23. Priser 24/12 2002 NOK/MWh, sorterade efter stigande volym



Källa: Nord Pool.

Även mellan Finland och Sverige var det brist på överföringskapacitet. Priset i Finland ligger under 150 NOK per MWh de timmar då kraft låses in och upp emot 500 NOK per MWh då kabelkapaciteten räcker till mot Sverige. Sverige och norra Norge låg konstant runt 500 NOK per MWh och södra Norge låg något över det svenska områdespriset.

Områdespriset för västra Danmark blev 66 NOK per MWh, det svenska 502 NOK per MWh, det finska 268 NOK per MWh, södra Norge 521 NOK per MWh och systempriset 508 NOK per MWh.

7.7 Andra effekter av uppdelningen i prisområden

En delning av marknaden leder generellt sett till mindre konkurrens. Antalet aktörer minskar och de kvarvarande aktörerna på delmarknaden får större marknadsandelar. Det medför att risken för utövande av marknadsstyrka ökar. Samtliga aktörer som kontaktats inom detta projekt, såväl elhandlare och elproducenter som industrier och myndigheter, anser att det är av stor betydelse att

elmarknaden hålls samman till en nordisk elmarknad i så stor utsträckning som möjligt, mot bakgrund av marknadens struktur med ett fåtal stora dominerande aktörer.

Vidare är en viktig förutsättning för en väl fungerande elmarknad transparenta och icke-diskriminerande regler som medför ett optimalt utnyttjande av överföringskapaciteten. Eftersom flaskhalsar hanteras på olika sätt innebär det olika förutsättningar i de olika länderna för marknadens aktörer. Systemoperatörernas hantering med att begränsa import och export inför handeln på elspot innebär att förbindelserna inte utnyttjas fullt ut, vilket stör prisbildningen på Nord Pool.

Stigande elpriser i ett importområde kan leda till ekonomiska konsekvenser för aktörer i ett högprisområde. Ett exempel på det är år 2000, då vattenkraftproduktionen i Norden var rekordstor och det fanns överskott av billig vattenkraft i Norge och Sverige, samt intresserade köpare i Tyskland och Danmark. Överföringsbehovet överskred nätets överföringsförmåga under ovanligt många timmar under året, vilket stundtals ledde till stora skillnader i områdespriser som främst drabbade aktörer på den svenska sidan.

Prisområdesindelning medför också att marknadens aktörer måste hantera risken för att det uppstår prisområdesdifferenser. Systempriset är referens för finansiella produkter, medan kostnaden för fysisk kraft bestäms av områdespriserna. För att hantera denna risk finns prissäkringar för prisområdesdifferensen (CfD). Dessa handlas dock i stor utsträckning via mäklare, eftersom Nord Pool endast tillhandahåller sådana kontrakt för korta perioder.

Uppdelningen i prisområden hämmar likviditeten på den finansiella marknaden, då många aktörer väljer att prissäkra sig bilateralt i sitt eget prisområde. Därmed splittras likviditeten upp på olika bilaterala prisområdeskontrakt istället för att samlas på Nord Pools systempriskontrakt.

En positiv effekt är att prisområden ger prissignaler till marknadens aktörer var under- och överskottsområdena är belägna, vilket kan ge incitament till utbyggnad och efterfrågeanpassningar i underskottsområden.

7.8 Möjligheter att minska effekten av prisområdesuppdelning

Det finns olika möjligheter att minska effekten av uppdelning i prisområden. De som främst är relevanta att diskutera är:

- Utbyggnad av överföringskapacitet.
- Optimala utnyttjande av överföringskapaciteten.
- Utbyggnad av produktionskapacitet i områden med energiunderskott.

7.8.1 Utbyggnad av överföringskapaciteten i Norden

Många av de aktörer som kontaktats inom föreliggande projekt anser att en utbyggnad av överföringskapacitet är det bästa sättet att minska uppkomsten av flaskhalsar. Utbyggnad av ledningsnätet medför dock i allmänhet stora kostnader och kan därför inte alltid motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. För att få en väl fungerande nordisk elmarknad är det av stor betydelse att utbyggnad inte sker ur ett nationellt, utan ett nordiskt, perspektiv. I annat fall kan effekten av en utbyggnad i ett enskilt land begränsas av flaskhalsar i angränsande land.

De systemansvariga i Norden tog därför för första gången fram en gemensam plan för utvecklingen på den nordiska elmarknaden till år 2005 och 2010, "Systemutvecklingsplan 2002". I planen görs prognoser för elanvändningens och elproduktionens utveckling. Utifrån dessa prognoser pekas viktiga överföringsnät ut, som är av stor betydelse för hela det nordiska elsystemet. De transportkanaler som har störst betydelse för hela den nordiska elmarknaden visas i

Figur 24 nedan. Mycket tyder på att det traditionella transportmönstret med stor sydgående transport från Norden till kontinenten kommer att ersättas med norrgående transporter till Norden. Även transportkanaler i öst-västlig riktning kommer att få ökad betydelse. I alla transportkanaler finns snitt, som begränsar överföringen.

Figur 24. Transportkanaler med flaskhalsar i Norden



Inom dessa transportkanaler har totalt 11 viktiga snitt pekats ut för att studeras närmare. Tekniska och samhällsekonomiska analyser har genomförts och med utgångspunkt från dessa analyser har systemoperatörerna arbetat fram ett förslag till fem prioriterade snitt, vilka förväntas ha stora flaskhalsar på sikt och som är av stor betydelse för hela området. De prioriterade snitten visas i Figur 25.

Figur 25. Prioriterade snitt för utbyggnad av kapaciteten i Norden enligt Nordel



Källa: Svenska Kraftnät.

De prioriterade snitten är:

- Förbindelsen mellan Sverige och Finland (Fennoscan) skall byggas ut med 700 MW och väntas tas i drift tidigast 2010. Utbyggnaden Finland behövs för att förhindra uppdelning i prisområden vid utbyggnad av kärnkraft i Finland.
- Förbindelsen mellan Sverige och Norge (Nea-Järpströmmen) byggs ut med 300 MW (steg 1) till 500 MW (steg 2). Den nya ledningen väntas tas i drift 2009. Ledningen mellan Järpströmmen och Nea är i behov av förstärkning, särskilt vid en utbyggnad av gaskraftverk i norra Norge.
- Utbyte av ledningar i Mellan- och Sydsverige från Hallsberg till Malmö. De nya ledningarna väntas tas i drift tidigast 2010–2011. Projektet medför att import- och exportmöjligheter till Själland/Tyskland och även Jylland ökar och att den interna flaskhalsen i snitt 4 i Sverige minskas.
- Förbindelsen mellan Norge och västra Danmark (Skagerackförbindelsen) ska byggas ut med 600 MW och väntas tas i drift tidigast 2009. På så sätt minskar flaskhalsarna i de norr-sydgående transportkanalen som går genom västra Danmark till Tyskland.
- Ledningen mellan Jylland och Själland (Stora Bältförbindelsen), 300 MW. Den kan tas i drift tidigast 2008. Stora Bältförbindelsen ska ses i tillsammans med utbyggnad av snitt 4 i södra Sverige då den ingår i samma viktiga transportkanal med överföring av kraft från norr till söder.

För att dessa investeringar skall komma till stånd måste dock nationella investeringsbeslut tas.

Det finns också andra utbyggnadsplaner som inte är kopplade till Nordels arbete. PVO och Statkraft med flera har fått koncession att bygga en förbindelse mellan Estland och Finland på 315 MW. Vidare planeras en förbindelse mellan Norge och Nederländerna på 600 MW. De planer på kabelförbindelser mellan Norge och kontinenten som funnits tidigare har skrinlagts. Bland annat fick Statnett under 2003 avslag på en koncessionsansökan för en likströmsförbindelse mellan Norge och England.

7.8.2 Optimering av nyttjandet av överföringskapaciteten

Ett sätt att minska risken för onödig uppdelning av marknaden är att optimera utnyttjandet av befintlig överföringskapacitet. Idag begränsas exporten mellan länderna vid uppkomst av flaskhalsar, vilket leder till att förbindelserna mellan länderna inte utnyttjas fullt ut. Det stör i sin tur prisbildningen på Nord Pool. Hanteringen av flaskhalsar sker också på olika sätt i de nordiska länderna. Det finns därför ett behov av ett tydligare regelverk för hantering av flaskhalsar i Norden. Olika vägar att optimera utnyttjandet av överföringskapaciteten har analyserats av bland annat Nordel och beskrivs nedan.

7.8.2.1 Förändrad indelning i prisområden och utökad mothandel

En möjlig väg som analyserats av Nordel är en förändring av nuvarande indelning i prisområden. Tanken var att långvariga flaskhalsar skulle hanteras med prisområden, medan kortvariga hanteras genom mothandel. Ett förslag till gemensam flaskhalshantering presenterades i maj 2002⁹. Förslaget gick ut på att hanteringen av flaskhalsar skulle ske genom en kombination av uppdelning i prisområden och mothandel. Långvariga flaskhalsar skulle hanteras genom mothandel upp till en ekonomisk gräns. De långvariga snitt som pekades ut var snitt 2 och snitt 4 i Sverige, Sverige-Finland, Sverige-Själland och Oslo-området väster om Oslo. Förslaget skulle innebära att Sverige delades in i tre prisområden och Norge i fyra. För varje flaskhals som skulle hanteras med mothandel skulle en ekonomisk gräns sättas, för att begränsa den ekonomiska risken för de systemansvariga. Om taket nås, skulle mothandeln avbrytas och flaskhalsen övergå till att hanteras med prisområden. Hur ofta uppdelningen i prisområden skulle inträffa var beroende av var den ekonomiska gränsen skulle sättas. Enligt Nordels bedömning var det acceptabelt om den ekonomiska gränsen nåddes vart tionde år.

Förslaget möttes av kraftig kritik från aktörerna på den svenska marknaden. Elhandlarna och elproducenterna ansåg att förslaget skulle innebära stora praktiska problem för alla som verkade i de olika potentiella prisområdena i Sverige. Dessa aktörer skulle få tre

⁹ Nordel 2002, "Översyn av elspotindelning och förutsättningar för mothandel på den nordiska marknaden".

balanser att planera, driva och avräkna jämfört med idag. De svenska myndigheterna ansåg att förslaget innebar en ökad risk för marknadsmakt, på grund av att uppdelning av marknaden i mindre områden med mindre konkurrens. Det massiva motståndet i Sverige medförde att Nordel inte drev förslaget vidare.

7.8.2.2 Utökad mothandel

Många aktörer i övriga länder var dock i huvudsak positiva till Nordels förslag till gemensam hantering av flaskhalsar i Norden. Därför initierades en ny studie inom Nordel om förutsättningar för utökad mothandel. I studien ingår följande moment:

- Att kartlägga hur tilldelningen av kapacitet på landsgränserna går till idag och ge förslag till förändringar.
- Att undersöka hur mothandel kan användas för att minska risken för uppdelning i prisområden. I det ingår att beräkna kostnaderna för utökad mothandel och hur mycket ytterligare kapacitet som skulle ställas till rådhusets förfogande.
- att redovisa förslag till metod för sådan mothandel.

Studien pågår för närvarande och kommer att presenteras under hösten 2004. Innan studien är klar är det inte möjligt att bedöma i vilken utsträckning mothandel skulle kunna öka för att minimera effekten av flaskhalsarna i Norden. Klart är att utökad mothandel kommer att innebära ökade kostnader för de systemansvariga som kan förväntas föras över på rådhusets aktörer. Hur stora kostnaderna bedöms bli kommer att vara avgörande för de systemansvariga och övriga aktörers inställning till en utökad mothandel.

7.8.2.3 Utökad handel på Elbas

En utökad handel på Elbas kan medföra ett förbättrat utnyttjande av överföringskapaciteterna mellan länderna. Idag bestäms kapaciteterna av de systemansvariga varje dag innan handeln på elspot påbörjas, upp till 36 timmar före drifttimmen. Kapaciteterna bestäms bland annat med utgångspunkt från hur stor förbrukning och produktion kan tänkas bli utifrån de väderleksförhållanden som råder. Systemoperatörerna kan bara ange den överföringskapacitet som garanterat kommer att finnas tillgänglig för mark-

naden. Även elproducenter och elhandlare lägger sina bud utifrån de förhållanden som råder upp till 36 timmar för drifttimmen. Om väderförhållandena förändras från det att handeln på elspot avslutats och fram till drifttimmen, finns det genom handel på Elbas en möjlighet för svenska och finska aktörer att handla sig i balans, innan reglermarknaden påbörjas under själva drifttimmen. Handel på eftermarknaden kan vara särskilt betydelsefull om det finns stor andel oreglerbar vindkraft, som kan vara svårt att göra prognoser för 1½ dygn i förväg. Aktörerna på Elbas kan handla sig i balans så länge det finns överföringskapacitet mellan Finland och Sverige att tillgå. På så sätt ges marknads aktörer tillgång även till den del av överföringskapaciteten som blivit tillgänglig av olika omständigheter efter spotmarknadens start. När den maximala överföringskapaciteten är nådd, försvinner buden från Elbas.

Ett steg mot ökad handel på elbas har redan tagits i och med att Själland kommer att anslutas till Elbas från och med augusti 2004. Ökad handel på Elbas skulle kunna innebära att behovet av mot-handel under själva drifttimmen minskar. En anslutning av västra Danmark till Elbas skulle vara positiv för optimering av överföringskapacitetens utnyttjande.

7.8.3 Utbyggnad av produktionskapaciteten i underskottsområden

De strukturella flaskhalsar som finns i Norden beror som tidigare nämnts både på nätets utbyggnadsnivå och på lokalisering av produktion och förbrukning i nätet. De flesta flaskhalsar i det nordiska systemet återfinns i de södra delarna av området. Det kan förklaras med att en stor del av produktion finns i de norra delarna, medan elförbrukningen är större söderut, vilket leder till stora behov av att föra kraft från norr till söder. Om ny produktionskapacitet skulle komma tillstånd i de områden som idag har ett underskott på energi, det vill säga södra Sverige och södra Norge, skulle behovet att överföring över vissa av de trånga snitten kunna minskas, vilket skulle minska effekten av flaskhalsarna. I prognosen i Nordels systemplan förväntas dock större utbyggnader ske i mellersta och norra Norge (gaskraft) och Finland (kärnkraft).

7.8.4 Sammanfattande kommentarer

För att diskutera möjligheterna att minska effekten av uppdelning i prisområden bör frågan om vad som är den negativa effekten av en uppdelning i prisområden klargöras. De största negativa effekterna är att konkurrensen minskar när marknaden delas upp och att prisområdesdifferenserna påverkar den finansiella marknaden negativt.

En väl fungerande elmarknad med optimalt utnyttjade överföringsförbindelser förutsätter transparenta och icke-diskriminerande regler. För att minska negativa effekter av uppdelning i prisområden är det pågående arbetet mellan de nordiska systemoperatörerna med att harmonisera regler för hantering av flaskhalsar i de nordiska länderna av stor betydelse för att minska de negativa effekterna.

Det går dock inte att peka ut en enskild åtgärd för att minska effekten av prisområden, utan det behövs flera samverkande insatser. Utbyggnaden av de flaskhalsar som de nordiska systemoperatörerna har pekat ut som prioriterade är av stor betydelse för att minska uppdelningen i prisområden i Norden.

Det är också viktigt att optimera utnyttjandet av befintlig överföringskapacitet för att minska onödig uppdelning i prisområden genom utökad handel på Elbas. Om västra Danmark ansluter sig till Elbas, i likhet med östra Danmark, skulle det innebära en positiv förändring.

I vilken utsträckning utökad mothandel kan minska de negativa effekterna är svårt att bedöma innan de nordiska systemoperatörernas studie av utökad mothandel är klar. Mot bakgrund av de stora kostnader som mothandel medför för systemoperatörerna, görs bedömningen att det inte är lämpligt att enbart genom utökad mothandel eliminera effekterna av uppdelning i prisområden i Norden.

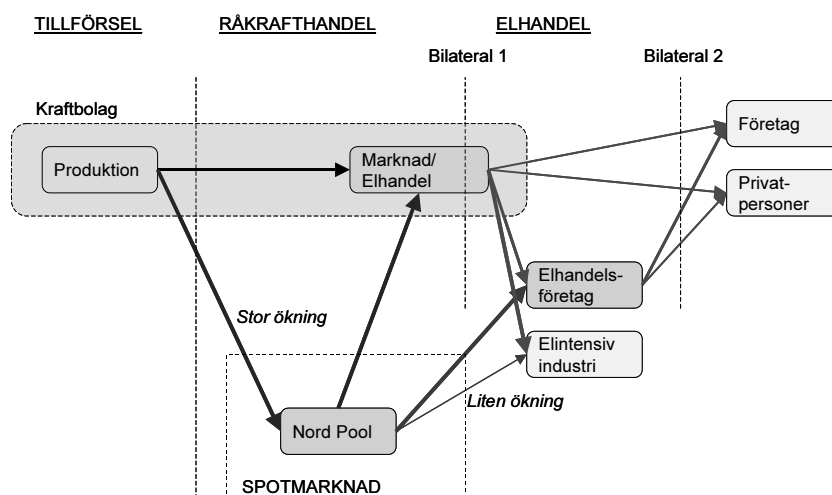
En utbyggnad av produktionskapaciteten i underskottsområden är ytterligare ett sätt att minska uppkomsten av flaskhalsar. Trots högre prisnivåer under de senaste åren och kännedom om en utveckling mot allt mer ansträngda energibalanser i Sverige och Norge har incitamenten hittills inte varit tillräckligt starka för att få till stånd investeringar i större elproduktionsanläggningar i Sverige och Norge. För detta krävs dock stabila förutsättningar på elmarknaden och en mer långsiktig energipolitik.

8 Elhandeln utanför Nord Pool

Av all el som förbrukas i Norden omsätts en dryg tredjedel på direkt på spotmarknaden. I Norden (Sverige, Norge, Danmark och Finland) förbrukas ungefär 390 TWh per år. Som bilateral krafthandel definieras den handel som sker mellan kraftproducenter och elhandelsföretag respektive elintensiv industri. Elhandlars försäljning till mindre företag och privatpersoner sker i nästa led och är inte något alternativ till börshandel. Den tyngre elintensiva industrin handlar i huvudsak el från de större kraftproducenterna, Vattenfall, Fortum, Statkraft eller Sydkraft.

I Figur 26 nedan illustreras de olika leden inom krafthandeln. Kraftbolagen är aktiva i alla prissättande led eftersom de har både kraftproduktion, elhandelsföretag och säljer el mot slutkunder, vilket illustreras av det gråmarkerade området i bilden. Kraftbolagen säljer i allmänhet sin el mellan "produktionsbolaget" och "marknadsbolaget" internt till spotpriser eller via Nord Pool.

Figur 26. Illustration till olika led i krafthandeln



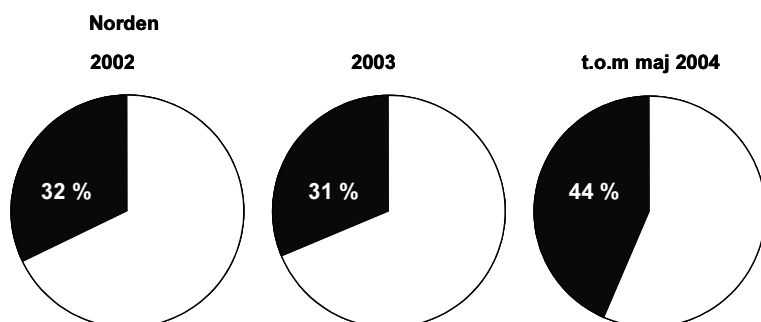
Källa: ÅF.

Det är främst kraftbolag och de större elhandelsföretagen som handlar via spotmarknaden, medan industrin och mindre elhandelsföretag inte är aktörer på börserna annat än ett fåtal som är

clearingkunder då de handlar via mäklare. De tre stora elhandelsföretagen, Vattenfall, Fortum och Sydkraft, står för cirka 80 procent och de tio största för 95 procent av slutmarknaden i Sverige. För de tio största elhandelsföretagen sker merparten av den fysiska handeln via Nord Pool, men några av företagen har även bilaterala avtal som komplement till börshandeln. Många av de mindre elhandelsföretagen har ett nära samarbete med något av de större kraftföretagen, från vilka de köper fysiska leveranser och prissäkrar leveranserna.

I Figur 27 redovisas hur spothandeln har utvecklats på Nord Pool under åren 2002, 2003 samt till och med maj 2004. Som framgår har den andel av elen som omsätts via Nord Pools spotmarknad ökat. Det innebär emellertid inte att den bilaterala elhandeln har minskat i samma utsträckning. En bidragande orsak till att spothandeln har ökat kraftigt från och med 1 januari 2004 är att ett av de större kraftbolagen i stället för att nettosälja via Nord Pool omsätter hela sin elhandel via börsen¹⁰. Det finns indikationer om att fler av de större kraftaktörerna kommer att agera på motsvarande sätt inom något år, vilket då ytterligare kommer att öka de volymer som omsätts på spotmarknaden.

Figur 27. Spothandelns andel av elanvändningen i Norden (Sverige, Norge, Danmark, Finland) 2002, 2003 samt till och med maj 2004, procent



Källa: Nord Pool.

¹⁰ Se kapitel 5.5 regler och avgifter på Nord Pool, ändrade avgifter för handel på spotmarknaden har bidragit.

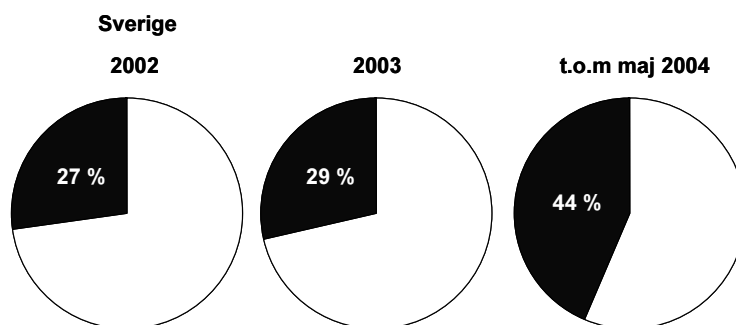
8.1 Bilateral elhandel i Sverige

Innan avregleringen gjordes kraftaffärer upp genom förhandlingar mellan kraftleverantörerna och de kommunala energibolagen eller industrierna med relativt långa mellanrum. För energibolagen kunde det dröja mellan 3–5 år mellan uppgörelserna. Den elintensiva industrin tecknade elavtal på upp till tio år, i vissa fall ännu längre. Elpriset indexerades till konsumentprisindex eller oljepriset. Eventuellt skedde indexering även mot andra varor.

Sedan avregleringen har de bilaterala avtalen successivt förändrats. Inför avregleringen fanns en viss oro om vad som skulle hända med elpriset. Det ledde till att det tecknades en hel del långa kontrakt strax innan 1996. Det första året efter avregleringen var torrår med relativt höga elpriser. Under våtåren 1997–2000 och med de låga priser som då rådde ändrades psykologin i marknaden. Medvetenheten om att elpriset kunde pressas kraftigt under vissa omständigheter medförde att allt fler efterfrågade korta kontrakt, vilket i backspegeln kanske inte var det mest rationella beslutet. Efter prisstegringen och den volatila situation som har rått efter 2002–2003 har aktörerna på den bilaterala marknaden återigen börjat efterfråga längre kontrakt. Dock har bilden av vad som anses vara långa respektive korta kontrakt förändrats. En styrande faktor är Nord Pools instrument för prissäkring vilka sträcker sig fyra år framåt i tiden.

I Figur 28 framgår att spothandelns andel av elanvändningen i Sverige har ökat med 15 procent mellan 2003 och 2004 om nuvarande trend håller i sig.

Figur 28. Andel spothandel i Sverige 2002, 2003 och till och med maj 2004, procent



Källa: Nord Pool.

Andelen fasta kontrakt har sjunkit successivt sedan avregleringen 1996. Av de industriföretag som kontaktats inom föreliggande studie har de flesta en större andel av sina elavtal kopplade till spotpriset, från 50 till 100 procent. Under de närmaste två åren avser flera att öka sin andel rörligt elpris inom sitt bilaterala avtal eller har som mål att själva bli direktaktör på Nord Pool. Det förekommer även att företag har elprisavtal med en annan indexering. Elhandelsföretag med bilaterala avtal har spotprisföljning till övervägande del.

Generellt kan sägas att de bilaterala avtalen har blivit alltmer sofistikerade sedan elmarknaden har avreglerats. Vartefter nya produkter har utvecklats på Nord Pool och i takt med att kompetensen hos både producenter, elhandlare och industrin har ökat utvecklas, också utformningen av de bilaterala kontrakten.

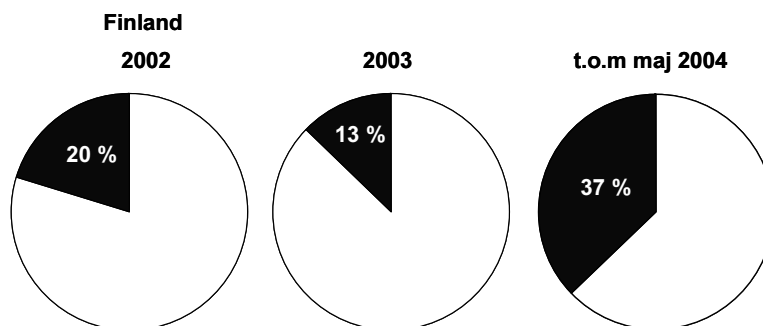
Den bilaterala handeln är för många ett "likvärdigt" alternativ till börshandel. De kan genom avtalen komma åt samma funktioner, spotpris och prissäkringar, som börser erbjuder, men behöver inte själva vara kunder på Nord Pool. Från att ha köpt Nord Pools standardprodukter bilateralt, genom olika leverantörer eller mäklare är inte steget så stort att själva bli aktör på Nord Pool. Sannolikt kommer utvecklingen leda till att fler elintensiva industrier på sikt blir aktörer på Nord Pool. Det finns också industrier som poängterar att elhandel ligger utanför deras kärnverksamhet och att de inte avser att bli aktörer på Nord Pools spotmarknad.

För de mindre elhandelsföretagen som idag har ett nära samarbete med eller ägs av de stora kraftföretagen finns inga direkta motiv till att börja handla direkt på Nord Pool. Genom samarbetet behöver företagen inte sköta administration eller ha personella resurser som bevakar handeln. Det är därför inte troligt att det kommer att ske några förändringar för dessa företag.

8.2 Bilateral elhandel i Finland

Spothandelns andel av elanvändningen har ökat med över 20 procent mellan 2003 och 2004, om nuvarande trend håller i sig. Den starkast bidragande faktorn är att ett stort kraftföretag från och med januari 2004 omsätter all sin el via Nord Pool.

Figur 29. Andel spothandel i Finland 2002, 2003 och till och med maj 2004, procent



Källa: Nord Pool.

Av den elintensiva industrin i Finland är ett stort antal delägare i PVO, (Pohjolan Voima Oy). PVO har som affärsidé att förse delägarna med el¹¹ till konkurrenskraftiga priser och har inga egna vinstintressen. Elpriset som PVO:s delägare betalar baseras på den verkliga produktionskostnaden, vilket ligger närmare en genomsnittsprissättning på elen än marginalkostnadsprissättning. Hur kontrakten är utformade är konfidentiellt. PVO svarar för ungefär en femtedel av elproduktionen i Finland. PVO:s affärsidé gör att delar av den bilaterala elhandeln i Finland avviker från motsvarande handel i Sverige.

PVO är även majoritetsägare (knappt 60 procent) i TVO (Teollisuuden Voima Oy) som äger och driver två kärnkraftverk samt del i ett kolkraftverk, och som även kommer att bygga och driva Finlands femte kärnkraftverk. TVO har som affärsidé att tillhandahålla el till "självkostnadspris" (cost price) för sina delägars räkning. Näst störste ägare i TVO är Fortum (cirka 25 procent).

De elintensiva industrier som inte är delägare i PVO handlar el av de större kraftföretagen, exempelvis Fortum, Vattenfall och Sydkraft, som är aktiva på den finska marknaden. De avtalen inkluderar hela kraftportföljer, det vill säga både fysisk leverans och prissäkring och baseras till övervägande del på Nord Pools spotpriser och finansiella produkter. Elhandlarnas bilaterala avtal utfor-

¹¹ Även värme.

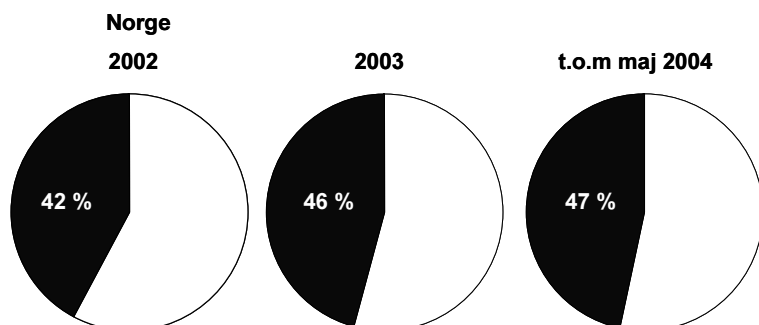
mas på motsvarande sätt. Fastprisavtal på råkraftmarknaden (exklusive PVO) förekommer i mycket liten utsträckning. De avtalen löper på tidsperioder mellan 1–3 år.

8.3 Bilateral elhandel i Norge

Den norska tunga industrin har en längre historik vad avser handel på Nord Pool. Norge har ändå en speciell situation vad gäller den bilaterala elhandeln. Statligt ägda Statkraft, som svarar för en tredjedel av Norges elproduktion (32,5 TWh 2003), har sedan 1950-talet mycket fördelaktiga långa kontrakt med delar av en elintensiva industrin, enligt politiska beslut i Stortinget. Dessa kontrakt svarar i dagsläget för i storleksordningen hälften av företagets försäljning. Kontrakten löper ut under perioden 2005–2011 och kommer inte att förnyas. Andra typer av långsiktiga, bilaterala kontrakt tecknas dock, men inte fastprisavtal. Bilaterala kontrakt med elintensiv industri i Norge, finns på upp till 20 år. Indexering kan vara till spotpris, men det är vanligt även med andra kopplingar till råvaror eller valutakurser. Elhandelsföretagen i Norge tecknar bilaterala avtal med säkring mot prisområden, valutakurser och profilkontrakt, det vill säga kontrakt som följer förbrukningsprofilen.

Norge har av tradition en stor andel börshandel. Det är sannolikt att börshandeln kommer att öka ytterligare i takt med att de långa, kontrakten löper ut under de kommande åren.

Figur 30. Andel spothandel i Norge 2002, 2003 och till och med maj 2004, procent

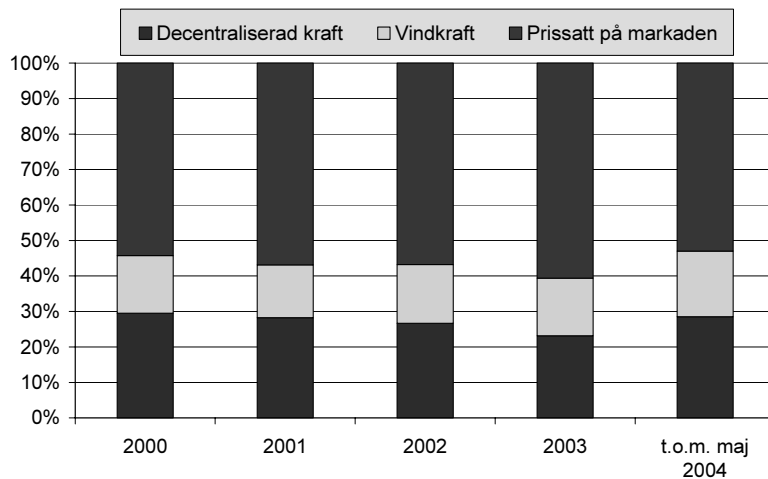


Källa: Nord Pool.

8.4 Bilateral elhandel i Danmark

I Danmark prissätts inte all el på marknaden, knappt hälften är så kallad prioriterad kraft som säljs till fastpris. Den prioriterade kraften (PSO – Public Service Obligation) är decentraliserad kraft och vindkraft. Sannolikt kommer reglerna att ändras från och med 1 januari 2005, men något formellt beslut är ännu inte taget i frågan.

Figur 31. Andel prioriterad kraft i Danmark som ej prissätts på marknaden och kraft som prissätts på marknaden



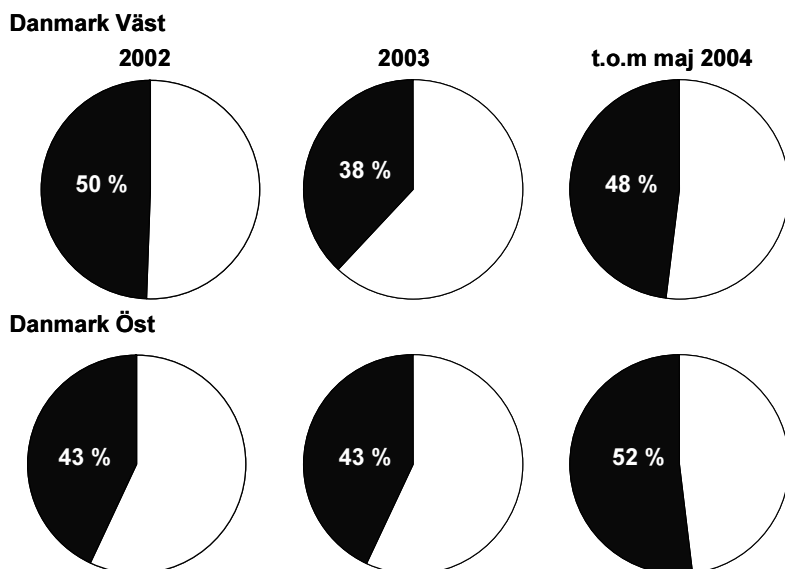
Källa: Eltra.

Den danska elmarknaden började avregleras 1999, men kan ännu inte sägas vara fullt avreglerad. Före 1999 var således alla handel bilateral. Den bilaterala handeln i Danmark sker i huvudsak till fasta priser. Enligt en uppskattning säljs i dagsläget i storleksordningen 10–20 procent av den bilaterala elen till spotpris på Jylland, men en betydligt större andel på Själland, upp mot 50–60 procent, enligt kontakter med Danmarks två största kraftaktörer. De bilaterala fastprisavtalen löper normalt på ett till tre år, vilket följer Nord Pools kontraktperioder.

Hur mycket som omsätts via Nord Pool i Danmark påverkas i stor utsträckning av hur export/importflödena ser ut. All kraft som exporteras via kablarna mellan Danmark och Norge respektive Sverige prissätts via Nord Pool. Danmark är ett transitland för stora flöden mellan Norden och Tyskland. Det gör att trots att

Danmarks elhandel inom landet i stor utsträckning sker bilateralt, omsätts en stor andel av kraften via Nord Pool. I diagrammen nedan redovisas andelen bilateral handel i Väst- respektive Östdanmark.

Figur 32. Andel spothandel i västra respektive östra Danmark 2002, 2003 och till och med maj 2004, procent



Källa: Nord Pool.

9 Handel på de finansiella marknaderna

9.1 Syftet med finansiell handel

Det finns två typer av affärer som görs på den finansiella marknaden. Antingen är syftet med transaktionen att prissäkra framtida förbrukning eller produktion, eller att tjäna pengar genom att ta en spekulativ position. Av dem som prissäkrar sig med finansiella kontrakt finns det både naturliga köpare (konsumenter) och naturliga säljare (producenter). Eftersom producenter vill sälja sin produktion till ett fastslaget pris samtidigt som konsumenterna vill säkra sin konsumtion till ett fastslaget pris, uppstår en naturlig marknad för de finansiella kontrakten.

Den spekulativa handeln kan göras på flera olika sätt. En aktör som saknar det naturligt underliggande behovet att köpa eller sälja el kan spekulera i elprisets utveckling genom att köpa eller sälja terminskontrakt. Det kan till exempel göras då aktören har en klar pristiro, det vill säga en klar uppfattning om hur de långsiktiga priserna kommer att utvecklas. Om aktören får rätt i sin pristiro, finns stora pengar att tjäna. Det finns även aktörer som söker så kallat arbitrage i marknaden, det vill säga uppenbarliga felprissättningar som kan utnyttjas för att göra en riskfri vinst. Det görs till exempel då medelpriset för de kortare kontrakten som ingår i ett längre kontrakt inte prissätts på samma nivå som det längre kontraktet. Aktören kan i så fall köpa ett visst kontrakt samtidigt som motsvarande kontraktsdelar säljs, med resultatet att en riskfri vinst uppstår för aktören, men även en aktör som handlar med finansiella kontrakt med det huvudsakliga syftet att prissäkra sig, kan ta spekulativa positioner på olika sätt. Redan ingångna kontrakt kan avyttras, eller också kan aktören välja att avsiktligt avvika från sin prissäkringsstrategi.

Spekulation är ett ord som har en negativ klang i många kretsar, men det är faktiskt så att samtliga aktörer som har en tro om prisutvecklingen och agerar utifrån denna, i viss utsträckning ägnar sig åt spekulation. Det faktum att det finns spekulativa aktörer som ägnar sig åt att hitta uppenbarliga felprissättningar, leder till att marknads prissättning av de olika kontrakten blir mer korrekt och rättvis. En stor omsättning av finansiella kontrakt genom omfattande spekulation är således positivt för prissättningen av olika kontrakt på marknaden.

9.2 Finansiell handel i praktiken

9.2.1 Nord Pool

För aktörer som vill använda finansiella terminskontrakt för prissäkring eller spekulation, finns det olika alternativ. Antingen kan handel ske elektroniskt mot Nord Pool, eller också görs avsluten per telefon med en bilateral part.

När affärer görs mot Nord Pool läggs köp- och säljbuden in elektroniskt i applikationen PowerClick och matchas mot andra aktörers bud. Tillvägagångssättet är precis som för den mer kända aktiebörsen, där köp- och säljorderna lagras i systemets orderbok i

väntan på att matchas mot motstående ordrar på samma prisnivå. När affärer görs över Nord Pool är motparten inte känd. Den information som aktörerna kan se är vilka ordrar som ligger närmast det senaste avslutet i pris, och vilka orderdjup som finns, det vill säga hur stora volymer som finns på varje prisnivå i orderboken.

Denna transparens i orderdjupet kan både vara av godo och ondo för aktörerna. Aktörerna vill gärna se hur stora köp- och säljvolymer som övriga aktörer bjuder ut för att få en god vägledning om de andra aktörernas uppfattning av marknaden – bör priset stiga eller sjunka? Om orderdjupet är större på köpsidan, det vill säga mer volym i köpordrarna, än på säljsidan, skulle det kunna tolkas som att köpjintresset är större än säljintresset och att marknaden därmed borde stiga. Nackdelen med denna transparens är att de intentioner, som aktören gärna håller för sig själv, avslöjas för andra. Det gäller framför allt när en aktör vill köpa eller sälja större volymer än de som ligger i marknaden. Om aktören lägger ut en order på hela den volym som skall handlas, är det lätt att marknaden reagerar på den stora volymen och priset ändras snabbt. Prisförändringen sker alltid i fel riktning för aktören i dessa fall, och pengar går förlorade.

9.2.2 Bilateralt/OTC

Vid bilateral handel görs affärsavsluten upp direkt mellan två aktörer på marknaden. Det kan göras antingen direkt mellan parterna, eller genom en mäklare som håller kontakt med flera köpare och säljare för att matcha köp- och säljintressen, OTC "Over The Counter".

Att handla bilateralt har både för- och nackdelar jämfört med att handla över Nord Pool. Av de fördelar som finns anses ofta den lägre transaktionskostnaden väga starkt. Om de båda parterna i en transaktion är kreditvärdiga företag som har upprättade krafthandelsavtal mellan sig, uppstår inte de transaktionskostnader som en affär på Nord Pool ger upphov till (0,25 NOK per MWh, se kapitel 5.5 om regler och avgifter på Nord Pool). Aktörerna tar visserligen en kreditrisk då de handlar med ett annat bolag, men denna anses oftast som låg, eftersom de flesta av aktörerna på marknaden idag har solida finanser. Om motparten i en finansiell affär bedöms som mindre kreditvärdig, kan emellertid parterna komma överens om att cleara in affären hos Nord Pool, och

därmed föra över kreditrisken från parterna till Nord Pool mot att de betalar Nord Pools clearingavgift.

En stor mängd av de bilaterala affärerna sker genom energimäklare. Då mäklarna sitter med goda kontakter mellan köpare och säljare kan de relativt omgående para ihop aktörernas köp- och säljbud om de är marknadsmässiga. Genom att hålla kontakt med ett par olika mäklare kan en aktör få en god bild över de olika köp- och säljbud som finns i marknaden. För större aktörer som inte vill visa vilka volymer de vill göra affär på, är systemet med mäklare passande. Då mäklaren inte avslöjar dess kunders affärsvolym kan det vara lättare att göra större affärer utan att marknaden ser det och reagerar med prisförändringar.

Eftersom mäklarna tar betalt av sina kunder per energivolym, har de ett stort egenintresse i att det görs mycket affärer. Systemet med mäklare bidrar därför till att ”smörja systemet” och förbättra likviditeten i marknaden, något som alla tjänar på. Nackdelen med mäklarnas service är kostnaden. De tar ut en mäklaravgift, men denna är lägre än avgiften som Nord Pool tar ut för att handla och cleara en affär.

De bilaterala finansiella kontrakten clearas dock i stor utsträckning via Nord Pool. Enligt flera bedömare¹² clearas i storleksordningen 80–90 procent av alla bilaterala finansiella kontrakt via Nord Pool.

9.3 Påverkas priset av den finansiella handeln?

Påverkar den omfattande finansiella handeln elpriset i någon riktning? Ofta görs jämförelsen med aktiemarknaden, där analytikerns och allmänhetens tro på att vissa bolag kan få priset på aktierna att stiga kraftigt. Kan detta inträffa på elmarknaden, och därmed ge oss felaktiga, ej marknadsmässiga priser?

Generellt sett påverkas prisnivån på en finansiell marknad på kort sikt enbart av utbud och efterfrågan på det finansiella kontraktet. Så länge som efterfrågan är större än utbudet kommer priserna att stiga, oavsett vad det fundamentalt korrekta priset bör vara. Det är ett universellt samband som även gäller för den finansiella elmarknaden, åtminstone på kortare sikt.

På längre sikt är det dock inte troligt att prisnivåerna styrs av en tillfällig utbuds- eller efterfrågesituation. Eftersom elmarknaden

¹² Som intervjuats inom detta projekt.

drivs mycket mer av de fundamentala förutsättningarna än av marknadens förväntningar, kommer det att vara denna som bestämmer den långsiktiga prisnivån. På elmarknaden är det på den fysiska marknaden som priset bestäms. På den finansiella marknaden handlas enbart derivatprodukter, där det ekonomiska utfallet från de finansiella kontrakten bestäms av priserna på den fysiska marknaden. I det här fallet kan man säga att den fysiska marknaden är "facit" till den finansiella marknaden. På lång sikt bör därför de genomsnittliga priserna på finansiella kontrakt ligga på samma nivå som det fysiska spotpriset för leveransperioden.

Oavsett vad det finansiella kontraktet för en viss tidsperiod handlas till för prisnivåer, så är det den fundamentala situationen med hydrologisk balans, bränslepriser och elförbrukning som kommer att sätta priset till sist. Prisbildningen på den fysiska marknaden fungerar anser de flesta aktörer. Prisanalyserna av utvecklingen 2002-2003 bekräftar också den bilden. Det gör att även priserna på den finansiella marknaden får en god förankring i verkligheten. Eftersom de finansiella kontrakten kommer att avräknas mot den fysiska marknaden, kommer ingen aktör att i längden våga köpa kontrakt på en för hög, eller sälja kontrakt på en för låg, prisnivå i syftet att påverka priserna.

Visserligen kommer det alltid att finnas situationer då aktörernas uppfattning, eller rädsla, kommer att slå igenom på prisbildningen på de finansiella kontrakten, och leda till kortsiktiga och kraftiga fluktuationer i priserna. Eftersom den finansiella marknaden har en så stark koppling till den fysiska marknaden, är risken ändå liten att finansiell handel skall driva prisnivåerna åt något håll, annat än tillfälligtvis.

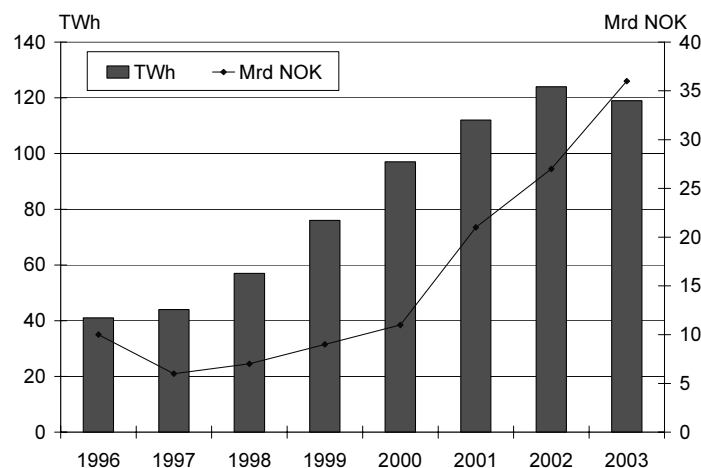
10 Är likviditeten på marknaden tillräcklig?

10.1 Omsättning på den fysiska marknaden

Den fysiska handeln på spotmarknaden har utvecklats positivt under hela perioden 1996 till och med 2003. Den mindre nedgång som skedde i volym räknat under 2003 har vänt uppåt under 2004, då omsättningen under årets första fem månader ligger på över 40 procent av den totala elanvändningen, jämfört med drygt 30 procent för helåret 2003. I kronor räknat har handeln ökat

under hela perioden. Omsättningen på spotmarknaden framgår av diagrammet i Figur 33. Under 2003 fanns 60 säljare och 120 köpare, som omsatte volymer på över 100 GWh. Totalt finns över 250 aktörer på den fysiska marknaden.

Figur 33. Utveckling på den fysiska marknaden, spotmarknaden, 1996-2003, TWh respektive miljarder NOK



Källa: Nord Pool ASA Annual Report 2003.

En tillräcklig omsättning eller likviditet på den fysiska marknaden är en viktig fråga för prisbildningen och förtroendet för elbörsen. För att prisbildningen skall ske på ett effektivt sätt är det nödvändigt att de köp- och säljvolymer som budas in på spotmarknaden verkligen reflekterar de köp- och säljintressen som finns på marginalen. Eftersom priset bestäms av köp- och säljintresset på marginalen, är det viktigt att det är med och bildar marknadspriset. Om sedan en stor del av elförbrukningen inte prissätts på börsen, är det av mindre vikt så länge betalningsviljan på marginalen finns representerat i budgivningen. Det är därmed möjligt att ha en fullt korrekt prissättning på börsen, trots att en större andel av kraften inte handlas över börsen. Även om det är önskvärt att en större del av kraften handlas över börsen, innebär det inte att prisbildningen fungerar dåligt i dagsläget. Den allmänna uppfattningen bland marknadsaktörer är att spotmarknaden på Nord Pool fungerar bra.

Betydelsen av tillräcklig likviditet och en väl fungerande prissättning är stor. Spotpriset är det referenspris som den finansiella handeln avräknas mot. Det är därför av stor betydelse för den finansiella handelns utveckling och likviditet att det finns ett stort förtroende och acceptans för referenspriset. De flesta aktörer anser också att så är fallet.

Jämfört med andra el- och råvarumarknader är omsättningen på Nord Pools fysiska marknad mycket hög. På flera liknande marknader i Europa och USA är omsättningen betydligt lägre, mätt som andelen av den totala konsumtionen som handlas över börsen.

10.2 Likviditeten på den finansiella marknaden

Sedan årsskiftet 2002/2003 har omsättningen på Nord Pools finansiella marknad försämrats. De flesta aktörer instämmer också i bilden att likviditeten i olika terminskontrakt har försämrats, och många har frågat sig om det är en tillfällig eller permanent försämring vi har sett. Det finns förklaringar till att likviditeten har gått ned, bland annat Enrons konkurs hösten 2001, vilket också förde med sig att många amerikanska aktörer valde att lämna den europeiska marknaden. Andra, och sannolikt mer avgörande, faktorer är den kraftiga prisstegringen som skedde under hösten 2002, och den oro det skapade om vart marknaden var på väg. De flesta aktörer, elhandlare och industri, tror dock att utvecklingen är övergående och att de aktörer som fallit ifrån kommer att ersättas med nya. Det stämmer att handeln kulminerade under pristoppen vid årsskiftet 2002/2003, men nedgången har inte varit så kraftig som den offentliga debatten gör gällande.

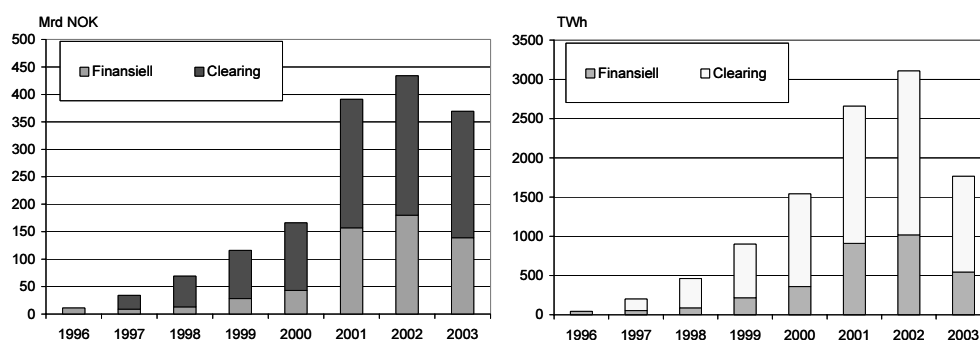
För att bedöma likviditeten på den finansiella marknaden kan olika nyckeltal studeras, exempelvis hur stor den finansiella handeln är jämfört med den underliggande marknaden, hur stort riskkapital som tillförs marknaden, hur många direktaktörer som är aktiva och hur många avslut som görs. Inget nyckeltal säger ensamt sanningen, men tillsammans ger de en bild av hur likviditeten har utvecklats.

Idag omsätts finansiella kontrakt motsvarande knappt fem gånger den underliggande fysiska marknaden i TWh räknat. Den fysiska marknaden omfattar hela den nordiska elmarknaden. Som mest omsattes 8 gånger den fysiska marknaden, år 2002. Det finns intresse hos flera internationella aktörer att handla i finansiella

kontrakt på Nord Pool. En bedömning är därför att det borde finnas en potential för ökad handel motsvarande 10–15 gånger den underliggande marknaden¹³. Dagens nivå kan dock inte anses utgöra en indikation på att likviditeten är dålig, även om den har gått ned jämfört med 2002.

I Figur 34 nedan illustreras hur handeln i finansiella kontrakt har utvecklats under perioden 1996 till 2003, uttryckt i miljoner norska kronor samt i volym, det vill säga TWh. De genomsnittliga elpriserna på spotmarknaden har nästan tredubblats mellan 2000 och 2003. Omvänt leder det till att det omsätts färre terrawattimmar per omsatt krona. De som handlar i finansiella kontrakt har ett visst riskmandat att hålla sig inom. Stiger priserna medför det att handelsutrymmet blir mindre i volym räknat, vilket bland annat förklarar nedgången i TWh. Handlad volym i NOK räknat uppvisar inte samma tillbakagång.

Figur 34. Utveckling på Nord Pools finansiella marknad perioden 1996–2003, uttryckt i miljarder NOK (t.v.) och volym TWh (t.h.)



Källa: Nord Pool Annual Report 2003.

I diagrammet nedan, Figur 35, redovisas handeln i finansiella kontrakt kvartalsvis från och med första kvartalet 2002 till och med första kvartalet 2004. Drygt en tredjedel handlas direkt på börsen (Volume Exchange), medan resterande handlas OTC¹⁴, det vill säga via mäklare (Volume OTC). I diagrammet redovisas även en beräkning över hur stort riskkapital (Pledged Capital) som tillförs marknaden. Även i den kvartalsvisa redovisningen framgår att den volym

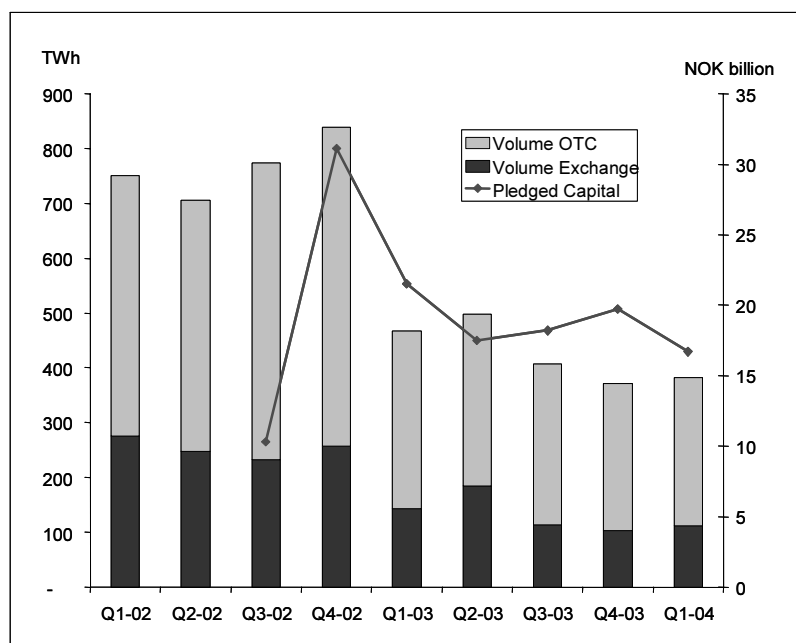
¹³ Källa: diskussioner med Nord Pool, juni 2003.

¹⁴ "Over the Counter".

de finansiella kontrakten omsluter i TWh räknat har gått ned. Däremot ligger den tillförda mängden riskkapital till marknaden på en högre nivå idag än under tredje kvartalet 2002. Riskkapitalet omfattar i huvudsak det värde marknaden har bundit i finansiella kontrakt genom ställda säkerheter.

Den topp som uppvisades vid årsskiftet 2002/2003 beror på den kraftiga prisuppgången på spotmarknaden. De begränsade riskmandat handlarna har, i kombination med en stor osäkerhet om vart marknaden var på väg, ledde till att många aktörer stängde sina positioner, det vill säga avslutade pågående terminshandel, för att minska sin riskexponering. Det ledde till en kraftig omsättning på terminsmarknaden under oktober och november men som sedan avtog i december 2002. I början på 2003 var marknaden avvaktande och gick sedan in i en lugnare konsolideringsfas. Handeln stabiliserades dock under året.

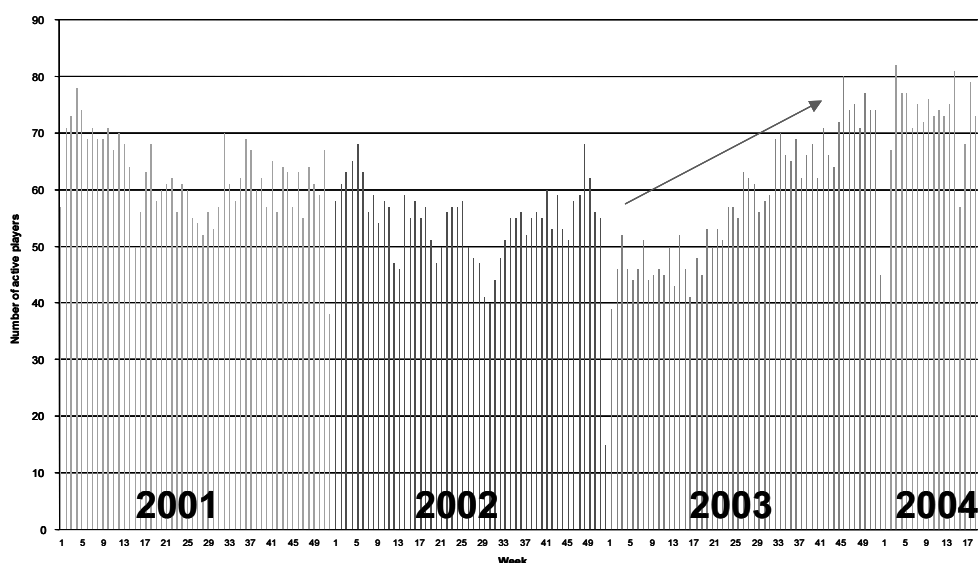
Figur 35. Finansiell handel på Nord Pool från Q1-02 till Q1-04; TWh samt tillfört riskkapital, miljarder NOK



Källa: Nord Pool.

Det totala antalet medlemmar på Nord Pool har ökat från 148, vid den svenska avregleringen 1996 och passerade 300 under 2002. Idag har Nord Pool 366 medlemmar, varav cirka 300 är medlemmar på den finansiella marknaden. Antalet aktiva direktaktörer på Nord Pools finansiella marknader föll tillbaka något under våren 2003 men är nu uppe i samma antal som under 2001, det vill säga mellan 70–80 aktörer per vecka. I diagrammet nedan redovisas hur antalet aktiva direktaktörer per vecka på Nord Pool har utvecklats under åren 2001 till de första månaderna 2004.

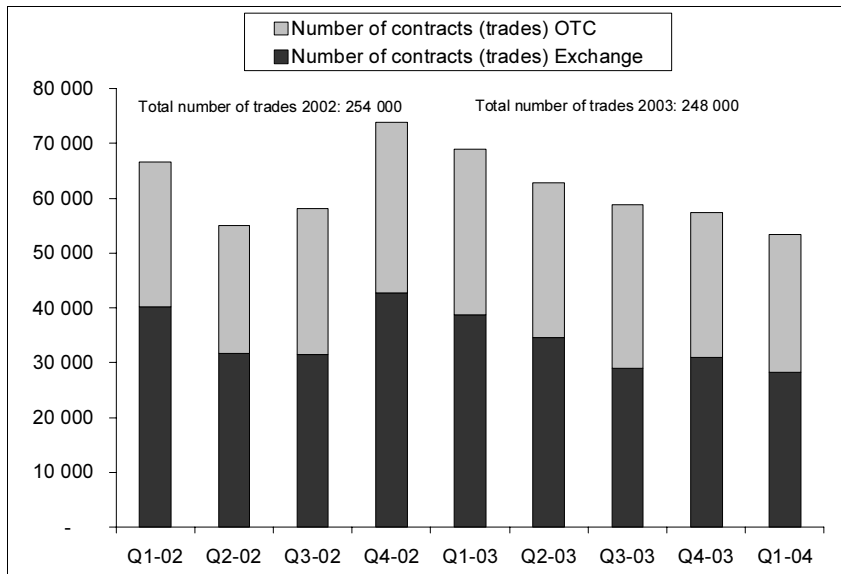
Figur 36. Antalet aktiva direktaktörer per vecka på Nord Pools finansiella marknad 2001 till och med april 2004, antal



Källa: Nord Pool.

Utvecklingen i den finansiella handeln före och efter årsskiftet 2002/2003 kan även illustreras med hur antalet genomförda affärer har utvecklats. Liksom den omsatta volymen kulminerade vid årsskiftet, kulminerade även antalet avslut. Nedgången i antalet avslut 2003 kan förklara aktörernas bild av för få avslut på den finansiella marknaden. Den kvartalsvisa utvecklingen, från Q1-02 till Q1-04, redovisas i Figur 37.

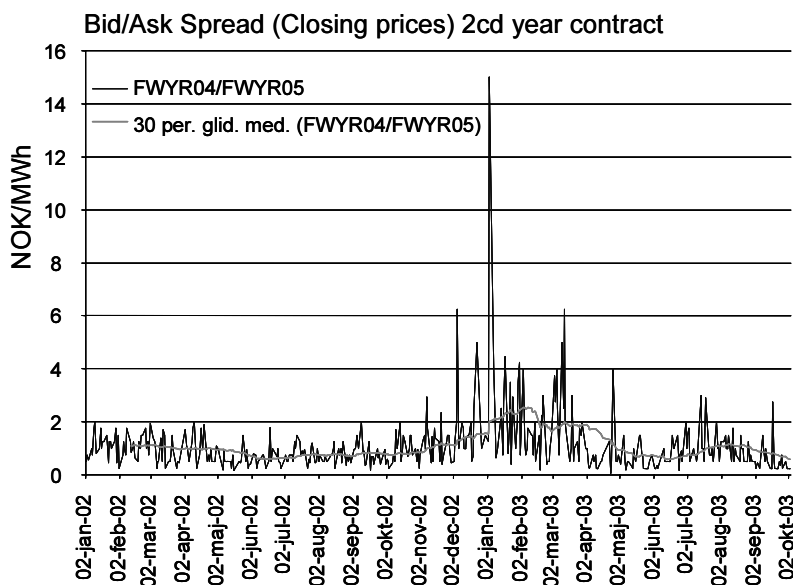
Figur 37. Antal avslut på den finansiella marknaden från kvartal 1, 2002 till och med kvartal 1, 2004



Källa: Nord Pool.

I Figur 38 nedan redovisas hur spreaden (skillnaden) mellan köp- och säljbud har utvecklats under 2002 och till och med oktober 2003. Skillnaden var markant under årsskiftet 2002-2003 men har sedan fallit tillbaka, dock till en högre nivå. Att spreadarna har gått ned är en indikation på att likviditeten i marknaden har ökat igen.

Figur 38. Spread mellan köp och säljbud för tvåårskontrakt på den finansiella marknaden



Källa: Nord Pool.

Sammanfattningsvis kan konstateras att den finansiella handeln kulminerade vid årsskiftet 2002/2003 och att det främst berodde på den mycket dåliga hydrologiska balansen på den fysiska marknaden och den kraftiga prisuppgång som därmed skedde på spotmarknaden. Den omsättningsökning i finansiella kontrakt som skedde under årsskiftet 2002/2003 berodde på den kraftiga osäkerhet som rådde på marknaden och att många aktörer valde att gå ur sina positioner för att minska sin riskexponering. En motsatt reaktion hade varit onaturlig. Handeln gick ned på de finansiella marknaderna direkt efter årsskiftet men stabiliserades sedan under året.

10.3 Likviditeten i olika produkter

Om man studerar prissättningen för olika kontrakt på Nord Pool, får man en tudelad bild av marknadens likviditet och prissättning. För vissa kontrakt är spreaden mellan köp- och säljkurs mycket låg,

samtidigt som den är mycket hög för andra kontrakt. Bilden nedan visar en ögonblicksbild för terminspriserna på Nord Pool.

Figur 39. Marknadspisr 2004-06-17

Nord Pool ASA Eltermin Delayed					
Product	Bid	Ask	High	Low	Last
ECS	230,00	232,75	232,00	232,00	232,00
W-04-26	252,25	253,50	254,00	252,00	253,00
W-04-27	260,00	264,00	0,00	0,00	0,00
W-04-28	240,00	270,00	270,00	265,00	270,00
W-04-29	240,00	267,00	268,00	263,00	263,00
W-04-30	255,00	267,00	267,50	267,50	267,50
W-04-31	260,00	269,00	0,00	0,00	0,00
W-04-32	268,00	290,00	0,00	0,00	0,00
W-04-33	267,00	290,00	0,00	0,00	0,00
M-04-07	260,50	261,50	262,50	261,50	261,50
M-04-08	284,50	285,50	0,00	0,00	0,00
M-04-09	289,00	291,00	290,00	288,00	289,75
M-04-10	290,00	320,00	291,00	291,00	291,00
M-04-11	280,00	300,75	300,75	300,75	300,75
M-04-12	308,00	310,50	310,00	309,00	310,00
FWV2-04	300,00	300,25	301,50	297,25	300,00
FWA1-05	301,75	302,25	302,75	300,00	301,75
FWSO-05	239,00	239,40	239,50	239,00	239,00
FWV2-05	265,00	268,00	268,00	268,00	268,00
FWYR-05	266,25	267,00	267,00	265,75	266,75
ENOYR-06	29,40	29,44	29,42	29,40	29,42
ENOYR-07	29,35	29,45	0,00	0,00	0,00

Källa: Montel.

Det man främst kan notera är att likviditeten för den närmaste säsongen (FWV2-04) och det närmaste årskontraktet (FWYR-05) verkar vara mycket god. Samtidigt är likviditeten för enskilda månadskontrakt (till exempel oktober- och novemberkontrakten, M-04-10 och M-04-11) mycket dålig, vilket visar sig i form av stora spreadar, det vill säga skillnad i köp- och säljbud.

Skillnaden i likviditet mellan olika produkter beror på två anledningar. Den goda likviditeten i närmaste säsongs- och årskontrakt förbättras framför allt av att det är dessa två produkter som den spekulativa handeln har som huvudinstrument. En aktör som avser att spekulera väljer helst det kontrakt som har bäst likviditet för att snabbt kunna komma ur sin position vid behov.

Dessutom föredrar aktören det kontrakt som har störst prisvägningar när marknadens fundamentala situation skiftar. Det uppfylls bäst av det närmaste säsongskontraktet, eftersom det påverkas mest av väder- och bränsleprisvariationer. Den goda likviditeten bidrar sedan till att skapa ytterligare intresse kring dessa kontrakt.

Den sämre likviditeten för de mindre produkterna (som vecko- och månadskontrakt) har en annan förklaring. Introduktionen av dessa kontrakt på Nord Pool har främst drivits på av elförsäljningsbolag och konsumenter, som vill göra en så fullständig prissäkring av sitt inköpsbehov som möjligt. För dessa aktörer är det mycket viktigare med en fullständig prissäkring, eftersom de generellt sett har svagare finansiell ställning och lägre marginaler än vad producenterna har. När dessa aktörer skall prissäkra sin förbrukningsprofil som varierar över året, behövs månads- och vecko-kontrakt för att få en så god prissäkring som möjligt. Det finns därför ett naturligt köpintresse för dessa kontrakt.

Problemet är dock att det inte finns tillräckligt många naturliga sällare av kontrakten, och därför uppstår ingen stor handel. För de producenter som skulle kunna ställa ut kontrakten finns det inte mycket att vinna på att arbeta med så små specifika tidsperioder. Producenterna är så starka finansiellt att de inte behöver uppnå en perfekt prissäkring för samtliga veckor på året. De resonerar snarare så att de är nöjda om de i genomsnitt har en god prissäkring för en hel säsong. Eftersom affärsintresset är så asymmetriskt kommer likviditeten sannolikt att förbli låg i dessa produkter.

Ett sätt att förbättra likviditet i de mindre kontrakten kan vara att Nord Pool knyter fler Market Makers till sig. En Market Maker är en aktör som ställer ut både köp- och säljbud, och därmed garanterar en minimilikviditet i kontraktet. För att få aktörer att ta på sig en Market Maker-roll, måste Nord Pool ge aktörerna ersättning i någon form. Den marknadsmässiga nyttan av en bättre likviditet måste därför vägas mot Nord Pools kostnader, vilka på sikt kommer att påföras aktörerna genom handelsavgifter med mera.

Sett ur ett internationellt perspektiv betecknas den nordiska marknaden som synnerligen likvid och väl fungerande. Det stämmer i hög grad för de närmaste säsongskontrakten som har en mycket god prissättning, men inte för mindre kontrakt. Vissa intressenter har föreslagit att handeln bör begränsas till ett färre antal kontrakt, och därmed koncentrera och förbättra likviditeten i dessa. Det är dock ingen åtgärd som bör förordas. Likviditeten är

trots allt mycket god i de större kontrakten (års- och säsongskontrakt). Även om likviditeten är sämre i de mindre kontrakten, är det bra att aktörerna bereds möjlighet att handla med dessa om de verkligen har behov.

Den naturligaste förbättringen av likviditeten uppstår istället om nya aktörer väljer att etablera sig på den nordiska marknaden. Fler aktörer med spekulativ handel är det som skulle ge bäst bidrag till en ökad likviditet. De flesta har idag uppfattningen att antalet aktörer håller på att öka.

10.4 Behov av åtgärder på den finansiella marknaden?

Som framgår av tidigare avsnitt är likviditeten på Nord Pool generellt sett bra. Det läggs riktiga köp- och säljbud som möts. Ändå väljer cirka två tredjedelar av marknads aktörer att handla finansiella kontrakt bilateralt, trots att de handlar i Nord Pools standardiserade kontrakt och att flertalet av kontrakten clearas via Nord Pool. Orsakerna är bland annat som behandlats i kapitel 9 att man får en bättre känsla för marknaden om man handlar via mäklare. Det upplevs också som billigare och bekvämare att handla bilateralt, eftersom man inte behöver bygga upp en egen organisation kring finansiell handel med allt vad det innebär i personella resurser, rätt kompetens och administrativa system. Det är svårt att peka på specifika åtgärder för att ändra på de preferenserna.

Ur många elhandlares perspektiv begränsas handeln på Nord Pool av två faktorer, clearingavgifterna och konstruktionen för säkerhetskrav.

Nord Pools clearingavgifter sätts bland annat utgående från den genomsnittliga kreditrisken, som man anser sig ha då man träder in som motpart i de finansiella transaktionerna. Problemet är dock att många aktörer anser att kreditrisken ofta är lägre än den bedömning som Nord Pool gör. Vid en transaktion mellan två stabila energibolag anser bolagen oftast att de kan ta på sig den kreditrisk som transaktionen innebär, om denna ryms inom bolagets motparts- eller kreditriskpolicy. Om bolaget gör denna bedömning, finns det inga ekonomiska skäl till att göra affären över Nord Pool, utan den görs därför bilateralt istället då man kan spara in Nord Pools clearingavgift. Med lägre clearingavgifter skulle säkerligen en betydligt större del av handeln ske, över eller clearas, genom Nord Pool.

För de aktörer som upplever att själva clearingkostnaden är ett problem, skulle konkurrens i clearingverksamheten vara av godo. I bland annat Tyskland och England råder det konkurrens mellan olika banker eller bankkonsortier inom clearingverksamhet. En utveckling i Norden med fler aktörer som erbjuder clearingmöjligheter skulle vara positiv, då aktörernas clearingkostnad skulle pressas. Handeln över Nord Pool kommer inte att förbättras av detta, men aktörernas transaktionskostnader skulle minska, vilket är positivt för likviditeten.

En annan hämmande faktor kan vara konstruktionen av säkerhetskraven på Nord Pool. Sedan den fysiska och den finansiella handeln separerades på Nord Pool, har vissa aktörer stundtals fått problem med att kunna uppfylla säkerhetskraven till Nord Pool. Det kan till exempel inträffa i ett läge där prisnivån stiger kraftigt. En konsument som prissäkrat sina elinköp sitter ekonomiskt sett i en stabil position. Visserligen blir de fysiska spotinköpen dyrare, men de kompenseras genom att värdet på de ingångna finansiella kontrakten har ökat lika mycket. En sådan situation borde därför inte innebära problem för aktören.

I praktiken är det emellertid så att aktören måste ställa stora säkerheter till Nord Pools förfogande, vilket kan vara mycket pressande på bolagets finansiella situation. Eftersom den fysiska och den finansiella handeln på Nord Pool numera är separerade, kan inte övervärdet på finansiella kontrakt användas som säkerhet för fysiska inköp. I praktiken innebär det att aktören måste betala in stora summor som säkerhet för de kommande veckornas spotinköp, samtidigt som kunden inte erhåller något för att värdet på de finansiella kontrakten ökat. På längre sikt kanske det inte är något problem, men under vissa tidsperioder kan många aktörer påverkas negativt. För att komma runt problemen med säkerhetskraven har vissa aktörer valt att köpa in el både fysiskt och finansiellt av större aktörer på marknaden. De undviker i så fall problemen med separerade säkerhetskrav för den fysiska och finansiella marknaden. Nackdelen för Nord Pool är att omsättning minskar.

Trots att Nord Pool har genomfört förändringar i säkerhetskraven är konstruktionen av dessa fortfarande ett problem för många mindre aktörer. Det påverkar också nyetableringen på elmarknaden negativt. En åtgärd skulle vara att se över möjligheterna att samordna säkerhetskraven mellan den fysiska och finansiella marknaden, trots att de handlas i olika bolag. Nord Pool skulle

även kunna vara mindre restriktiva med att godkänna olika former av säkerheter.

11 Förekomst av prismanipulation

En viktig fråga för analysen av hur prisbildningen fungerar är huruvida prismanipulation förekommer på elbörsen eller inte. Förekomst av prismanipulation påverkar aktörernas förtroende för prisbildningen och börsens funktion, vilket i sin tur kan påverka viljan att utnyttja börsen som handelsplats.

11.1 Lagar och regler

De lagar och regler som i första hand styr prissättningen på elmarknaden är konkurrenslagstiftningen, norska lagen om värdepappershandel samt Nord Pools börsregler. De olika nationella konkurrenslagstiftningarna i Norden är utformade i enlighet med EU:s direktiv, även Norges. Den finansiella handeln på Nord Pool skall följa den norska lagen om värdepappershandel (Lov om verdipapirhandel). I praktiken är det en mängd myndigheter i de olika nordiska länderna, med olika sektorsansvar, som övervakar elmarknaden. Generellt sett efterfrågas en harmonisering av regelverket av marknadens aktörer.

I konkurrenslagstiftningen likställs handel med el med andra varor och tjänster som bjuds ut på en fri marknad. Det finns två generella förbud som styr eventuell otillbörlig prispåverkan:

- Förbud mot samarbete som begränsar konkurrensen, vilket innebär att avtal mellan företag är förbjudna om syftet, eller resultatet, är att konkurrensen på marknaden hindras, begränsas eller snedvrids på ett märkbart sätt.
- Förbud mot missbruk av dominerande ställning på marknaden från ett eller flera företags sida. Det är dock inte förbjudet att inneha en dominerande ställning.

Det finns ingen entydig definition på vad som anses vara en dominerande ställning. En dominerande ställning anses föreligga om företaget i avsevärd utsträckning kan agera oberoende av sina konkurrenter och kunder. Konkurrensbegränsande faktorer kan

vara företagets tillgång till råvaror och patent, dess möjlighet att hindra andra från att etablera sig på marknaden eller företagets finansiella styrka jämfört med sina konkurrenter. Den vanligaste bedömningsgrunden är dock företagets marknadsandel på den relevanta marknaden. Enligt konkurrensverket gäller att om marknadsandelen är mellan 40–65 procent finns en beaktansvärd risk för marknadsdominans och med en marknadsandel däröver råder en dominerande ställning. Vad som bedöms vara en relevant marknad kan variera beroende på omständigheterna i det enskilda fallet. Den relevanta elmarknaden anses ofta vara Norden (Norge, Danmark, Finland och Sverige).

Den finansiella handeln på Nord Pool regleras i den norska lagen om värdepappershandel. Den säger att ingen aktör på ett olovligt sätt får påverka kursen på ett finansiellt instrument genom att sprida oriktiga eller förvillande uppgifter eller att ingå fiktiva avtal i syfte att påverka affärer eller teckningskurser i de finansiella instrumenten.

För en så korrekt prissättning som möjligt på spotmarknaden och de finansiella marknaderna på Nord Pool, krävs att relevant marknadsinformation når samtliga aktörer. För att vara en aktör på Nord Pool måste kraven på informationsplikt uppfyllas. (Se även kapitel 5.5 om regler och avgifter för handel på Nord Pool.)

För att handla med värdepapper i Sverige måste man även ha tillstånd av Finansinspektionen enligt lagen om värdepappersrörelse¹⁵. Det finns därutöver ett flertal lagar kring handel med värdepapper, bland annat lagen om handel med finansiella instrument som säger att handeln måste bedrivas så att allmänhetens förtroende för värdepappersmarknaden upprätthålls och enskildas kapitalinsatser inte otillbörligen äventyras¹⁶.

11.2 Konkurrensverket

Sedan avregleringen har det skett en kraftig strukturomvandling på elmarknaden, vilket har lett till en ökad ägarkoncentration i marknaden alla led. Sedan 1996 har Konkurrensverket prövat ett fyrtiotal förvärsärenden samt ett tiotal ärenden kring otillbörlig samverkan. De flesta ärendena skedde strax efter avregleringen i

¹⁵ Lag (1991:981) om värdepappersrörelse.

¹⁶ Lag (1991:980) om handel med finansiella instrument.

slutet av 1990-talet. Inget av de undersökta ärendena har lett till vidare åtgärder.

Förvärven har ofta inneburit att någon att de stora energikoncernerna Vattenfall, Fortum eller Sydkraft har köpt upp mindre lokala energiföretag. Den marginella förändringen i marknadsandel vid varje enskilt förvärv har inte varit tillräcklig för ett ingripande. Den senaste granskningen av förvärv gällde Sydkrafts (E.ON:s) förvärv av Graninge. Ärendet uppfyllde kriterier som gjorde att det blev ett fall för EU-kommissionen. Efter utredning kunde affären fullföljas.

Av de anmälningar som skett gällande otillbörlig samverkan har flertalet gällt administrativ samverkan mellan mindre, oftast lokalt verksamma elhandelsföretag. Typen av samverkan, samt deras ringa del av marknaden har lett till bedömningen att de inte haft någon konkurrensbegränsande inverkan.

11.3 Nord Pool

Nord Pool bevakar handeln på spot- och terminsmarknaderna för att kontrollera att gällande regler och lagar följs. Resultatet sammanställs årligen i tre rapporter, Market Surveillance Reports. Rapporterna omfattar bland annat misstänkta fall av insiderinformation och prismanipulation samt andra händelser som kan påverka marknadsfunktionen. De flesta fall lämnas utan sanktioner, sedan de inblandade parterna har lämnat närmare information kring omständigheterna till Nord Pool. Dagens marknadsbevakning formaliserades i samband med att Nord Pool fick koncession som börs år 2002.

Det har förekommit två misstänkta fall av marknadsmanipulation på elbörsen, varav ett fortfarande är under utredning. Det första fallet inträffade vecka 18 år 2000. Då utreddes ett ärende gällande misstänkt utövande av marknadsstyrka och det var de svenska aktörerna Vattenfall och Sydkraft som granskades. Fallet var det första Nord Pool observerat sedan den gemensamma elbörsen mellan Norge och Sverige startade 1996. Marknadsstyrka kunde konstateras men det gick inte att påvisa att inblandade aktörer hade brutit mot några regler. Vidare har tre fall av misstänkt brott mot informationsplikten lett till skriftliga varningar. De tre fallen samt ytterligare två utredningar beskrivs nedan. De sanktioner Nord Pool utfärdar är i första hand en varning, i andra

hand böter på upp till en miljon norska kronor och slutligen kan man bli avstängd från Nord Pool.

Påsken 2002 kontaktade Finansinspektionen i Sverige Kredittillsynet, Nord Pool ASA angående misstänkt marknadsmanipulation på elmarknaden. Det omsattes onormalt stora mängder kraft på den norska reglermarknaden respektive den svenska balanskraftmarknaden. Onormalt stor handel i reglerkraften ledde misstankarna till att någon försökt upprätthålla höga prisnivåer på spotmarknaden. Det i sin tur hade även kunnat leda till konsekvenser på terminsmarknaderna. Nord Pool startade genast en utredning kring ärendet. Inhämtningen av information stötte delvis på problem då regelverken i Sverige och Norge inte möjliggjorde för Nord Pool att inhämta underlag direkt via de olika systemoperatörerna, utan var tvungna att gå via respektive tillsynsmyndighet, i Sverige är det Finansinspektionen. Dåvarande regelverk i Finland gjorde att information inte kunde lämnas ut därifrån. I Danmark uppstod aldrig några problem. Hanteringen försenade utredningen¹⁷. Någon prismanipulation på elmarknaden under påsken 2002 har inte kunnat påvisas.

Under hösten 2002 ändrade det danska kraftbolaget Elsam A/S planerna kring längden på ett stopp för underhåll. Enligt informationsplikten måste alla aktörer på Nord Pool Spot AS redovisa underhållsplaner eller andra begränsningar i driften för anläggningar större än 200 MW minst sex veckor i förväg. Elsam förlängde driftsuppehållet utan att meddela detta. Det kunde inte påvisas någon prispåverkande effekt eller att åtgärden var en medveten handling för att påverka marknaden. Företaget fick en varning.

I november 2003 fördröjde Statkraft SF att meddela ett beslut angående en årlig revision på ett kraftverk till marknaden med 26 timmar. Nord Pool genomförde en granskning av företagets budgivning samt utredde eventuell påverkan på de fysiska och finansiella marknaderna till följd av den fördröjda marknadsinformationen. Utredningen visade att misstag har begåtts, men att det inte har medfört någon marknadspåverkan. Företaget fick en varning.

¹⁷ Regelverket har ändrats så att Nord Pool kan inhämta information direkt från aktuell systemoperatör gällande de olika aktörernas handel. På motsvarande sätt skall även systemoperatörerna ha möjlighet att efter förfrågan få underlag från Nord Pool. De nya reglerna trädde i kraft januari 2004.

Enligt regelverket för den fysiska marknaden måste deltagarna rapportera om en anläggning, större än 200 MW tas ur, eller i drift, inom minst 60 minuter. PVO-Pool Oy tog i idrift en anläggning, men det dröjde en dryg vecka innan informationen lämnades till Nord Pool. Efter utredning kunde ingen medveten marknadsmanipulation eller faktisk prispåverkan påvisas. Företaget fick en varning.

Nord Pool undersöker och rapporterar även om andra betydande händelser eller omständigheter på marknaden. Den 2 september 2003 rådde anmärkningsvärt höga spotpriser i västra Danmark (Denmark West). Nord Pool har även vid ett antal tidigare tillfällen noterat att prissättningen inte är tillfredsställande i västra Danmark. En av huvudorsakerna till att prisströmmarna inte går åt rätt håll är att spotmarknaden inte fungerar optimalt med det auktionsförfarande för kapacitet och kraft som gäller i förbindelserna med Tyskland. I det speciella fallet var även kabelkapaciteten begränsad till Sverige och Norge på grund av underhåll, vilket begränsade importmöjligheten av billigare kraft. I Danmark var så gott som all tillgänglig kraft på marknaden. De danska kraftproducenterna hade prognostiserat betydligt lägre priser i Västdanmark än i Tyskland. De planerade därför inte för att utnyttja de möjligheter som hade funnits att köpa peakkraft söderifrån inom de avtal som fanns. Därför gick kraften i fel riktning.

I mars 2004, polisanmäldes en aktör på Nord Pool på grund av misstänkta försök att manipulera priset på ett terminskontrakt under hösten 2002. Norska ekobrottsmyndigheten lämnade emellertid tillbaka ärendet till Kreditillsynet, enligt uppgift på grund av bristande resurser att utreda ärendet. Fallet är inte nedlagt utan granskas fortfarande.

Det är därför viktigt att lyfta fram att misstänkta fall av marknadsmanipulation som upptäcks verkligen utreds. I viss utsträckning har även åklagare och polis för dåliga kunskaper om elmarknaden för att kunna bedöma de eventuella regelbrott som begås. Totalt sett påverkar det dock inte bilden av att marknadsmanipulation skulle förekomma.

11.4 Finansinspektionen och Kredittillsynet

Svenska Finansinspektionen har inte själva utrett några fall av insiderinformation på elmarknaden. De har däremot tipsat norska Kredittilsynet samt varit behjälpliga i ärenden när det gäller att få fram underlagsmaterial.

Norska Kredittilsynet har hittills bara utrett två fall, vilka omnämns ovan.

11.5 Sammanfattande slutsatser

Något fall av prismanipulation som bryter mot regler eller gällande lagstiftning har inte påvisats sedan den svenska elmarknaden avreglerades 1996. Vid intervjuer som genomförts med marknadens aktörer vill heller ingen göra gällande att medveten prismanipulation skulle förekomma. Många av de intervjuade har emellertid framfört farhågor om att den marknadskoncentration som skett sedan avregleringen skapar förutsättningar för möjligt missbruk av dominerande ställning samt kunskapsöverföring mellan konkurrerande företag genom gemensamt ägda kraftverk.

Trots det är förtroendet för Nord Pool som börs stort hos alla aktörer. Det sker en effektiv prisbildning på spotmarknaden. Reglerna om informationsplikt gör att alla aktörer som handlar på börsen får samma marknadsinformation. Alla avvikande marknadsrörelser granskas av Nord Pools marknadsövervakning. Merparten av aktörerna anser att Nord Pool är en öppen och lättillgänglig börs sett ur ett internationellt perspektiv.

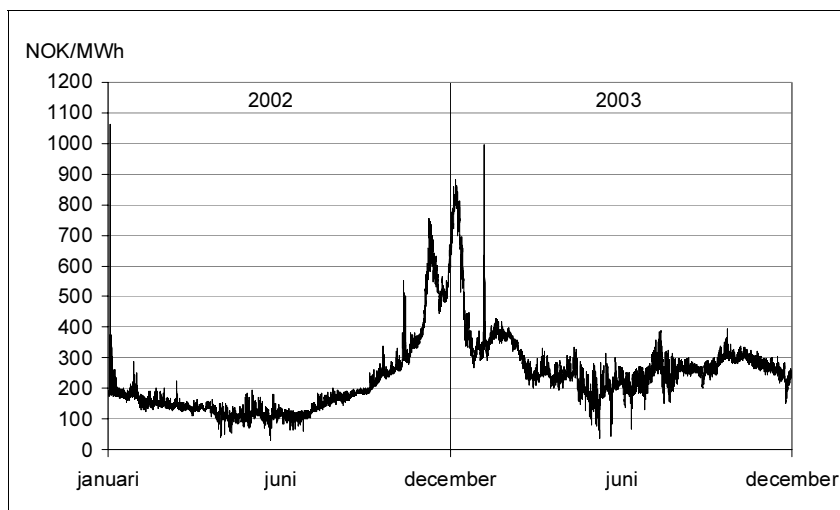
Det finns inga tecken på att de misstänkta fall av manipulation som har utretts eller den oro många aktörer känner inför den marknadskoncentration som skapats på elmarknaden skulle påverka handeln på börsen negativt. För att behålla förtroendet för elbörsen är det dock av stor betydelse att misstänkta fall av marknadsmanipulation verkligen utreds. Det aktuella fallet som lämnades till ekobrottsmyndigheten i Norge utreddes inte, enligt uppgift på grund av bristande resurser och kompetens. Att berörda myndigheter, åklagare och polis har tillräcklig kännedom om elmarknaden är viktigt.

12 Utvecklingen på elspotmarknaden 2002 och 2003

Utvecklingen under andra halvåret av 2002 och början av 2003 var omvälvande för handeln på Nord Pool. Under vintern 2002/2003 upplevde den nordiska kraftmarknaden den lägsta tillrinningen på 70 år. Det medförde kraftig prisuppgång på grund av risken för energibrist, en risk som påverkar prissättningen än idag. Under första hälften av 2002 var den hydrologiska balansen tillfredsställande, men under sensommaren och hösten försämrades situationen, och aktörerna började inse att situationen var allvarlig. Hantering av en hotande energibrist och situationen som föregick den blev en öppen debatt som involverade frågeställningar kring aktörers handelsstrategier och risken för ransonering av kraft.

I Figur 40 nedan visas spotprisets dramatiska utveckling över årsskiftet 2002/2003.

Figur 40. Utveckling av spotpriset på Nord Pool varje timme 2002 och 2003, NOK per MWh



Källa: Nord Pool.

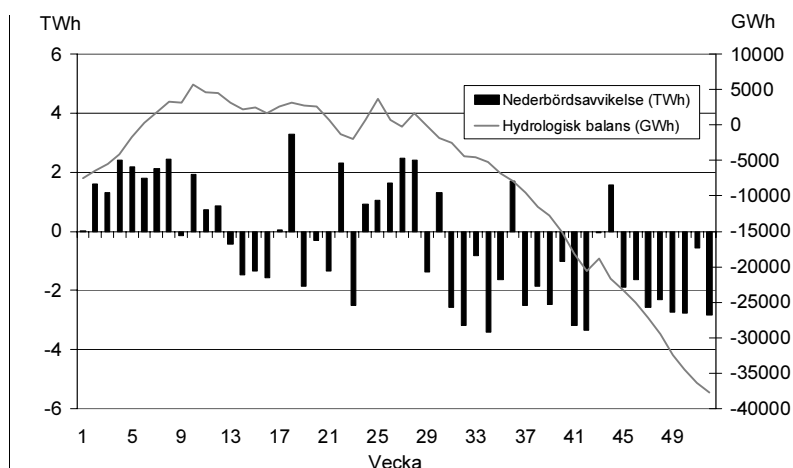
12.1 Hydrologisk balans under 2002

Under inledningen av 2002 var nederbörds mängderna större, och från februari var även temperaturen högre än normalt. Snösmältningen våren 2002 inträffade också något tidigare, vilket innebar att magasin fyllnadsgraderna var höga under perioden april till maj. I Sverige hade det varit en rad översvämningar under 2000 och 2001. Många av de svenska producenterna ville ha lägre nivåer i magasinerna, eftersom de tidigare år fått kritik för alltför låg tömningstakt vid stor nederbörd. Nederbörds mängderna var mindre än normalt under stora delar av våren, men under några enstaka veckor kom mycket nederbörd. I mitten av juli kom sedan ett omslag från våtår till ett extremt torrår.

Ett högtryck låg över norra Finland under stora delar av hösten, vilket skapade varm och torr väderlek för hela Norden. Under perioden juli till mitten av september var det varmare än normalt, vilket innebar att både markvattennivåerna och grundvattennivåerna försämrades avsevärt. Ett omslag från varmare till kallare väderlek kom sedan i mitten av september.

Från och med augusti 2002 försämrades den hydrologiska balansen avsevärt. Tillrinningen var mycket låg och nederbörds mängderna i Sverige och Norge tillsammans var konstant mer än 6 TWh under normalt per månad. Det medförde en kontinuerlig prisökning på både spot- och terminsmarknaden. I diagrammet i Figur 41 nedan visas den hydrologiska balansen och nederbörds avvikelserna från normalt per vecka under 2002.

Figur 41. Hydrologisk balans och nederbördsavvikelse från normalt per vecka 2002



Källa: Nord Pool och SMHI.

Under sommaren övergick det nordiska systemet från att exportera kraft till att successivt importera mer och mer kraft från grannländerna. Underskottet i vattenkraft i Sverige medförde import från Norge under en längre tid, även under senare delen av 2002. Det skapade debatt i Norge om producenternas handelsstrategi.

I oktober kom en vecka med mer nederbörd än normalt, men markerna var torra och tillrinningen var mindre än normalt. Under resterande del av året var det mycket torrare och kallare än normalt. Underskottssituationen andra halvåret 2002 påverkade även tillrinningen för 2003. I och med att mark- och grundvattennivåerna sjönk så mycket blev tillrinningen lägre än normalt för 2003, trots att nederbörden var större än normalt det året.

12.2 Uppdelning i fler prisområden i Norge

Det torra och kalla klimatet under slutet av år 2002 innebar att risken för energibrist under våren 2003 blev påtaglig i Norge. Därför tog Statnett i november 2002 ett beslut att dela upp Norge i fyra prisområden med start den 16 december 2002, då risken för energibrist var stor i Vestlandet och Nordvestlandet. Uppkomsten

av dessa områden beror på de fysiska överföringsbegränsningar som finns i Norge.

Uppdelningen blev

NO1: Södra Norge

NO2: Vestlandet

NO3: Nordvestlandet

NO4: Mitt- och Nordnorge

I slutet av november 2002 var underskottet stort i Vestlandet och Nordvestlandet medan södra Norge och Mitt- och Nordnorge hade ett litet överskott i den hydrologiska balansen. Man räknade med att Vestlandet och Nordvestlandet skulle få de högsta priserna, södra Norge något lägre och Mitt- och Nordnorge skulle prisättas som prisområde Sverige. Denna uppdelning var en stark signal till de norska konsumenterna att efterfrågeanpassningar måste komma till stånd för att förhindra en eventuell energibrist innan vårfloden satte igång.

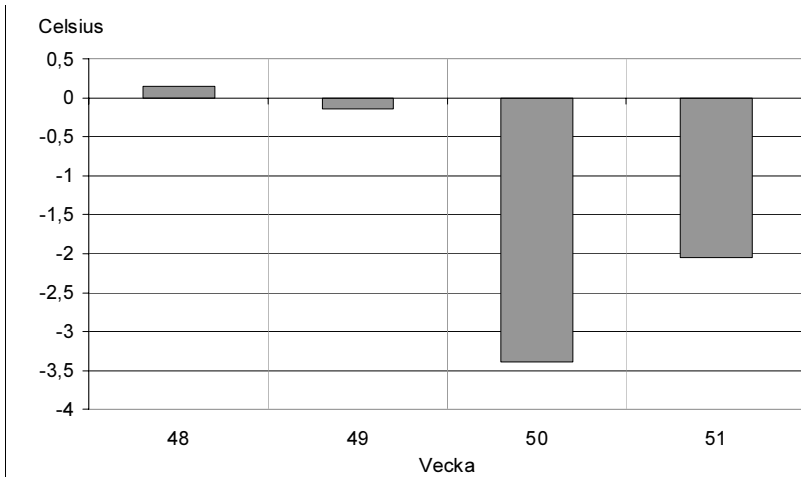
För att klara det större underskottet i Vestlandet och Nordvestlandet var dessa områden beroende av både kraft från övriga områden men även av möjligheten att justera efterfrågan inom området. Vestlandet har mycket elintensiv industri som har möjlighet att stänga av produktion och sälja tillbaka el till marknaden. Dessutom finns det stora överföringsmöjligheter från södra Norge till Vestlandet på runt 3 500 MW. Nordvestlandet var starkt beroende av överföringsmöjligheterna från Mitt- och Nordnorge på runt 400 MW. Den totala överföringskapaciteten till Nordvestlandet från övriga områden var dock bara 700 MW. Däremot var underskottet i energibalansen i Nordvestlandet mindre än 50 procent av underskottet i Vestlandet.

12.3 Anmärkningsvärd prisökning under vecka 48 till 50

En anmärkningsvärd prisökning skedde mellan vecka 48 och 50. Temperaturen sjönk kraftigt vecka 50, vilket föranledde en konsumtionsökning med runt 117 GWh mellan de båda veckorna. Den temperaturkorrigerade förbrukningsskillnaden var däremot liten. Konsumtionstopparna under de veckorna var dock inte extremt höga ur ett historiskt perspektiv. Uttalanden från energiministern i Norge under vecka 49, om att det inte är uteslutet med ransonering

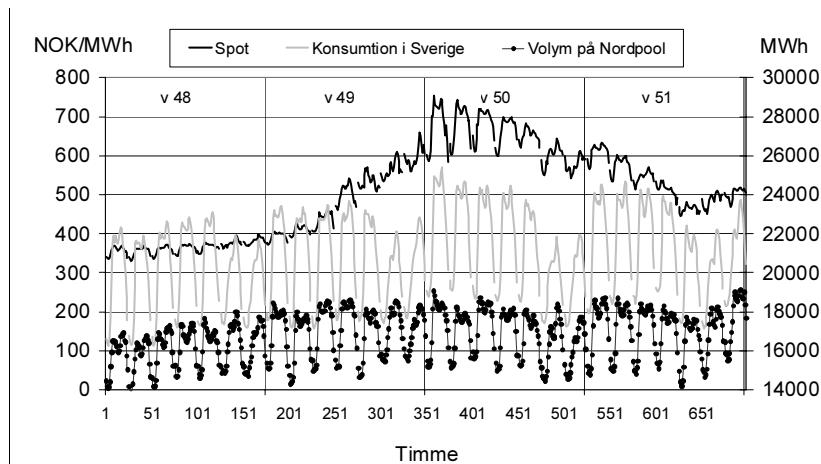
av kraft om så behövs, hade även en viss prishöjande effekt. Temperaturavvikelse och prisutveckling under veckorna 48 till 51 visas i Figur 42 och Figur 43.

Figur 42. Temperaturavvikelse från normalt i Norge och Sverige vecka 48-51 2002 och 2003



Källa: SMHI.

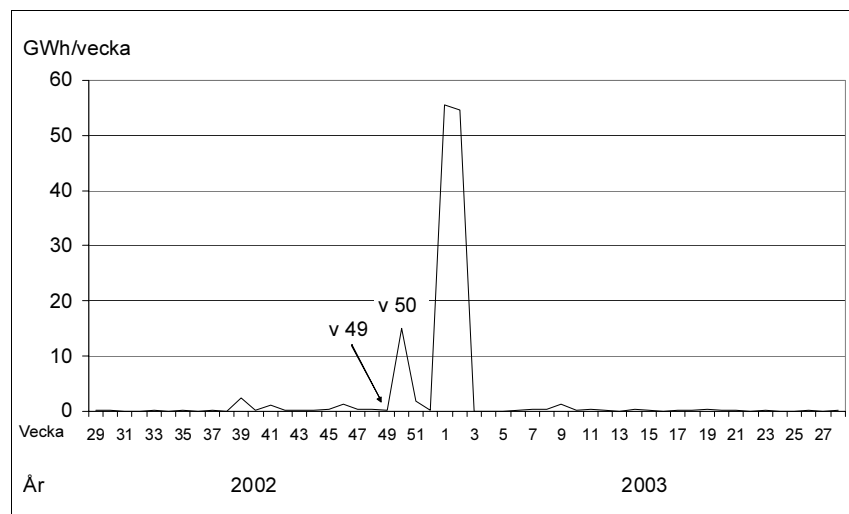
Figur 43. Spotpris NOK/MWh, konsumtion i Sverige och handelsvolym på Nord Pool vecka 48-51



Källa: Nord Pool.

Väderprognoserna under vecka 49 visade på betydligt kallare och fortsatt torr väderlek. Eftersom utvecklingen av tillrinning och hydrologisk balans ytterligare försämrades, startades gasturbiner under vecka 49 för att klara konsumtionsökningen under vecka 50. Gasturbiner har en produktionskostnad på runt 700 NOK per MWh. Vid det tillfället var inga speciella överföringsbegränsningar inrapporterade och kärnkraften gick med hög effekt. Oskarshamn 1 var dock borttagen från den 7 december (slutet av vecka 49). Enligt revisionsplanen skulle produktionen återupptas den 10 december, men återstarten försenades flera gånger. Kraftverket kom åter i full produktion först i mitten av januari.

Figur 44. Gasturbinproduktion Sverige 2000–2003



Källa: Svensk Energi.

Gasturbinkraften i Sverige visade sig dock inte behövas under vecka 49. De bidrog endast med 0,1 TWh, vilket framgår av Figur 44. Ändå började priserna att stiga från strax under 400 NOK till över 600 NOK under vecka 49. Prisökningen var kontinuerlig under hela veckan och motiverades inte av en ökad konsumtion utan av en förändring i värderingen av vattnet. Prisnivåerna var högre för helgen än vad den var under vardagarna, vilket inte följer det normala prismönstret, eftersom priserna sjunker under helgen på grund av minskad elanvändning. Prisnivåerna för terminskontrakt för vecka 50 antydde att det prissättande och konkurrerande

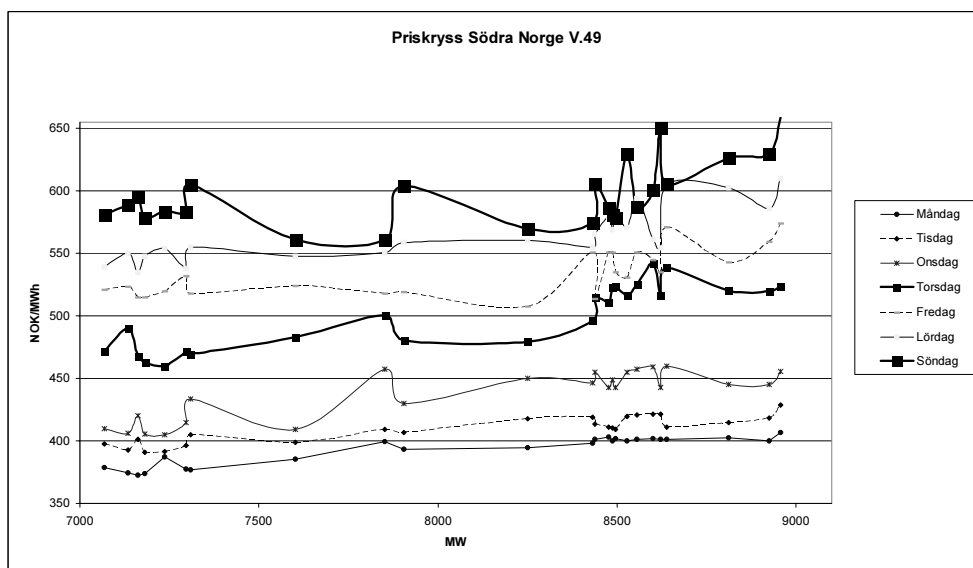
produktionslaget skulle vara gasturbinkraft, varvid producenterna började värdera vattnet redan under vecka 49 för att få in dyrare produktionslag veckan efter. (Vattenvärdering beskrivs i kapitel 6.1.1.)

Producenterna förändrade värderingen av vattnet på grund av den torra situationen i slutet på 2002 för att få det att räcka fram till vårfloren 2003. Således ökade värdet på vattnet. Eftersom det fanns få produktionsalternativ med produktionskostnader i skiktet 500–600 NOK per MWh, steg priset snabbt från oljekondens vid 450–500 NOK till gasturbiner vid 700–800 NOK.

De norska producenterna har under de senaste åren tenderat att endast sälja en begränsad del av produktionen på längre terminskontrakt och ha en större exponering för prisvariationer på kortare sikt. Den baseras på vattenproducentens tro om högre priser i framtiden. Baserat på den strategin var det därför många producenter som gynnades av en ökning i spotpriset.

Värderingen av vattnet framgår tydligt av nedanstående grafer som visar priskryssen för södra Norge under vecka 49. Figuren visar pris- och volymförhållande för varje timme, där en dag således utgör 24 punkter sammanfogade med en linje.

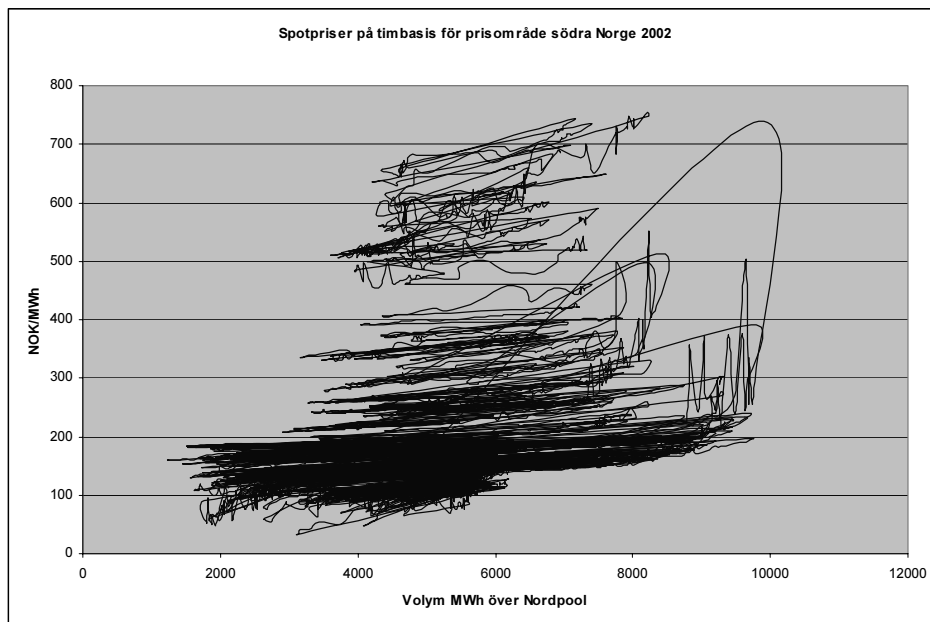
Figur 45. Priskryss på spotmarknaden södra Norge vecka 49, 2002



Källa: Nord Pool.

Ovanstående graf visar tydligt förändringen i vattenvärderingen som skedde under vecka 49. På måndagen låg priserna på under 400 NOK per MWh. För varje dag steg sedan priserna för att under söndagen ligga på cirka 600 NOK per MWh. Under denna vecka var det förväntningar om att dyrare produktionslag skulle komma in under vecka 50 som drev upp priserna.

Figur 46. Spotpriser södra Norge 2002



Källa: Nord Pool.

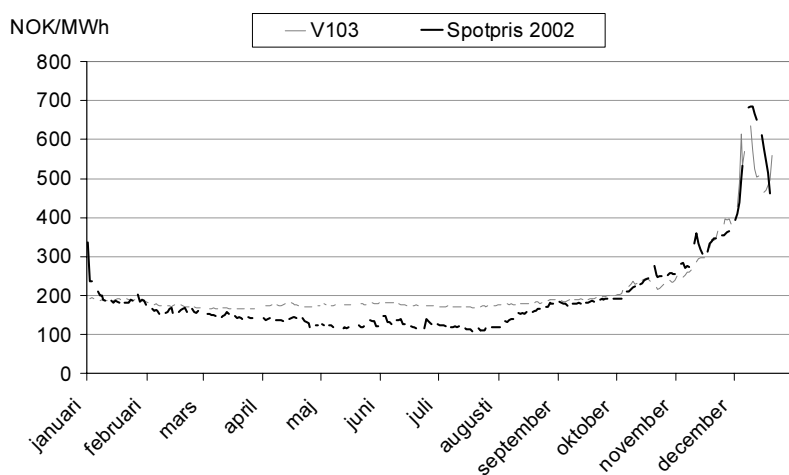
Figur 46 består av punkter för årets alla priskryss i prisområde södra Norge, 8 760 stycken. De är sammanfogade med 365 linjer, det vill säga en linje med 24 kryss per dygn. Man kan se att det finns mycket få priskryss mellan 400–500 NOK per MWh.

Under vecka 51 steg temperaturen något och lasten i systemet avtog. Gaskraftsproduktionen behövdes inte i lika stor utsträckning och prisnivåerna sjönk mot kostnaden för oljekondens, men prissättningen av vattenvärdet låg fortsatt på en hög nivå. Det gjorde att prissättningen efter vecka 50 utgjordes av oljekondens och vattenvärde.

Tack vare att en rad tidigare avställda konventionella kraftverk åter togs i bruk på grund av den torra väderleken och att importen ökade blev aldrig effektbalansen allvarligt ansträngd under vintern.

Priserna på terminsmarknaden började stiga kraftigt under samma period som spotpriserna steg. Det innebar att terminspriset för vecka 50 steg från 486 NOK per MWh på måndag vecka 49 till 856 NOK per MWh på fredagen. Prisökningen var särskilt markant mellan den 2 och 3 december då stängningskurserna var 606 NOK per MWh respektive 860 NOK per MWh.

Figur 47. Spotpris och terminspriset för Vinter 1-03 kontraktet under 2 002 NOK/MWh



Källa: Nord Pool.

Prisutvecklingen på kontraktet vinter 1-03 (V103) har i stort sett följt spotpriset. Fram till sensommaren 2002 handlades dessa kontrakt en bit under 200 NOK per MWh och kopplingen till den hydrologiska balansen är mycket stor. Generellt sett har utvecklingen på den finansiella marknaden varit långsammare än på den fysiska marknaden. I slutet av 2002 tenderade dock de närmaste kontrakten på den finansiella marknaden att röra sig i takt med spotpriset. Denna utveckling syns mycket tydligt under perioden augusti till september, då spotpriset steg, medan kontraktet V103 endast rörde sig marginellt. Att vinterkontraktet inte steg i

motsvarande utsträckning kan bero på att det fanns förväntningar i marknaden om att det kunde komma ett väderomslag. Det är dessutom normalt att spotpriset stiger under denna period.

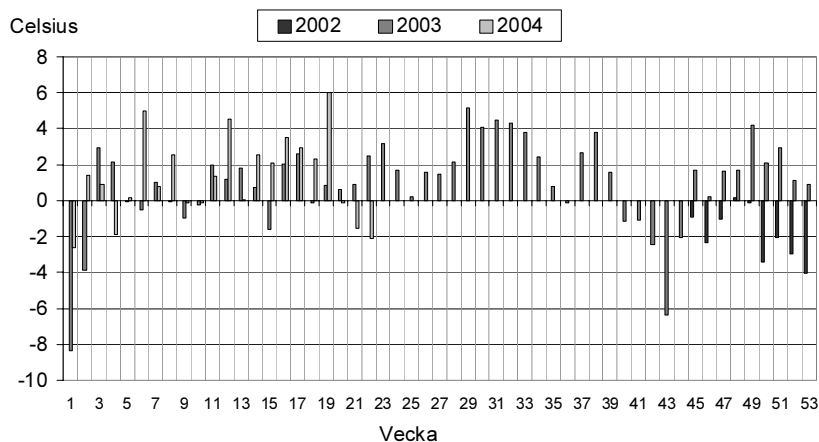
Från och med augusti stiger lasten i systemet och från september är det den temperaturberoende lasten som ökar. Under denna period är ofta mycket kärnkraft uttagen för revision och mottrycksproduktionen i fjärrvärmenäten har inte startat helt, vilket innebär att spotpriset stiger.

Sammantaget var det endast under vecka 49 som det var någon markant skillnad i spotpriset och produktionskostnaden för de kraftslag som gick. Det var förväntningar om behov av gasturbin-kraft nästkommande vecka som låg till grund för att värderingen av vattnet förändrades.

12.4 Avgörande vändning under vecka 3 2003

Början av 2003 var mycket kall. Under vecka 1 var det drygt 8 grader kallare än normalt, och tömningstakten i magasinen var oroväckande hög. Norska producenter höjde säljpriset till spotmarknaden men sänkte inte samtidigt försåld volym, vilket medförde att de fortsatte att ha en relativt hög produktion. Kylan dämpades under andra veckan i januari.

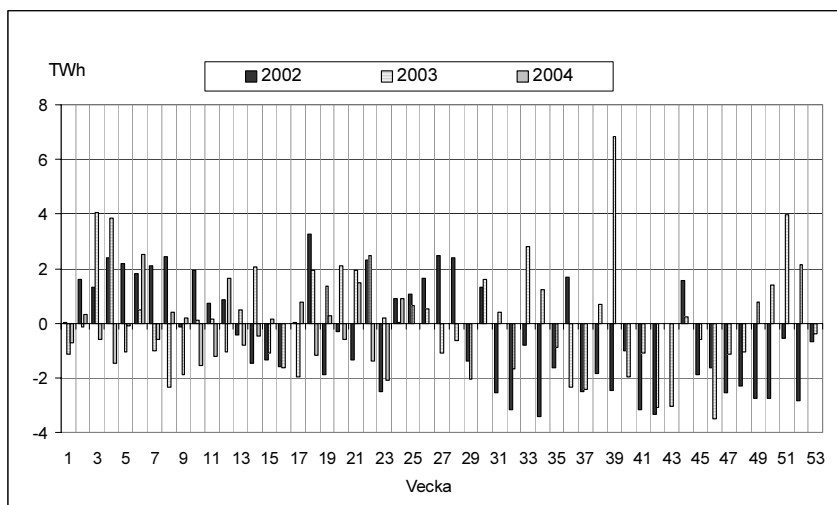
Figur 48. Temperaturavvikelse från normal temperatur



Källa: SMHI.

Det kom ett rejält omslag i vädret under vecka 3, då det var tre grader varmare och dessutom kom mer än 4 TWh mer nederbörd än normalt. Även vecka 4 var varmare och blötare än normalt. Dessa två blöta och för årstiden varma veckor innebar att den akuta energibristrisken dämpades. Norge hade stora problem, inte bara med låga fyllnadsgrader i vattenmagasinen, utan de hade i början av 2003 även ett stort underskott i snömagasinen. Det stora underskottet i snömagasinen i både Sverige och Norge stressade marknaden rejält, då man såg fram mot en sommar med extremt låga fyllnadsgrader i magasinen.

Figur 49. Nederbördsavvikelse från normalt, TWh per vecka.



Källa: SMHI.

De 8 TWh extra nederbörd som kom under vecka 3 och 4, 2003 var mycket lugnande för marknaden. Det var första gången sedan sommaren 2002 som det var två veckor i rad med mer nederbörd än normalt. Dessutom hade lasten i systemet minskat tack vare att stora efterfrågeanpassningar, i framför allt Norge, hade kommit till stånd.

Områdespris Sverige föll från 921 SEK per MWh vecka 2 till 544 SEK per MWh vecka 3. Det motsvarar fallet från att gasturbiner till oljekondens var prissättande. Fallet i spotpriset fort-

satte och vecka 4 var områdespris Sverige nere på 422 SEK per MWh.

Resterande del av vintern var i stort sett varmare och med mindre nederbördsmängder än normalt till och med april. Under maj kom dock större nederbördsmängder, vilket ledde till att priserna på både den fysiska och den finansiella marknaden föll.

Sommaren 2003 blev mycket varmare än normalt, främst under den senare delen. Priserna på Nord Pool vände åter uppåt under juli. De höga temperaturerna ledde till stora problem på kontinenten, i början av augusti var osäkerheten mycket stor huruvida man skulle klara av kraftförsörjningen. Höga priser i Tyskland innebar att exporten från Norden söderut stundtals var mycket hög.

Områdespris Sverige låg på 337 SEK per MWh under vecka 32 och priserna på terminsmarknaden handlades upp till mycket höga nivåer. Problemen på kontinenten löste sig under vecka 39 i och med att värmen gav vika och det kom mer nederbörd än normalt. Oktober 2003 blev mycket kall och torr, vilket medförde stigande priser. Under slutet av 2003 var det betydligt varmare än normalt och vintern 2003–2004 klarades av utan problem.

12.5 Efterfrågeanpassningar

Risken för energibrist i Norge är stor om vårfloden kommer sent samtidigt som magasinsfyllnadsgraden är låg. Om en sådan situation skulle uppstå, skulle Statnett ha problem att över huvud taget hålla igång näten. I Norge tog man därför fram långtgående planer för en eventuell ransonering om vattnet i magasinerna skulle ta slut.

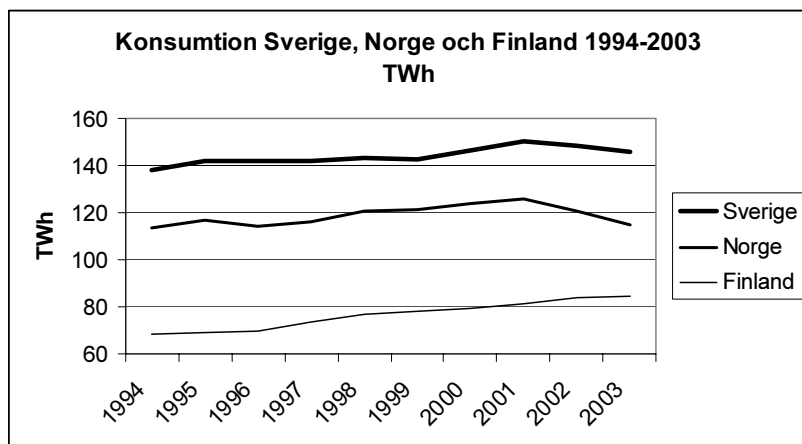
Stora efterfrågeanpassningar kom till stånd redan i slutet av 2002. Både industri- och hushållssektorn drog ned på sin förbrukning. Det är betydligt vanligare med rörligt elpris till slutkunder i Norge än vad det är i Finland och Sverige.

Vidare tillämpas i Norge ett system med debitering efter faktisk förbrukning för de elanvändare som har en årlig elförbrukning som överstiger 8 000 kWh. Debitering efter uppmätt faktisk förbrukning skall ske minst fyra gånger om året. Preliminär debitering mellan avläsningarna är tillåten om elanvändaren vill ha fler debiteringstillfällen.

De täta avläsningarna i Norge ledde till att man fick till stånd stora efterfrågeanpassningar på relativt kort tid, även inom hushållssektorn. Då fakturorna för december kom med ett elpris som

var nästan 75 procent över priset under november månad, var det en tydlig signal om att el var en bristvara. Dessutom var debatten om risken för energibrist betydligt större i Norge än i de övriga nordiska länderna.

Figur 50. Konsumtion Sverige, Norge och Finland 1994–2003 TWh



Källa: Nordel.

De största efterfrågeanpassningarna skedde i Norge, men även i Sverige sjönk elanvändningen. I Finland var ökningstakten något lägre under 2003 än tidigare. Norges förbrukning under 2003 var 8 procent lägre än vad den var under 2001. I Sverige var minskningen för 2003 3 procent i förhållande till 2001. Under 2004 har förbrukningen ökat igen, men den är ännu inte på samma nivå som den var under 2001.

12.6 Säkerhetskraven på Nord Pool årsskiftet 2002/2003

Det är framför allt under perioder med stora prisrörelser som säkerhetskraven tenderar att bli ett problem för marknadens aktörer. Generellt sett är det köparna som måste ställa stora säkerheter gentemot Nord Pool när priserna faller kraftigt på terminsmarknaden och säljarna när priserna stiger. En aktör som har sålt på termin innan priserna stiger har en orealiserad förlust, innan posi-

tionen täcks genom att köpa tillbaka till ett högre pris. Aktören måste fram till dess visa att den har finansiell täckning enligt Nord Pools säkerhetskrav att hantera den potentiella förlusten. Säkerhetskraven beskrivs vidare i kapitel 5.5.4.

Den kraftiga prisuppgången under vintern 2002/2003 innebar att köparna var tvingade att ha sju gånger så stora säkerheter gentemot Nord Pool i januari 2003 i jämförelse med i juni samma år. På motsvarande sätt var de som sålt terminer tvingade att ställa betydligt större säkerheter i och med att terminspriserna steg lika kraftigt som priset på den fysiska marknaden. Det var framför allt de första veckorna i januari som det handlades på mycket höga prisnivåer.

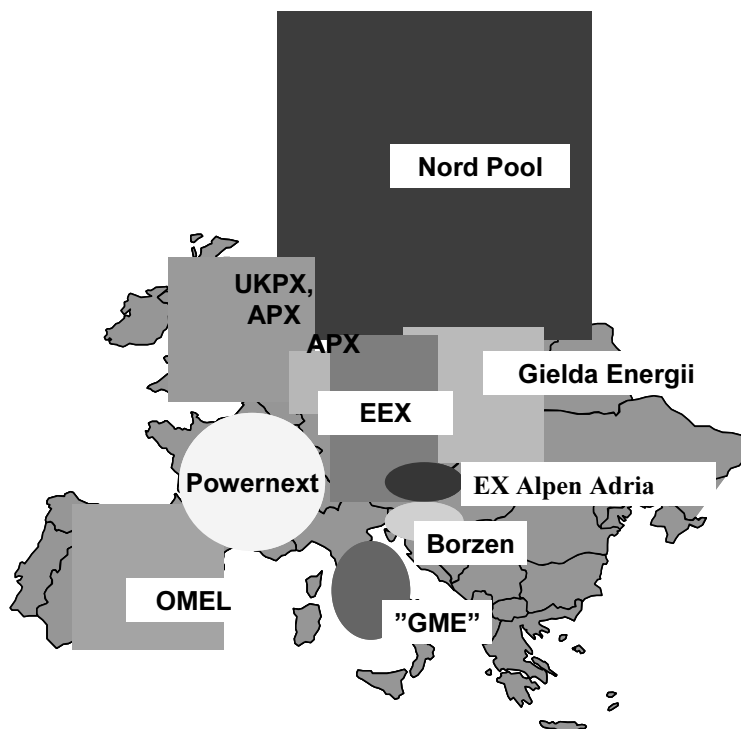
Det var stora problem för både köpare och säljare under perioden december 2002 till och med januari 2003 då säkerhetskraven blev orimligt stora. En svensk aktör, Kraftkommissionen, tvingades bort från Nord Pool, eftersom de inte klarade av säkerhetskraven på den fysiska marknaden och de ställde därmed in sina betalningar.

Sedan dess har Nord Pool ändrat reglerna för säkerhetskraven. Utformningen av dessa upplevs ändå fortfarande som problematiska för många mindre aktörer.

13 Europeisk utblick – nordiska elhandeln ur ett europeiskt perspektiv

EU har angivit när elmarknaderna i olika länder skall vara avreglerade samt till vilken grad. Hittills är det bara i Norden och i Storbritannien som det råder en fullt utvecklad konkurrens på elmarknaden i termer av leverantörsbyten. På kontinenten är den tyska marknaden den viktigaste genom att den har nått längst i avregleringen och är också den största marknaden med likvid prisättning. Avregleringen i Tyskland kom tidigt jämfört med övriga marknader på kontinenten. Det finns dock fortfarande begränsningar, till exempel förhindras tillträde för tredje part att leverera el till konsumenter. Delar av avregleringen kan därför ifrågasättas.

Figur 51. Elbörser i Europa



Källa: Nord Pool.

Från och med februari 2003 kan alla kunder i Österrike, Danmark, Finland, Tyskland, Spanien, Sverige och Storbritannien (förutom ett litet system i Nordirland) fritt välja elleverantör. Holland skall enligt planerna ha öppnat upp hela marknaden under januari i år. Belgien, Irland, Italien, Luxemburg och Portugal har öppnat upp sina marknader mer än vad som står i EU:s direktiv men inte fullt ut. Frankrike och Grekland har valt att följa minimikravet för avregleringen. Frankrike har accepterat EU kravet att låta alla företagskunder välja leverantör från juli 2004 med full liberalisering från juli 2007.

I tabellen nedan redovisas hur stor volym fysisk kraft som handlas på spotmarknaden på respektive börs.

Tabell 10. Spothandel på börser på kontinenten, TWh

<i>Spot Market Volumes</i>	<i>2002</i> <i>TWh</i>	<i>2003</i> <i>TWh</i>
Nord Pool Spot	124	119
EEX (Tyskland)	25	48
APX (Holland)	14	12
Powernext (Frankrike)	2,6	7,5
EXAA (Österrike)	0,6	1,3

Källa: Nord Pool.

Elhandeln på kontinenten är snarare ett informationskrig än intelligenskrig. På Nord Pool finns strikta regler om informationsplikt, medan det inte finns motsvarande krav på kontinenten. Marknadsinformation och meddelanden om avställningar, efterfrågan, flaskhalsar samt andra typer av incidenter fördröjs ofta.

Efter den tyska avregleringen 1998 och då amerikanska företag öppnade upp marknaden för trading var marknaden och prismekanismen mer handelsorienterad. Efter 2001, då fler aktörer lade ned sin tradingverksamhet och marknaden koncentrerades, har marknaden blivit betydligt mer producentorienterad. Producenterna har större möjligheter att påverka prisbildningen genom produktionsplanering. Vidare har antalet aktörer som går in och ur positioner över tiden minskat. De finansiella kontrakt som tecknas är främst ur prissäkringssyfte.

Prisbildningen på de tyska, holländska och franska marknaden är extremt beroende av revisionsavställningar på kärnkraft och kablar mellan olika länder. Priser reflekterar i stor utsträckning sannolikheten för spikar, och prisspikar har stort inflytande på medelvärdet av priser över en period. Andra viktiga parametrar som direkt påverkar spotpriserna, mer än terminsmarknaden, är temperaturen och vindkraften. Den kontinentala marknaden tittar på temperatur och vind på samma sätt som vi i Skandinavien följer den hydrologiska balansen.

13.1 Frankrike

Den franska elbörsen Powernext har 34 aktiva medlemmar och har som primärt mål att nå en omsättning som motsvarar 10 procent av konsumtionen under 2004. Konsumtionen uppgick under 2002 till 432 TWh. De planerar att introducera terminshandel under 2004, som inkluderar hedgingprodukter för gas, el, koldioxid och väderderivat¹⁸. Det råder generellt sett ett stort kraftutbyte mellan den franska och tyska marknaden. Franska marginalkostnader är något lägre än den tyska och prisskillnaden mellan de båda marknaderna brukar variera några euro, men går sällan under 0,5–1 Euro, vilket motsvarar kostnaden för att ta energi över gränsen. Den maximala avgiften har sänkts från 1 Euro till 0,5 Euro från 2003.

Dominerande aktör på den franska marknaden är det statsägda kraftföretaget EDF (Electricité de France), vars prissättning slår igenom på Powernext. EU-kommissionen har därför tvingat EDF att av konkurrensskäl minska sin dominerande ställning på marknaden. I stället för att sälja av delar av produktionen, auktionerade EDF ut el till övriga aktörer genom så kallade VPP-auktioner (Virtual Power Purchase). Auktionerna har hållits i flera omgångar per år med början i september 2001. Under de inledande auktionerna såldes produktion till priser en bit under marknadspris. Prissättningen av produkterna har därefter blivit bättre. Under hela första handelsåret på Powernext var det tydligt att prisbilden var präglad av priserna som uppstod i auktionerna, med 8 Euro för baseload och 26 Euro för peakload. Powernextpriserna låg nästan alltid över de nivåerna.

Den franska elbörsen har länge ansetts ha för dålig likviditet, men det är ett förhållande som håller på att förändras.

13.2 Tyskland

Den tyska elbörsen EEX har cirka 110 medlemmar från 13 länder och hade 2003 en omsättning på spot- och terminsmarknaden på 391 TWh, jämfört med 150 TWh året innan. Konsumtionen i Tyskland uppgick till 498 TWh 2002.

Prisstrukturen i Tyskland karaktäriseras av plötsliga hopp inom och mellan olika dagar. Landet kan stundtals ha gott om energi,

¹⁸ Flera börser har uttalat sig om att utöka produkter till andra områden än direkta elkontrakt.

särskilt under helger och lediga vardagar, men kan lika fort bli ett stressat system vid oväntade händelser. Prisförloppet har, förutom 2003, varit som mest förutsägbart under sommaren, då små förändringar sker i konsumtionen och vintern, då beredskapen är som störst. Höst och vår är perioder med stor osäkerhet. Under de perioderna vet man inte exakt vilka kraftverk som är aktiva, vilket delvis beror på dålig informationsöverföring till marknaden.

Kännetecknande för den tyska elmarknaden är det stora och ökande inslaget av vindkraft och kraftigt subventionerad kolkraft. Det stora inslaget av icke-reglerbar vindkraft skapar problem, då den tyska elmarknaden i grunden är ett termiskt system med små möjligheter att möta effektvariationer i vindkraften. Det leder till högre driftkostnader och större förluster i övriga produktionsanläggningar. Den tyska kolindustrin är starkt subventionerad. Bara att byta ut kolförsörjningen mot utländskt kol skulle innebära miljarder i besparingar, men är inte att tänka på ur ett politiskt perspektiv. Subventionerna för kol uppgick till runt 3,3 miljarder Euro under 2003. Stödet som har störst inverkan på priset är subventionerna till inhemsk produktion. Däremot är det tänkt att subventionerna på kol successivt skall avta, vilket ökar Tysklands beroende av världsmarknadspriset över tiden. Regeringen planerar att minska subventionerna till 2,7 miljarder Euro år 2005. Enligt en politisk överenskommelse skall den tyska kärnkraften, som idag svarar för 30 procent av landets elproduktion, vara avvecklad till 2030. I november 2003 tog Tyskland det första steget mot att fasa ut kärnkraften då anläggningen "stade" på 625 MW stängdes helt. Vad som skall ersätta kärnkraften är inte klart, men trenden pekar mot gaskraft och förnybar energi. En större utbyggnad av vindkraftverk har redan skett och målet är att gå från nuvarande 14 GW till 20 GW år 2010.

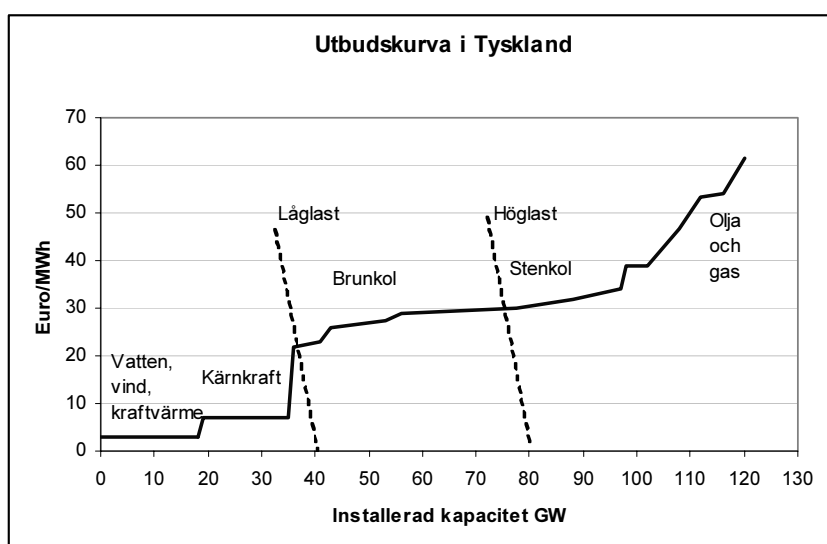
Förutom subventioner till kol har stöd även utgått till vind- och kraftvärmeproduktion, där storleken varit beroende av antalet drifttimmar per år. Dessutom har kraftvärme med en effektivitet på 70 procent, eller mer, varit befriad från att betala el- och gasskatter. Producenterna har således incitament att producera även om kostnaden överstiger marknadspriset. Det gör att det finns en hel del så kallad "must run"-kraftvärme som producerar nästan konstant.

Kolkraftverk kan ibland också köras trots att marknadspriset ligger under dess rörliga kostnader. Det är dyrbart att reglera ned effekten för ett kolkraftverk. Vissa prisspikar beror på händelser där reservkraft måste reagera mycket snabbt. För timvisa föränd-

ringar finns beredskapskraft i form av kraftvärme, oljekraftverk eller gasturbiner som slår in till ett högre pris till dess att verk med lägre produktionskostnad hunnit starta upp och börja producera. I de lägena är produktionsanläggningar med större flexibilitet till en högre kostnad och kort utnyttjandegrad prissättande. Den tyska marknaden kan på kort sikt inte ta kraft från angränsande regioner med vattenkraft. De ligger alla fel i tiden, eftersom de ligger bortom det nomineringsförfarande för kapacitet på kablar som görs dagen innan.

Givet en konsumtion som varierar mellan 35 och 80 GW över dygnet ser den tyska prisbildningen ut enligt nedanstående schematiska bild. Eftersom det tyska systemet i grund och botten är ett termiskt system har de flesta produktionsanläggningar många fullasttimmar per år.

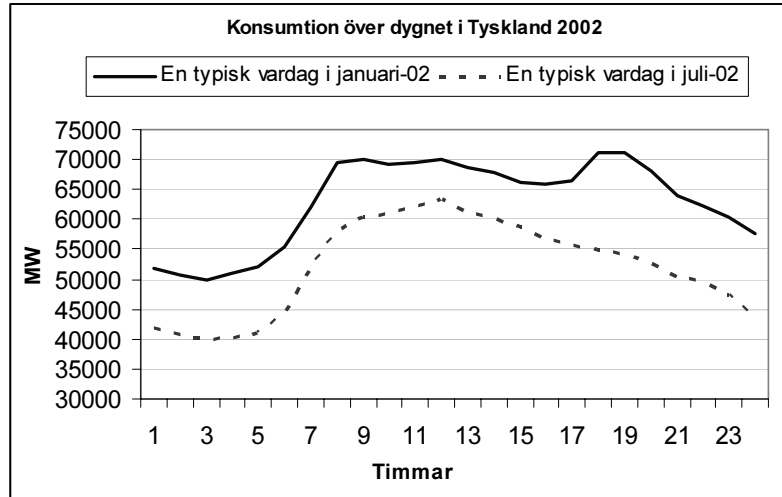
Figur 52. Utbudskurva i Tyskland vid relativt höga kol och oljepriser



Källa: IEA.

Konsumtionen i Tyskland varierar normalt över året enligt följande:

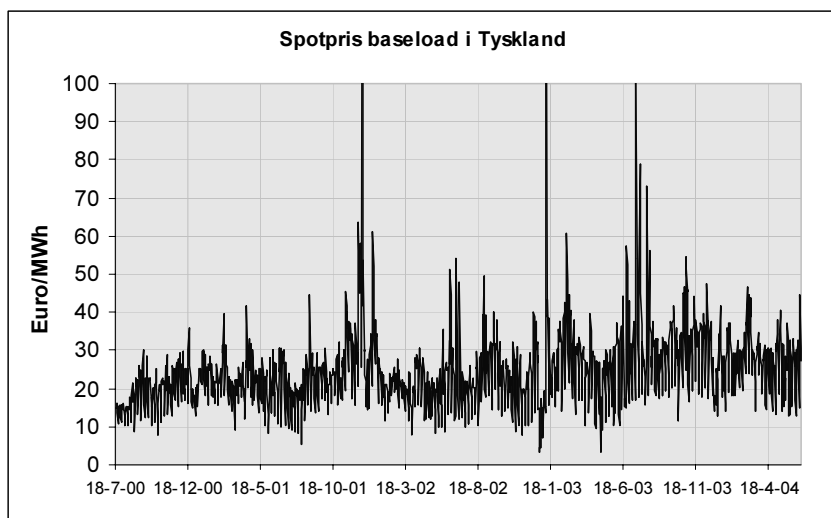
Figur 53. Konsumtionsvariationer i Tyskland över dygnet en typisk vinterdag och en typisk sommar dag



Källa: UCTE.

I diagrammet nedan visas hur spotprisutvecklingen har sett ut på den tyska börsen sedan starten i slutet på 2000.

Figur 54. Spotpris för baseload (0–24) i Tyskland 18 juli 2000 till 24 juni 2004



Källa: EEX.

Mot slutet av 2001 var det kallt och begränsningar uppstod på överföringen av kraft från Frankrike till Tyskland, vilket förorsakade kraftiga prisstegringar i Tyskland. Under den extremt kalla perioden i slutet av året fanns under vissa nattimmar ett leveransprogram av 5 000 MW mellan Tyskland och Schweiz, vilket var på gränsen av vad EnBW:s transmissionsnät klarade av. Utbytena mellan Tyskland och Schweiz, i kombination med revision på Philippsburg 2 på 1 400 MW under november det året, förorsakade flaskhalsar inom Tyskland.

Höga priser, orsakade av kyla, uppstod även under början av 2002. Under juni och juli samt under slutet på augusti och början på september inträffade också prisspikar som har sin huvudsakliga förklaring i risk för effektbrist när flera kärnkraftverk stod på grund av revision i Frankrike och Tyskland. Det invercade också på prissättningen i danska prisområden under samma period.

Under sommaren 2003 orsakade en omfattande värmebölja en obalans mellan utbud och efterfrågan på el. Övåntad hög förbrukning och övåntad låg tillgänglighet på produktion i Europa orsakade omfattande prishöjningar. Effekten blev en brist på kyl-

vatten till termiska anläggningar och en torrperiod som orsakade en betydande reduktion av vattenkraftsproduktion. Det var nära att bristen på kylvatten föranledde order om att stänga av alla termiska anläggningar i EnBW:s transmissionsnät, vilket hade kunnat leda till flaskhalsar och en kollaps av nätverket med konsekvenser för angränsande system i grannländerna. Förutom i Tyskland kunde liknande företeelser observeras i hela Europa, men framför allt i Italien och Frankrike. Den 28 september gjorde ett stort strömavbrott i Italien att alla internationella kabelförbindelser mellan Italien och dess grannländer bröts. Den ursprungliga orsaken återfinns i problem som uppstod i Schweiz, som normalt sett exporterar stora mängder kraft till Italien. De omedelbara konsekvenserna i Tyskland blev att 3 500 MW produktion togs ur drift för att reducera effektöverskottet i de europeiska nätverken.

13.3 Holland

Holland importerar ungefär en femtedel av sin eltillförsel, en andel som beräknas att öka. Importen sker främst över kablarna från Tyskland och Frankrike/Belgien. I övrigt dominerar främst gas-, men även koleldad, värmekraft. Det finns även ett litet kärnkraftverk. Andelen förnybar energi är liten. Den holländska regeringens mål att dess produktion skall öka och motsvara 5 procent av energibehovet 2010 och 10 procent år 2020.

I Holland hade elbörsen APX en ökande likviditet under 2002 med volymer på spotmarknaden på 14 TWh, vilket motsvarar 13 procent av konsumtionen. Under 2003 försämrades dock volymen. OTC-handeln i Holland motsvarade under 2003 runt 150 procent av konsumtionen.

Prisspikar är vanligt förekommande på den holländska börsen. Det beror på en rad faktorer men i huvudsak på känsligheten i utbytet med angränsande länder och en bristande transparens. Marknaden är mycket liten och det krävs inte många oväntade simultana händelser inom, eller utanför, landets gränser för att få en stor inverkan på priset. Av den anledningen kommer prisspikar att vara ständigt återkommande på den holländska marknaden.

Under senare år har prisspikar förekommit i samband med problem på kabeln mellan Frankrike och Belgien. Under några episoder har det även funnits begränsningar i utnyttjandet av faktisk tillgänglig produktion då vissa av anläggningarna hade över-

skridit kontrakterad bränsleförsörjning. Samtidigt har mekanismerna för att förmedla information om faktiskt tillgänglig produktion samt konsumtion fungerat bristfälligt.

Det finns en rad ytterligare faktorer som påverkar prisspikarna och det har gjorts en rad utredningar i ämnet. Förutom att förbättra likviditet och transparens, är det angeläget att förbättra utnyttjandet av, och flexibiliteten i, överföringssystemen. Importkapaciteten skulle kunna utökas från 3 200 MW till 5 000 MW, men det kan inte ske förrän nödvändiga investeringar har gjorts för att förstärka högspänningsnäten i Belgien och Tyskland. Det finns oberäkneliga faktorer som begränsar importpotentialen, såsom fluktuationer vindkraft, vilken matas in i näten i norra Tyskland, stora variationer i likströmskablar mellan Frankrike och Storbritannien, och dess effekter för kopplingen mellan Frankrike och Belgien, samt stora variationer i nyttjandet av produktionsenheter i angränsande områden.

13.4 Något om övriga börser

Nätansvariga Elia i Belgien planerar att sätta upp en kraftbörs liknande dem i Holland och Frankrike. Huvuddelen av ägandet skall ligga under Elia, med APX och Powernext som minoritetsägare. Kraftbolaget Electrabel har en dominerande ställning i landet och en börs skulle öka konkurrensen och öka möjligheten till billigare leverantörer av balanskraft och reservkraft. Belgiska regeringen har annonserat att de ämnar göra 25 procent av produktionskapaciteten i landet tillgänglig för tredje part. Electrabel kontrollerar 80 procent av den inhemska produktionen men har sedan december 2003 fått använda samma procedur för att sälja av kraft som EDF gjorde i Frankrike med V.P.P.-auktioner (se diskussion om franska marknaden).

Österrikiska EXAA har som målsättning att bli en central-europeisk marknadsplats som involverar Österrike, Ungern och Slovenien genom att få in fler medlemmar från de länderna som handlar el och gas. Slovenien är en intressant marknad i det avseendet att många handlare vill använda Österrike och Slovenien för att ta kraft in till Italien. Många handlarföretag positionerar sig för att köpa kraft i Slovenien och om det inte är möjligt att ta kraften därifrån, är det möjligt att förhandla med Kroatien, Ungern eller Slovakien. Det brukar finnas stora arbitragemöjligheter, men

kapaciteten mellan Österrike och Italien är bara runt 1 200 MW, medan kapaciteten mellan Schweiz och Italien ligger på runt 5 000 MW. Slovenien har enligt osäkra uppskattningar en kapacitet till Italien på 50 MW. Rättigheterna till kapaciteten från Österrike till Italien är mer eller mindre i händerna på österrikiska företagen Verbund, Tewag och WkV. Priserna i Slovenien är generellt sett högre än i Österrike. Tyska och österrikiska priser är starkt korrelerade och ligger på ungefär samma nivå. Däremot finns likheten att både Österrike och Slovenien har relativt mycket vatten.

Börserna blir generellt mer och mer involverade i utvecklingen av gränsöverskridande kabelkapacitetsauktioner. Dessutom ämnar EXAA erbjuda prissäkringsprodukter för prisskillnader mellan EXAA, APX, EEX och Powernext. Utvecklingen går trögt på grund av att Powernext vägrar lämna ifrån sig nödvändig information.

13.5 Samspel mellan kontinenten och Nord Pool

Den tyska marknadens prispåverkande effekt på Nord Poolmarknaden är starkt begränsad av kapaciteten på kablarna. Det är svårt att se något klart mönster på dygnsmedelnivå. Grovt sett har Nord Pool i normala fall en prisstruktur med lägre priser under sommaren än under vintern. Det tydliga mönstret finns inte i Tyskland. Priserna påverkas mer av avställningar och flaskhalsar. Problem som uppstår på den tyska elmarknaden beskrivs i avsnittet 13.2 om Tyskland ovan.

Det danska produktionssystemet skiljer sig markant gentemot de övriga ländernas i Norden. I Danmark finns två helt fristående nätområden, det västra med stor överföringskapacitet mot Norge, Sverige och Tyskland och det östra med överföringskapacitet mot Sverige och Tyskland. I det västra området finns det mycket vindkraft och en stor andel decentraliserad värmekraft och i det östra området är det fler stora produktionsanläggningar. Danmark har ett stödsystem till producenterna av deras så kallade prioriterade kraft, vilken till största delen består av decentraliserad värme- och vindkraft. De säljer sin produktion till ett förutbestämt pris och är i stort sett helt oberoende av spotpriset. Stödsystem har varit mycket framgångsrikt när det gäller att få in ny produktionskapacitet, men nu har mängden prioriterad kraft blivit så stor att problem uppstår i prissättningsmekanismen på marknaden. Vid

tillfällen då det blåser och det finns ett värmeunderlag har det uppstått kraftöverskott på den danska marknaden som har lett till kvotering på producentsidan. Det tillfälle då mest kraft låstes in i västra Danmark var julafton 2002. Under detta dygn var det 14 timmar som kvoterades och spotpriset blev satt till noll under dessa timmar, medan systempriset som lägst var 485 NOK per MWh och dygnsmedelpriset var 508 NOK per MWh. (Situationen beskrivs i avsnitt 7.6 Inlåsning av kraft.)

Dessa problem har nu alltmer uppmärksammats i Danmark och man har påbörjat en översyn av stödsystemet samt målen i vindkraftsutbyggnaden.

Över dygnet varierar priserna mer i Tyskland, Frankrike och Holland än på Nord Pool. Normalt sett har Nord Pool lägre dagpriser än Tyskland, varför vattenkraft ofta exporteras från Norden under de så kallade höglasstimmarna, medan prisnivån i Tyskland sjunker under skandinavisk nivå på natten. Utbytet med kontinenten har en påverkan på Nord Poolpriserna, men det är svårt att bestämma till vilken grad. Det beror på hur mycket extra kapacitet som finns tillgänglig för stunden i Norden, men även om det kommer att råda brist på energi för resten av året. Så var fallet 2002 då mycket kraft exporterades till kontinenten under sommaren. De danska prisområdena ligger oftast närmare den tyska prisnivån än vad priserna i övriga Nord Pool-områden gör. När den tyska prisnivån är mycket hög, tenderar de mest efterfrågade timmarna under dygnet i Danmark att prissättas i paritet med de tyska. Något som i viss mån får konsekvenser för det nordiska systempriset.

Viljan att exportera till kontinenten ökar när prisskillnaden mellan områdena ökar. Det är lättare att exportera under våtår och medan exporten är mer restriktiv under torrår. Exporten påverkas även av kolpriset. Historiskt sett begränsas exporten från framför allt Norge men till viss mån även från Sverige av mängden vindproduktion i Danmark, och om prisskillnaden uppstår under en period med ökad tillrinning. Dessutom måste hänsyn tas till konsumtionsläget i Sverige och Norge som också kan begränsa exporten. En stor del av kapaciteten på kablarna mellan Danmark och Tyskland är upptagna med att skicka lukrativ grön el till Holland, men stödsystemet i Holland är under förändring och den gröna exporten minskar därmed. Det flödet är således mindre beroende av prisnivån i Tyskland.

Det nordiska systemet är en billig och snabb insatsmekanism för den mer termiskt orienterade marknaden på kontinenten. Om det

råder brist på el i Tyskland, hämtar de gärna kraft från Norden, i den mån kablarna räcker till. En metod för att avgöra om prisspikar kommer att uppstå på tyska elbörsen EEX kan vara att analysera tilldelade flöden i sydlig riktning på DK1, kabeln mellan västra Danmark och E.ON:s balansområde i norra Tyskland.

Generellt sett är det en låg korrelation mellan tyska priser och priserna på Nord Pool. Korrelationsfaktorn varierar även beroende på om det är våttår eller torrår.

Norden importerar även kraft från Polen och Ryssland. Prisutvecklingen i dessa länder har ingen korrelation med prisutvecklingen i Norden.

14 Alternativ handelsteknik

Dagens elmarknad debatteras ur flera perspektiv. Några frågor som diskuteras nedan är "rättvisan" i att det är marginalkostnaden som sätter priset på elmarknaden, om Nord Pools ägare skulle ha betydelse för elmarknadens funktion samt möjligheterna att avskaffa elhandelsledet genom att konsumenterna skulle köpa el direkt från näthandelsbolagen. Nedan behandlas också förutsättningar för en utökad genomlysning av elmarknaden.

14.1 Marginal- eller medelprissättning?

Idag handlas drygt 40 procent av all el via Nord Pools spotmarknad. Priset sätts genom budgivning och jämviktspriset som bildas motsvarar marginalkostnaden för den dyraste produktionsanläggning som måste tas i drift för att hela efterfrågan skall kunna täckas. Jämviktspriset eller spotpriset gäller för samtliga producenter och konsumenter på marknaden. Enligt nationalekonomisk teori är det den prissättningsmetod som ger störst effektivitet på en marknad. Trots det förs det en debatt kring behovet av att förändra marknadens prissättningsmetod.

De som kritiserar marginalprissättning anklagar metoden för att leda till övervinster för de producenter som har en stor andel elproduktion från kraftslag med låg rörlig marginalkostnad. Oavsett produktionskostnaden, får alla producenter samma pris på börsen, vilket konstant ligger på nivåer som är högre än produk-

tionskostnaden för kärn- och vattenkraft. Ju högre konsumtionen i systemet är, desto större blir producenternas vinster eftersom allt dyrare produktionsslag sätter spotpriset. Vissa kritiker hävdar att en återgång till en medelprissättning, som rådde innan avregleringen, skulle vara mer rättvist för konsumenterna.

Vid en medelprissättning skulle producenternas genomsnittliga produktionskostnad, plus ett påslag för att täcka nödvändiga investeringar, bestämma priset till kunderna. Ett sådant system skulle ge relativt stabila priser under och mellan åren. Producenterna skulle kunna hantera mindre variationer i utbud och efterfrågan inom ramen för den vinstmarginal de har. Problemen uppstår istället vid de tillfällen när energi- och effektbrist gör sig gällande. Eftersom konsumenterna varken ser eller påverkas av producenternas marginalkostnader vid effekttoppar, finns heller inget incitament för konsumenterna att minska sin förbrukning. Producenterna måste därmed hålla en överkapacitet för att klara lasten i systemet en kall vinterdag, en överkapacitet som det i slutändan blir konsumenterna som får betala. Eftersom producenterna kan föra över sina kostnader på konsumenterna med en sådan prissättning, har de inga incitament att hålla en lagom mängd topplastkapacitet tillgänglig.

Den överkapacitet, som en sådan prissättningsmetod ger, fanns tidigare i form av den kapacitet som kunde läggas ned efter avregleringen av elmarknaden 1996. Under ett par år lades en ansenlig mängd topplastanläggningar ned, vilket då ledde till totalt sett sänkta produktionskostnader. Nu när situationen har blivit mer ansträngd har anläggningar åter tagits i drift, vilket är ekonomiskt motiverat.

Med en marginalprissättning är det marknaden som reglerar den långsiktiga produktionskapaciteten i systemet. Endast sådan kapacitet som är ekonomiskt lönsam kommer att behållas, och prisnivån i systemet bestämmer när ny produktionskapacitet läggs till. Eftersom ny kapacitet generellt sett har en högre produktionskostnad än befintliga anläggningar, kommer det att krävas högre prisnivåer innan större nybyggnation kommer till stånd. Prisnivåerna med denna prissättningsmetod kommer dock inte att bli orimligt höga på lång sikt, eftersom ny kapacitet hela tiden byggs när prisnivåerna överstiger den genomsnittliga produktionskostnaden för ny kapacitet.

Även om systemet med marginalprissättning kan ge höga prisnivåer under enskilda tidsperioder, så är det den metod som ger störst effektivitet och därmed lägst kostnader på lång sikt. Nyckeln

till det är att metoden ger rätt incitament till in- och urfasning av produktionskapacitet till systemet. En återgång till en medelprissättning skulle inte ge en bättre prissättningsfunktion i det långa loppet.

En medelprissättning är heller inte förenlig med en fri marknad, oavsett om handeln sker via en börs eller bilateralt.

14.2 Annan ägare av Nord Pool

Nord Pool ägs idag av systemoperatörerna i de olika nordiska länderna. De representerar ett statligt ägande.

Det finns aktörer på elmarknaden som rent principiellt vill lyfta fram att en marknadsplats bör ägas av marknadens aktörer. Det ger tydliga incitament för att skapa bättre förutsättningar för marknadens aktörer och en effektiv handel. Till övervägande del tycker dock de flesta aktörer att dagens ägare fungerar bra. Det har också varit av avgörande betydelse för förtroendet vid uppbyggandet av börsen, att det har funnits stabila ägare i bakgrunden. Dagens ägare anses också fortsätta att bidra till stabila förutsättningar för Nord Pool.

Att börsen har ett statligt ägande, tycker vissa, bör kunna innebära en annan policy vad avser säkerhetskraven. Om staten går in som garant, skulle det kunna medföra lägre säkerhetskrav och göra det lättare för mindre aktörer att handla via börsen.

Det finns även synpunkter från enskilda aktörer att en mer ”marknadsorienterad” ägare skulle kunna vara följsammare för marknadens krav, men det får då ställas i relation till önskemål om en stabil ägare.

Det finns inga faktorer som entydigt pekar på att börsen bör ha ett annat ägande och att det skulle bidra till en effektivare handel.

14.3 Alternativ elhandel

Det finns kritiker som hävdar att elmarknaden fungerar ineffektivt, och därmed fördyrar konsumenternas elinköp. Gunnar Fabricius har lanserat en elmarknadsmodell som bygger på att ledet med elförsäljningsbolag avskaffas, och kunderna istället köper el direkt av nätägaren till spotpris. Om konsumenterna vill prissäkra leveranserna, skall det kunna ske med säkringskontrakt mot de stora

producenterna. Fabricius elmarknadsmodell beskrivs mer ingående i bilaga 2.

Kritiken mot Fabricius elmarknadsmodell rör främst att modellen i praktiken inte för marknaden framåt. Kunderna skulle åter bli fast i ett monopol hos sin nätägare och valfriheten kring leverantör skulle försvinna. Det skulle dessutom bli mycket svårare för kunderna att prissäkra sina elinköp. Fabricius modell har därför inte fått gehör varken i branschen eller bland kunderna.

14.3.1 Sollentunas effekttariff

Sollentuna Energi införde en effekttariff för hushållskunder 2001, i syfte att göra dem medvetna om sin förbrukningsprofil och få dem att ändra sitt effektuttag. Enligt en utvärdering har effekttariffen endast haft en marginell inverkan på hushållens förbrukningsmönster. Se även bilaga 1.

14.4 Behov av ökad "genomlysning"

Finns det behov av en ökad genomlysning av prisbildningen på elmarknaden? Nedan diskuteras ökad genomlysning genom att styra mer produktion mot börsen respektive genom att synliggöra buden på börsen.

14.4.1 Behov av att styra mer produktion mot börsen?

Genomlysning innebär bland annat att elmarknadens aktörer skall ha tillgång till bästa möjliga pris på marknaden. Det innebär att ju större andel av handeln som sker via börsen, desto säkrare kan de som handlar på börsen vara att de bud som läggs är riktiga. Ingår parterna bilaterala avtal, kan det finnas en osäkerhet om var prisnivån egentligen bör ligga. Det är främst elhandlare utan elproduktion som förespråkar att en större andel av elproduktionen bör styras mot börsen, och vissa anser att det till och med bör vara tvingande.

Genom ett antal intervjuer med elintensiv industri, elhandlare och kraftbolag har en bild framkommit av hur den bilaterala elhandeln ser ut idag och hur det har utvecklats sedan 1996 (se kapitel 8). Med undantag av äldre elkontrakt i Norge, prioriterad

kraft i Danmark samt PVO:s elkontrakt i Finland, prissätts huvuddelen av de bilaterala elkontrakten med spotpriset som referens. Motsvarande gäller den finansiella marknaden, även om mörkertalet är större vad avser den bilaterala finansiella handeln. Det är Nord Pools standardprodukter som främst ligger till grund för elkontrakten och prissättningen sker med Nord Pools finansiella marknad som referens.

Från och med januari 2004 har Nord Pool ändrat avgifterna för omsättning av kraft via börser. Det ger incitament för kraftbolag som både säljer och köper kraft att omsätta hela sin handlade volym via Nord Pool, i stället för att bara nettosälja el på spotmarknaden. Det har redan bidragit till att öka omsättningen på spotmarknaden, och fler kraftbolag planerar att sälja all sin kraft via elbörsen. (se även kapitel 5.5 och 8). Det finns därför idag inga skäl att genom någon särskild reglering styra ytterligare kraft mot spotmarknaden. Den ökar självant och den bilaterala handeln sker i mycket stor utsträckning med Nord Pool som referens.

Gällande den finansiella handeln handlas eller clearas i storleksordningen 80–90 procent via Nord Pool. Finansiell handel behandlas även i kapitel 9.

14.4.2 Behov av att öppna budgivningen?

Nord Pool som börs är öppen, ur ett internationellt perspektiv. Alla som handlar på Nord Pool har förbundit sig att uppfylla informationsplikten, vilket innebär att all relevant marknadsinformation är synlig för alla aktörer. Motsvarande reglerade informationsplikt finns inte på någon annan börs.

Det finns aktörer som önskar att även budgivningen på Nord Pool skall ske mer öppet och att den därmed ökade ”transparensen” skulle leda till en bättre prisbildning. Det finns emellertid faktorer som talar för att det inte är någon bra lösning.

Budgivningen avslutas klockan 12.00 varje dag. 75 procent av alla bud läggs 11.55, eftersom de flesta aktörer vill ha en så aktuell prognos som möjligt om väderutsikter med mera innan de slutligen binder sitt bud. Att synliggöra budgivningen innan dess är inte relevant för någon. Ett alternativ skulle kunna vara att hålla ett ”fönster öppet” mellan klockan 11.50–12.00 för att öka transparensen i själva budgivningen. Denna öppenhet skulle dock kunna vara till nackdel för prisbildningen. Idag lägger alla riktiga bud med

hänsyn till förutsättningarna i den egna produktionsapparaten i kombination med prognoser för efterfrågan. En förutsättning för det är att budgivningen är anonym och att de olika aktörerna därigenom har ett förtroende för marknaden.

Skulle budgivningen ske mer öppet skulle möjligheterna för en medveten eller omedveten prismanipulation öka. Ingen aktör vill lämna ut sin portfölj fullt ut, varför de bud som läggs inte skulle vara helt riktiga. Även om budgivningen fortfarande skulle vara anonym, men buden öppna, skulle de indikativa bud som ges kunna utnyttjas felaktigt. Trots att det inte är avsikten, skulle det kunna leda till en förenklad kartellbildning, där någon större aktör lägger ett bud som sedan de andra följer efter.

En medveten prismanipulation skulle i värsta fall kunna förekomma. Den ökade kunskapen om budgivningen skulle kunna öppna för en felaktig budgivning i syfte att påverka priset. Eftersom budgivningen inte skulle bygga på en korrekt balans, skulle det leda till en större spridning i buden och därmed en sämre likviditet i marknaden.

Idag lämnas systempriskurvorna ut en vecka i efterskott vilket gör att alla aktörer historiskt kan få en bild av budgivningen. Kurvorna förändras i allmänhet inte i någon större omfattning mellan enskilda veckor, vilket gör att aktörerna ändå har en generell bild av hur det ser ut. Den viktigaste transparensen på elbörsen är informationsplikten.

Slutsatsen är att dagens system med en anonym budgivning bäst gagnar en effektiv prisbildning.

15 Slutsatser

15.1 Nord Pools fysiska marknad och konkurrensen på elmarknaden

Nord Pool spelar en viktig roll för konkurrensen på elmarknaden genom den prissättning som sker på spotmarknaden och genom de regler kring informationsplikt som aktörerna på Nord Pool måste följa. Det finns totalt över 250 aktörer på spotmarknaden, och de flesta aktörerna anser att handeln på Nord Pool är lättillgänglig och att transparensen är god jämfört med andra elbörser.

Vissa aktörer anser dock att prissättningen på spotmarknaden hämmas av att en ansevärd volym handlas genom bilaterala kontrakt, och därmed inte prissätts på börsen? I debatten har det förekommit förslag om att all fysisk handel bör gå över börsen. Att tvinga in all handel på börsen ses som önskvärdt av vissa aktörer. Det är dock inte en lämplig åtgärd, då det skulle innebära en inskränkning av den avreglerade marknaden.

Prisbildningen på Nord Pool effektiviseras ytterligare om fler aktörer var direktaktörer på Nord Pool. Om större elkonsumenter, till exempel elintensiv industri, går in och lägger mer elastiska efterfrågebud skulle det leda till en ökad priselasticitet och en bättre fungerande prisbildning.

Även om det är önskvärdt att en större del av kraften handlas över börsen, innebär det inte att prisbildningen fungerar dåligt i dagsläget. Den allmänna uppfattningen bland marknadsaktörer är att spotmarknaden på Nord Pool fungerar bra. Eftersom priset bestäms av köp- och säljintresset på marginalen, är det viktigt att det är med och bildar marknadspriset. Det är möjligt att ha en fullt korrekt prissättning på börsen, trots att en stor andel av kraften handlas bilateralt, så länge betalningsviljan på marginalen finns representerat i budgivningen. Jämfört med andra el- och råvarumarknader är omsättningen på Nord Pools fysiska marknad mycket hög.

Clearingavgifter och hanteringen av säkerheter på Nord Pool är viktiga faktorer som begränsar volymerna på Nord Pool. Trots att Nord Pool har genomfört förändringar i säkerhetskraven är konstruktionen av dessa fortfarande ett problem för många mindre aktörer. Det påverkar också nyetableringen på elmarknaden negativt. En åtgärd skulle vara att se över möjligheterna att samordna säkerhetskraven mellan den fysiska och finansiella marknaden, trots att de handlas i olika bolag. Nord Pool skulle även kunna vara mindre restriktiva med att godkänna olika former av säkerheter.

Även om själva elbörsen fungerar bra, anser många aktörer att konkurrensen på elmarknaden inte är tillfredställande. Det beror i första hand på den marknadskoncentration som skett efter avregleringen, vilket har lett till att det är några få stora kraftbolag som dominerar den nordiska elmarknaden, både i produktions- och försäljningsledet. För att minska maktkoncentrationen skulle konkurrenslagstiftningen kunna behöva skärpas.

15.2 Finansiella marknaden

Generellt sett är likviditeten god på de finansiella marknaderna. I storleksordningen en tredjedel av de finansiella kontrakten handlas via börsen, medan resten handlas bilateralt. Av hela den finansiella handeln clearas uppskattningsvis 80–90 procent genom Nord Pool.

Anledningarna till att en så stor del av den finansiella handeln sker bilateralt är flera. Aktörerna kan dels vilja undvika Nord Pools handels- och clearingavgift, dels vill de handla produkter som inte Nord Pool erbjuder, som till exempel STOSEK-kontrakt. Genom handel via mäklare fås även en service och en kunskap om marknadsläget som många tycker är värdefull.

Debatten har förts om hur likviditeten skall förbättras på Nord pool. En stor handel över börsen är önskvärd, eftersom det förbättrar marknadens funktion. En åtgärd som skulle kunna öka handeln över börsen är att Nord Pool erbjuder CfD:s över längre tidsperioder, så att aktörernas intresse av bilaterala STOSEK-kontrakt minskar. Det finns dock inget som talar för att likviditeten skulle förbättras av att några mindre likvida produkter tas bort. Det förändrar inte efterfrågan i de säsongs- och årskontrakt som det handlas mest i idag. Istället skulle Nord Pool kunna knyta till sig Market Makers, som garanterar likviditeten i produkterna. En sådan lösning är dock kostsam, och nyttan måste noggrant vägas mot kostnaden.

Konkurrens i clearingverksamheten skulle helt säkert vara gynnsamt för elmarknaden. I Europa finns exempel på bankkonsortium som agerar som clearinghus, vilket kan pressa kostnaden för clearing och underlätta handeln.

Förutom en ytterligare översyn över säkerhetskraven är det svårt att peka på specifika åtgärder som bör genomföras för ökad finansiell handel. Har aktörerna förtroende för marknaden ökar också handeln och därmed även likviditeten.

15.3 Överföringsförbindelsernas betydelse

Begränsningar i överföringskapaciteten leder till en uppdelning av marknaden i prisområden, vilket generellt sett leder till mindre konkurrens, genom att antalet aktörer minskar och de kvarvarande får större marknadsandelar. Samtliga aktörer som intervjuats har lyft fram betydelsen av en gemensam nordisk elmarknad, där för-

utsättningar så långt möjligt är harmoniserade. Det kommer dock aldrig att vara möjligt, än mindre ekonomiskt försvarbart, att bygga ut nätet för att klara överföringsbehovet i alla situationer och därmed undvika flaskhalsar.

De prisområdesdifferenser som uppstår på grund av begränsningar i överföringsförbindelserna påverkar också den finansiella marknadens likviditet negativt. Det är därför en prioriterad fråga att försöka överbrygga dessa begränsningar.

Det går inte att peka ut en enskild åtgärd för att minska effekten av prisområden, utan det behövs flera samverkande insatser såsom;

- Utbyggnad av överföringskapaciteten för att minska de strukturella flaskhalsarna i systemet, i första hand de snitt som pekats ut som prioriterade av de systemansvariga i Norden.
- Optimering av utnyttjandet av befintlig överföringskapaciteten för att minska onödig uppdelning i prisområden, till exempel utökad handel på Elbas, genom att västra Danmark ansluter sig till Elbas.
- Utökad mothandel i Norden. En hantering som dock innebär stora kostnader för systemoperatörerna, vilka kommer att föras över till marknaden i form av ökade avgifter för utnyttjandet av stamnätet. Det är därför inte lämpligt att enbart genom utökad mothandel eliminera effekterna av uppdelning i prisområden i Norden.
- En utbyggnad av produktionskapaciteten i underskottsområden. För detta krävs dock stabila förutsättningar på elmarknaden och en mer långsiktig energipolitik än den som förs idag

15.4 Prisutvecklingen på spotmarknaden 2002 och 2003

Analyserna av prisutvecklingen på Nord Pool under vintern 2002/2003 visar att det finns naturliga förklaringar till den prisutvecklingen som varit.

Analyserna visar att den anmärkningsvärda prisökning som skedde under veckorna 48 till 50, inte fullt ut kan förklaras utifrån de fundamentala produktionskostnaderna för prissättande produktionsslag. Det som hände under vecka 49 var att vattenkraftproducenterna började värdera vattnet utifrån förväntningar om att

dyrare produktionslag skulle komma in i systemet nästkommande vecka, och därmed i förtid budade in på en högre prisnivå.

Utvecklingen under vintern 2002/2003 visar på att betydande efterfrågeanpassningar kan komma till stånd vid höga prisnivåer. Den påtagliga risken för energibrist i Norge dessa veckor var en bidragande faktor till att den norska elanvändningen minskade märkbart. När Sverige, precis som Norge, inför ett system med tätare avläsningar och debitering efter faktisk förbrukning är det troligt att fler efterfrågeanpassningar skulle komma till stånd här. Det skulle vara gynnsamt för prissättningen under höglastperioder.

De höga prisnivåerna på spotmarknaden medförde att Nord Pools säkerhetskrav höjdes drastiskt och upplevdes som ett problem för både köpare och säljare. Köparna tvingades ha sju gånger så stora säkerheter i januari 2003 jämfört med juni 2003. Utifrån de diskussioner med marknadens aktörer som genomförts görs bedömningen att kraven på separata säkerheter för fysisk och finansiell handel utgör ett hinder för nya aktörer på spotmarknaden.

15.5 Förekommer prismanipulation?

En av de viktigaste reglerna för de som handlar på Nord Pool är informationsplikten, vilken säger att alla aktörer som handlar på börsen ska ha samma marknadsinformation. Förändrade förutsättningar annonseras kontinuerligt på Nord Pool hemsida. Alla avvikande marknadsrörelser granskas av Nord Pools marknadsövervakning.

Något fall av prismanipulation som bryter mot regler eller gällande lagstiftning har inte påvisats sedan den svenska elmarknaden avreglerades 1996. Vid intervjuer som genomförts med marknadens aktörer vill heller ingen göra gällande att medveten prismanipulation skulle förekomma. Dock framförs farhågor om att den marknadskoncentration som skett sedan avregleringen skapar förutsättningar för möjligt missbruk av dominerande ställning samt kunskapsöverföring mellan konkurrerande företag genom gemensamt ägda kraftverk. Förtroendet för Nord Pool som börs är dock stort hos alla aktörer. Det sker en effektiv prisbildning på spotmarknaden och marknadsövervakningen anses fungera tillfredställande. Merparten av aktörerna anser att Nord Pool är också

en öppen och lättillgänglig börs sett ur ett internationellt perspektiv.

Det finns ingenting som tyder på att handeln på Nord Pool skulle påverkas negativt av de misstänkta fall av marknadsmanipulation som utreds. För att behålla förtroendet för elbörsen är det viktigt att misstänkta fall av marknadsmanipulation verkligen utreds. I de flesta fall har så skett, men i ett aktuellt fall som lämnades till ekobrottsmyndigheten i Norge utreddes dock inte fallet, enligt uppgift på grund av bristande resurser och kompetens. Att berörda myndigheter, åklagare och polis har för dålig kännedom om elmarknaden skulle kunna vara ett problem.

15.6 Alternativ handelsteknik

15.6.1 Marginal- eller medelprissättning?

Enligt nationalekonomisk teori är det marginalkostnadsprissättning som ger störst effektivitet på en marknad. Invändningarna mot metoden är att den kan leda till övervinster för de producenter som har en stor andel elproduktion från kraftslag med låg rörlig marginalkostnad. Även om systemet kan ge höga prisnivåer under enskilda tidsperioder, är det den metod som ger störst effektivitet och konkurrens och därmed lägst kostnader på lång sikt. Andra metoder, som medelprissättning, har flera nackdelar och är heller inte förenlig med en fri marknad, oavsett om handeln sker via en börs eller bilateralt.

15.6.2 Ägande av elbörsen

Rent principiellt bör en marknadsplats ägas av marknadsaktörer. Det ger tydliga incitament för att skapa bättre förutsättningar för marknadsaktörer och en effektiv handel. Dagens ägare i form av systemoperatörerna i de olika nordiska länderna anses dock vara stabila, vilket har varit av betydelse för förtroendet vid uppbyggandet av börsen.

15.6.3 Behov av att öppna budgivningen?

Informationsplikten är den viktigaste faktorn för transparensen på elbörsen. För att öka transparensen ytterligare skulle ett alternativ kunna vara att hålla den dagliga budgivningen på spotmarknaden öppen. Det finns dock nackdelar med ett sådant förfarande. En öppen budgivning skulle kunna leda till mer spekulativa bud utifrån de prisindikationer som ges och att risken för prismanipulation ökar. Slutsatsen är att dagens system med en anonym och sluten budgivning bäst gagnar en effektiv prisbildning.

15.7 Nordiska elhandeln ur ett europeiskt perspektiv

På Nord Pool finns strikta regler om informationsplikt medan det inte finns motsvarande krav på kontinenten. Marknadsinformation och meddelanden om avställningar, efterfrågan, flaskhalsar samt andra typer av incidenter fördröjs ofta. Det gör att börserna på kontinenten inte uppvisar samma transparens och effektiva prisbildning som Nord Pool.

16 Referenser

Följande personer har bidragit till genomförande av uppdraget genom att lämna sina synpunkter på elmarknadens och Nord Pools funktion:

AGA, Fredrik Kopp
Dala Kraft, Per Möller
Dala Kraft, Per Eriksson
Dala Kraft, Mikael Ringer
Elsam Kraft A/S, Jesper Saaby Kildegaard
Energy E2, Lars Bruun
Finansinspektionen, Jan Gren
Finergy, Harry Viheriavaara
Fortum, Finland, Jukka Toivonen
Fortum Markets, Mats Persson
Göteborgs Universitet, Lennart Hjalmarsson
Holmen Kraft, Åke Eklöf
Kema Nord Kraft AB, Per Widmark

Konkurrensverket, Stig-Arne Ankner
Kraftaktörerna, Tommy Karlsson
Kredittillsynet, Eirik Bunaes
Kredittillsynet, Geir Holen
Kubal, Anders Nilsson
Lunds Energi, Tomas Parker
Markedkraft, Stockholm, Torkil Mogstad
Nord Pool, Urban Hammarstedt
Nord Pool, Rickard Nilsson
Nord Pool, Kristian Svensson
Nord Pool Market Surveillance, Hans Randen
Nordea, Niklas Johansson
Outokumpu, Finland, Miko Rintamäki
Outokumpu, Sverige, Göran Gustavsson
Skelleftekraft, Jan Strömbergsson
Statkraft, Jørgen Kildahl
Statkraft, Nils Sellvik
Stora Enso, Anders Heldemar
Svensk Energi, Karima Björk
Svensk Energi, Per-Olof Granström
Svenska Kraftnät, Cecilia Hellner
Svenska Kraftnät, Karl-Axel Karlsson
Svenska Kraftnät, Bo Kranz
Svenska Kraftnät, Christina Simon
Sydkraft Energy Trading, Jonas Abrahamsson
Vattenfall, Stefan Brolin
Vattenfall, Mikael Nordström
Vattenfall, Per Söderlund
Öresundskraft, Rickard Sandström
Östkraft, Jonas Persson

ABB Financial Consulting, 2001
Utredning av konkurrensen på elmarknaden

Commission of the European Communities; Article 6(1)(b)
NON-Opposition, dated 30/10/2003, Case No COMP/M.3268 –
Sydkraft/Gräninge,
*Notification of 29.09.2003 pursuant to Article 4 of Council Regula-
tion No 4064/89*
Regulation (EEC) No 4064/89 Merger Procedure

ECON Analysis AB, rapport nr 2004-020, på uppdrag av Näringsdepartementet
Utsläppsrätter och elhandel

Elforsk, Lena Börgesson, Gerhard Doorman, Peter Fritz och Lennart Larsson, Elforsk rapport 04:18, april 2004
Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek. En förstudie för Elforsk Market Design

Elforsk, Lars Bergman och Eirik S Amundsen, Elforsk rapport 2004:10
Hur bör elhandeln organiseras? En analys av den svenska elmarknadens regelverk

Elkonkurrensutredningen, 2002
Förutsättningar för balansansvariga - Arbetsgruppsrapport

Elkonkurrensutredningen; SOU 2002:7, slutbetänkande
Konkurrensen på elmarknaden

Financial Market – Clearing Client – in Sweden

Konkurrensverket, rapportserie 2002:4
Konkurrensen i Sverige 2002

Kraftaffärer nr 15, 2003

Nationalencyklopedin

Nordel, maj 2003
Nordic model for balance pricing and settlement

Nordel, Årsberetning 2003

Nordel, maj 2002
Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel på den nordiska marknaden

Nordel, 2002
Nordisk Systemutvecklingsplan 2002

Nord Pool ASA; Annual Report 2003

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, November 2003
Derivatives Trade at nord Pool's Financial Marke

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, 15th April, 2003
Options

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, Summer 2003
The Nordic Power Exchange Nord Pool and the Nordic Model for a Liberalised Power Market

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, 15th January, 2003
The Nordic Spot Market, The world's first international spot power exchange

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, 15th January, 2003
The Nordic Power Market, Electricity Power Exchange across National Borders

Nord Pool ASA; Market Conduct Rules, 15th January, 2003
Clearing Services Offered by Nord Pool Clearing

ÅF-Energikonsult AB, 2002
Barsebäck 2 – Underlag för prövning om stängning.

Pohjolan Voima; Annual Report 2003

Telge Energi AB, Högbom Söderström, Rapport maj 2003
Utredning om den nordiska elbörsen

Statens energimyndighet, ER 7:2004
Torrår – Utvecklingen på elmarknaden – några iakttagelser från åren 2002 och 2003

Statens energimyndighet; ER 25:2003
Små och medelstora aktörers syn på Nord Pool som marknadsplats

Statens energimyndighet, Energimarknad 2004
El, gas, fjärrvärme

Statens energimyndighet; ER 17:2003

Rapport - Elmarknadsrapport 2003:1 – Säkerhetskrav vid handel på Nord Pool

Svensk Energi, Elåret 2003

Bilaga 1**Sollentuna Energis effekttariff**

Den 1 januari 2001 införde Sollentuna Energi som första nätbolag en lastkomponent i nättariffen, en så kallan effekttariff, för hushållskunder. Huvudsyftet med effekttariffen var att göra hushållskunderna medvetna om effektproblemen och att förändra sitt sätt uttag av effekt. Det långsiktiga målet för Sollentuna Energi var sänka effektbehovet i hela nätområdet. Effekttariffen förutsätter mätare som klarar att fånga upp topp effekter. Sollentuna Energi har därför installerat i fjärravläst mätsystem för timmätning i nätområdet.

Sollentunas nättariff består av två delar, en grundavgift och en effektagift. Effekttariffen beräknas utifrån medelvärdet av tre högsta timvärdena under en månad. Medelvärdet multipliceras med en konstant, som ansätts två olika värden under året, 24 kronor per kWh från april till oktober och 48 kronor per kWh från november till mars.

I en utvärdering av effekttariffen, genomförd av Lunds Universitet och Lunds Tekniska högskola, görs bedömningen att effekttariffen inte har haft den effekt som Sollentuna Energi önskat. Kundens elförbrukningsmönster har inte förändrats nämnvärt och det maximala effektbehovet sänktes endast hos ett fåtal kunder. Det högsta effektuttaget var istället högre 2001 än 2000. Det kan dock förklaras med att år 2001, då utvärderingen genomfördes, var betydligt kallare än 2000. Slutsatsen av detta är att förändringar i klimatet har större påverkan på elförbrukningen än de ekonomiska fördelarna av effekttariffen vid förändrat effektuttag. En positiv effekt var dock att effektuttaget utjämnades hos några av elkunderna. Utjämnningen var dock inte i sådan omfattning att den nämnvärt påverkade företagets effektbehov. Tariffens utformning ledde till att kostnaderna för elkunderna sänktes påtagligt under sommarperioden, vilket bedöms medföra att kunderna fått utrymme att förbruka mer el under vinterperioden och ändå få lägre årskostnader. Slutsatsen i utvärderingen är att effekttariffen inte utformats på sådant sätt att den motiverar kunder med högt effektbehov att förändra sitt uttagsmönster.

Då effekttariffen inte har haft några påtagliga förändringar i effektuttag hos elkunderna bedöms inte effekttariffen vara av intresse för utredningen.

Bilaga 2**Fabricius elmarknadsmodell**

El är en helt igenom homogen produkt. Därför bör alla kunder betala samma pris baserat på ett standardkontrakt, enligt Fabricius. Elpriset som kunderna möter bör vara spotpris med påslag för distributions- och administrativa omkostnader. Elhandlarna utgör ett onödigt och fördyrande mellanled. Dessa kan avskaffas enligt modellen. I stället bör nätföretagen sköta all försäljning av el inom respektive distributionsområde. Nätföretagen skulle även vara balansansvariga. Säljbuden läggs av producenterna medan köpbuden baseras på en förbrukningsprognos som läggs centralt, exempelvis av Svenska Kraftnät.

Förslaget innebär delvis en återgång till en tidigare ordning där elförsäljning och distribution sköts av samma företag samt att kunderna inte har möjlighet att välja elleverantör. Förslaget bygger också på att timvis elmätning finns tillgänglig för alla konsumenter och att alla konsumenter också har kännedom om elpriset i varje ögonblick. Enligt förslaget kan rådande spotpris rapporteras till konsument via exempelvis FM-bandet.

Effektiviserar Fabricius modell råkraftmarknaden och Nord Pools funktion?

Genom att kunderna inte kan välja leverantör försvinner en stor del av konkurrensen på elmarknaden.

Alla kunder kommer att exponeras för en prisrisk eftersom de betalar Nord Pools spotpris. Alla kan prissäkra sig på annan väg, men det innebär i praktiken att den funktion elhandlarna har idag, det vill säga levererar prissäkrad el till sina kunder, delvis tas över av finansiella mäklare eller försäkringsbolag. Det är inte säkert att det i förlängningen leder till totalt sett lägre elpriser och nöjdare el-kunder. Det kommer inte heller att förenkla elupphandling ur slutkundernas perspektiv. Redan idag tycker många att elräkningen är svår att tyda och att det är krångligt att byta elleverantör. Även industrin väljer idag i stor utsträckning att upphandla prissäkrad el idag, genom bilaterala kontrakt.

Köpbuden läggs på Nord Pool centralt baserat på förbrukningsprognoser från en central aktör, enligt förslaget. Säljbuden läggs som nu av producenterna. Problemet är att många av de större kraftaktörerna även äger nätbolag. Idag finns farhågor om att de större kraftproducenterna har möjlighet att utöva marknads-makt vilket undergräver deras förtroende. Om det enligt Fabricius modell blir så att kunderna är hänvisade till det nätbolag de är uppkopplade till, och att det är nätbolaget som direkt eller indirekt, lägger bud på börsen för kundens räkning, samtidigt som säljbudet läggs av samma koncern, fast då från producentens sida, förbättrar inte det förtroendet för elmarknaden. En invändning kan vara att kraftproducenterna idag även äger elhandelsföretag i stor utsträckning. Dock har kunderna möjlighet att byta elbolag, vilket är en frihetsgrad som är nog så viktig för förtroendet för elmarknaden.

Enligt EU:s elmarknadsdirektiv (96/92/EG) ska handel med el och nätverksamhet skiljas åt i två separata bolag. Fabricius förslag strider därmed mot gällande lagstiftning.

Vid genomförda intervjuer med marknadens aktörer är det flera som anser att det är intressant med nya idéer och en debatt kring hur elhandel kan bedrivas. Det är dock ingen av de intervjuade som tycker att Fabricius förslag bör genomföras. Många anser att den inte fyller någon kompletterande funktion utan att den snarare leder tillbaka till de förhållanden som rådde innan elmarknaden avreglerades.

Rapport 2

Förändringarna i ägarstrukturerna på
den svenska elmarknaden

2004-06-29

Av Öhrlings PricewaterhouseCoopers

Innehåll

1	Inledning.....	165
2	Bakgrund	167
3	Nya elförsäljare på marknaden.....	177
4	Produktion.....	186
5	Strukturförändringar – Företagens motiv till förvärv/försäljning.....	195
6	Strukturförändringarnas påverkan på konsumenten	201
7	Hinder för elförsäljare	211
8	Hinder för elproduktion.....	221
9	Vertikalt integrerade bolag.....	226
10	Nordiskt och europeiskt perspektiv.....	235
	Bilaga 1 – Enkätundersökning	255

1 Inledning

Uppdraget

El- och gasmarknadsutredningen har givit Öhrlings PricewaterhouseCoopers (ÖPwC) i uppdrag att kartlägga olika strukturförändringar på svensk elmarknad samt översiktligt belysa vissa av dessa frågor i ett nordiskt och europeiskt perspektiv. Syftet med utredningen är att utgöra underlag för El- och gasmarknadsutredningens överväganden. Följande frågor ska besvaras:

- Vilka aktörer har kommit in på elmarknaden samt i vilken omfattning är de fortfarande verksamma?
- Vilka motiv finns det för inträde och utträde från marknaden samt vilken effekt har utträdet haft på konsumenterna?
- Vilka motiv för strukturförändringarna anger företagen samt finns det ytterligare syften och utvecklingstendenser?
- Vilka formella och informella hinder på kort och lång sikt möter de potentiella aktörerna inom elhandel och elproduktion?
- Vilka hinder möter befintliga aktörer vid expansion av befintliga verksamheter eller etablering av nya? (Vad avser elproduktion kommer fokus att ligga på vindkraft och kraftvärmeverk)?
- Hur ser möjligheterna ut för företag att etablera konkurrenskraftiga verksamheter inom dessa områden på kort och medellång sikt?
- Vilka typer av elproduktion får tillstånd att etablera sig idag samt hur påverkar detta konkurrenssituationen?
- Vilka fördelar respektive nackdelar finns det ur konkurrenssynpunkt med vertikalt integrerade företag på elmarknaden? (Inkl. företag som förutom el även har verksamhet som naturgas m.m.)
- Hur ser ovanstående frågor ut i ett nordiskt och i ett europeiskt perspektiv?
 - Hur har den tilltagande internationaliseringen av elmarknaden påverkat ägarförhållandena på den svenska elmarknaden?

- Hur ser ägarbilden ut i företag som verkar på den svenska elmarknaden eller på de marknader som ligger nära den svenska/nordiska marknaden?
- Vilka av dessa företag är verksamma på den svenska marknaden t.ex. Statkraft, Fortum, Sydkraft/E.ON och Vattenfall m.fl.?
- Hur har strukturförändringarna påverkat konkurrensen sett från konsumenternas perspektiv? Har konsumenternas benägenhet att agera på marknaden påverkats av de aktuella strukturförändringarna?

Metod och avgränsningar

Metod

Till grund för undersökningen ligger:

- intervjuer med kommunala företrädare och företrädare för bolag som förvärvat elhandelsverksamheter.
- uppgifter från databaser angående genomförda transaktioner m.m.
- befintliga utredningar såsom Energimyndighetens rapport angående "Konsumenten i centrum eller i kläm", "Torrår", "Elmarknaden 2003", "Energiläget 2003" samt "Utvärdering av nuvarande lagar, författningar och administrativa förfaranden för att identifiera hinder för uppförande av produktionsanläggningar för produktion av el från förnybara energikällor".
- offentligt material från Montel, Svenska Kraftnät, Svensk Energi, Energimyndigheten, Svensk Fjärrvärme, Vindkraftbranschen Nord Pool, EU och EURELECTRIC.
- energibolagens årsredovisningar samt information från deras hemsidor.
- enkätundersökning med 300 telefonintervjuer. Syftet med enkätundersökningen var att inhämta uppgifter direkt från konsumenterna. Undersökningen redovisas i bilaga 1.

Avgränsningar

- Arbetet baseras på information som inhämtas dels från berörda bolag, dels från publika källor. Vidare baseras arbetet på de förutsättningar som identifierats och som rimligen kunde förutses vid uppdragstillfället.
- ÖÖPwC har inom ramen för detta uppdrag inte utfört någon granskning av riktigheten i offentligt tillgängligt material, uppgifter lämnade i samband med intervjuerna eller övrigt underlag. Analysen baseras därför på antagande om att dessa är korrekta. ÖÖPwC kan inte och tar inte ansvar för underlagets riktighet eller t ex ofullständigheter i underlaget, och ej heller konsekvenser av detta.
- Vi vill understryka att analysen inte är en exakt vetenskap utan har inslag av subjektiv bedömning, vilket innebär att det kan finnas andra parter som inte instämmer i de slutsatser som presenteras i denna rapport.
- Denna rapport har framtagits för det syfte som redovisats ovan och kan eller får följaktligen inte användas på annat sätt.

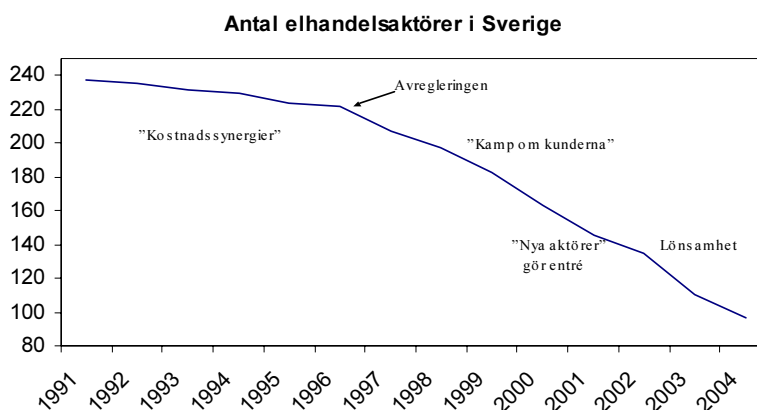
2 Bakgrund

Ökad koncentration och utländskt ägande av elhandelsbolag

Den svenska elmarknaden avreglerades år 1996. Avregleringen har inneburit stora förändringar när det gäller såväl antalet elhandelsbolag som ägandet av bolagen.

Utvecklingen de senaste 10 åren kan delas in i följande fyra perioder:

Före 1996	Effektivisering, kostnadssynergier
1996–1999	”Kamp om kunderna”
2000–2001	Nya aktörer etablerar sig
2002–2004	Fokus på lönsamhet



Effektivisering, kostnadssynergier (före 1996)

Inför avregleringen valde en del kommuner att sälja sina elverk, men aktiviteten var låg. Strukturomvandlingen drevs främst av strävan att uppnå kostnadssynergier.

”Kamp om kunderna” (1996–1999)

I och med avregleringen öppnades elnäten och kunderna fick möjlighet att välja elleverantör. För att understryka att näten öppnats föreskrevs att handel med el inte fick ske i det bolag som ägde elnätet. I princip kom varje eldistributör att starta ett elhandelsbolag.

Konkurrensen om kunderna hårdnade till följd av fallande elpriser och pressade marginaler. Många kommunalt ägda elhandelsbolag valde att samarbeta. Samarbetet fick formen av allianser genom att de olika bolagens kundstockar överfördes till gemensamt ägda nya bolag. Andra – framförallt mindre företag – träffade partnerskapsavtal med de stora kraftbolagen. Partnerskapsavtalen innebar att elhandelsbolagen blev återförsäljare. Utförsäljning av bolag ökade.

Schablonreformen för elmätning öppnade för konkurrens

Nya aktörer etablerar sig (2000–2001)

För att välja leverantör måste kunden till en början själv bekosta en mätare som gjorde det möjligt att inte bara mäta total förbrukning utan även förbrukning per timme. Priset för mätaren sattes till 2 500 kronor. Kunderna ansåg det inte värt priset och endast ett mycket begränsat antal av landets totalt 5 miljoner elkunder valde att byta leverantör.

För att få marknaden att fungera bättre slopades kravet på timmätare den 1 november 1999. I stället beslöts att elförbrukningens fördelning över tiden inom ett nätområde skulle fastställas efter en schablon. Beslutet fick namnet schablonreformen.

Efter schablonreformen har antalet kunder som bytt leverantör – eller omförhandlat tidigare avtal – ökat. Elhandelsbolagen började i stor utsträckning använda sig av den nordiska elbörsen (Nord Pool) för att anskaffa kraft, vilket gav dem tillgång till konkurrenskraftiga inköpspriser.

Schablonreformen medförde att aktörer från andra branscher etablerade sig som elförsäljare. Även utländska elförsäljare gjorde entré på den svenska marknaden.

Några av de befintliga aktörerna breddade produktutbudet till att omfatta bl.a. telefoni och bredbandsuppkoppling för att nå nya kunder. Andra försökte genom marknadsföringsåtgärder behålla befintliga kunder, bland annat erbjöd Jämtkraft kunder i det egna nätområdet särskilt fördelaktiga priser.

Fokus på lönsamhet (2002–2004)

Riskerna i elhandeln var till en början begränsade. Börspriserna var stabilt låga till följd av god tillgång till vattenkraft och milda vintar. Situationen ändrades vintern 2001/2002. En kort period av kyla medförde att förbrukningen i det svenska systemet närmade sig kapacitetstaket. Priserna i spotmarknaden drevs upp kraftigt, om än för en kortare period. För många av aktörerna stod det efter hand klart att handel med el är förenat med betydande risker. Flera av de som expanderat kraftigt fick problem med lönsamheten under 2002.

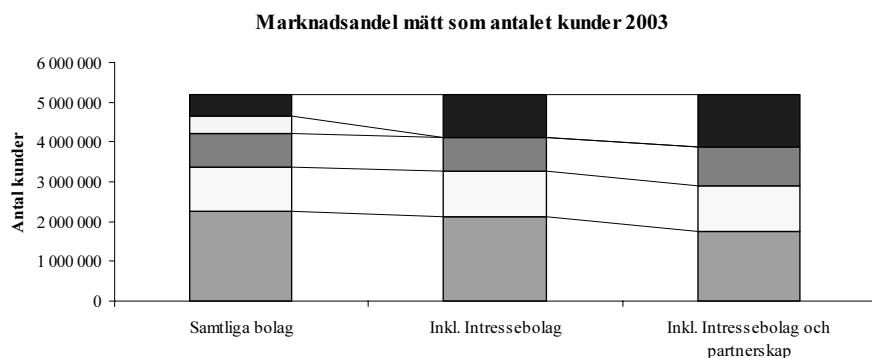
Problemen med stigande spotpriser återkom vintern 2002/2003. Priserna drevs efter en torr sommar och höst upp från

ca 20 öre/kWh till ca 70 öre/kWh mätt som månadsgenomsnitt. För att undvika förluster i elförsäljningen 2003 höjde flertalet elhandelbolag priset för att täcka såväl stigande spotpriser som riskkostnader.

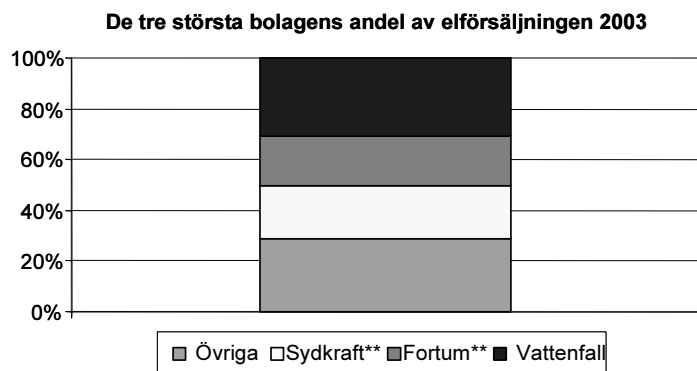
Från kamp om kunder till fokus på lönsamhet

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002-2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Strävan efter kostnadssynergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Riskminimering	Nya aktörer etablerar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar marknaden Ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer	Kraftbolag Kommunala elverk Allianser	Kraftbolag Kommunala elverk Allianser Olje- och bensin- bolag Expansiva kommu- nala bolag Andra etableringar Utländska aktörer	Kraftbolag Kommunala elverk Allianser Olje- och bensin- bolag Expansiva kommu- nala bolag Andra etableringar Utländska aktörer	Kraftbolag Kommunala elverk Allianser Olje- och bensin- bolag Expansiva kommu- nala bolag Andra etableringar Utländska aktörer

De "tre sfärernas" dominans ökar



Källa: ÖPwC analys.



Källa: ÖPwC analys.

** Försäljningsvolymerna för Sydkraft och Fortum inkluderar även leveranser till spotmarknaden, vilka dock bedöms vara av begränsande omfattning.

1996 hade de tre största bolagen – Vattenfall, Stockholm Energi och Sydkraft – 1,7 miljoner kunder motsvarande en marknadsandel på drygt 30 procent.

Idag har de tre största bolagen – Vattenfall, Sydkraft och Fortum – 2,5 miljoner kunder, motsvarande en marknadsandel på knappt 50 procent. Inräknas även de tre största bolagens intressebolag, såsom Plusenergi med flera, omfattar kundstocken närmare 3 miljoner kunder, motsvarande en marknadsandel på knappt 60 pro-

cent. Tas även hänsyn till bolag med vilka Vattenfall, Sydkraft och Fortum har partnerskapsavtal ökar marknadsandelen till ca 66 procent¹.

De tre största bolagen hade 2003 en elförsäljning på drygt 100 TWh², vilket motsvarade drygt 70 procent av elförbrukningen inom landet. Störst försäljning hade Vattenfall med 45 TWh.

Antalet elhandelsföretag minskar kraftigt

Förändring av ägarkategorier 1996–2004

	1996		2004	
	Antal	%	Antal	%
Privata bolag	32	14	16	16
Kommunala bolag	143	65	56	58
Föreningar	37	17	24	25
Statliga bolag	9	4	1	1
<i>Totalt</i>	<i>221</i>	<i>100</i>	<i>97</i>	<i>100</i>

Källa: Svenska Kraftnät och ÖÖPwC analys.

Förändring av storlekskategorier 1996–2004

	1996		2004	
	Antal	%	Antal	%
<10 000	111	50	49	51
10 001–50 000	93	42	34	35
50 001–100 000	10	5	4	4
>100 001	7	3	10	10
<i>Summa</i>	<i>221</i>	<i>100</i>	<i>97</i>	<i>100</i>

Källa: Svenska Kraftnät och ÖÖPwC analys.

¹ Beräkning av marknadsandel är osäker då uppgift om antalet kunder i flera fall saknas eller redovisas endast översiktligt. Detsamma gäller uppgifter om partnerskapsavtal.

² Försäljningsvolymerna för Sydkraft och Fortum inkluderar även leveranser till spotmarknaden, vilka dock bedöms vara av begränsande omfattning.

Det finns idag 97³ elhandelsbolag som säljer el till slutkunder. Det är en minskning med 124 bolag sedan 1996. Flertalet av bolagen är förhållandesvis små. Många har partnerskapsavtal med något av de tre stora kraftbolagen och säljer el till kunder inom ett begränsat område. Mindre än 20 bolag bearbetar aktivt kunder över hela landet.

Brutto är minskningen större än 124 bolag eftersom det tillkommit ett antal nya aktörer, t.ex. OKQ8, Preem, Kraft och Kultur m.fl. Några av de som tillkommit har hunnit försvinna, t.ex. Agrokraft, Statoil och Kraftkommission i Sverige.

Störst är Vattenfall följt av Sydkraft och Fortum. Vattenfall är helägt av svenska staten medan Sydkraft är ett dotterbolag till tyska E.ON. Till ägarna i Sydkraft räknas även kraftbolaget Statkraft, som äger knappt 45 procent av aktierna. Statkraft är ett av norska staten helägt bolag.

Fortum är ett i Finland börsnoterat företag, i vilket finska staten äger 60 procent av aktierna. Fortum bildades i slutet av 1990-talet genom att kraftbolaget Imatran Voima (IVO) gick samman med oljebolaget Neste, båda ägda av finska staten.

Främst bolag med 10 001–50 000 kunder har försvunnit

Av resterande elhandelsbolag ägs 56 bolag (58 procent) av kommuner medan 24 bolag (25 procent) ägs av distributionsföreningar. Endast 16 bolag har privata ägare. Några av de kommunalt ägda bolagen bedriver en omfattande energiverksamhet i vilken ingår även elproduktion och fjärrvärme. Det gäller t.ex. Göteborg Energi, Mälarenergi och Tekniska Verken i Linköping samt de mer utpräglade kraftbolagen Jämtkraft och Skellefteå Kraft.

Efter avregleringen år 1996 fanns det totalt 221 elhandelsbolag registrerade. Vattenfall bedrev försäljning genom Vattenfall Elförsäljning och 8 ytterligare bolag, bland annat Gotlands Elförsäljning. Härutöver fanns ett antal kraftbolag, som bedrev såväl nät- som elhandelsverksamhet. Några var kommunalt ägda som Stockholm Energi, Jämtkraft och Skellefteå Kraft.

³ På Svenska Kraftnäts förteckning över Ediel-aktörer i Sverige fanns i maj 2004 153 registrerade elleverantörer. Av dessa bedriver 97 aktiv försäljning av el till slutkund. I de fall flera bolag ingår i en koncern har koncernen räknats som ett elhandelsbolag. Bolag som upphört med verksamhet, men som fortfarande är registrerade har uteslutits.

Andra var börsnoterade eller ingick i noterade koncerner som Gullspång Kraft, Graninge samt Skandinaviska Elverk (SEV). Sydkraft, som var noterat, hade bland ägarna det nordtyska kraftbolaget Preussen Elektra, föregångare till E.ON, samt kommuner i framförallt Skåne.

Till de större kommunalt ägda energibolagen kunde även räknas Norrköping Energi, Örebro Energi och Uppsala Energi.

Det kommunala ägandet dominerade. Sammanlagt 143 av elhandelsbolagen (65 procent) ägdes av kommuner medan 37 bolag (17 procent) ägdes av eldistributionsföreningar. Det privata ägandet uppgick till 14 procent. Härefter ingick de ovannämnda noterade bolagen.

Det är främst bolag med 10 000–50 000 kunder som försvunnit. Av dessa återstår idag bara en tredjedel jämfört med 1996. En förklaring är att det är främst medelstora kommunala elverk som sålts ut under perioden. Köpare har varit de större kraftbolagen såsom Vattenfall, Sydkraft och Stockholm Energi/Birka samt Graninge. Kraftbolagen har samtidigt köpt andra kraftbolag t.ex. Sydkraft som under 2003 förvärvade Graninge.

Fortum ny stor aktör via förvärv

Förvärv

Vattenfall har efter avregleringen förvärvat sammanlagt 15 elhandelsföretag, varav i en del fall i form av koncerner i vilka ingått även elnät. Säljare har varit kommuner men även privata intressenter. Av större kommunala aktörer som Vattenfall förvärvat kan nämnas Uppsala Energi (2000). Vattenfall har genom förvärv tillförts drygt 300 000 kunder⁴.

Sydkraft har under samma tid förvärvat cirka 30 bolag direkt och indirekt via Graninge, som förvärvades år 2003. Av de större kommunala aktörerna förvärvade Sydkraft Örebro Energi år 1996 och Norrköping Energi år 2000. Förutom dessa rör det sig om mindre och medelstora kommunalt ägda företag. Genom förvärven har Sydkraft tillförts drygt 600 000 kunder⁴.

Gullspång Kraft köpte år 1996 SEV. Året därpå blev Gullspång dotterbolag till IVO. Ytterligare ett år senare lades Gullspång sam-

⁴ Antal kunder som företag förvärvat är beräknade utifrån antalet kunder som de uppköpta bolagen hade 1996.

man med Stockholm Energi till Birka Kraft, ägt av IVO och Stockholms kommun till lika delar. Fortum köpte i mars 2002 ut Stockholms kommun ur Birka, vars verksamhet i Sverige slagits samman med Fortums finska verksamhet.

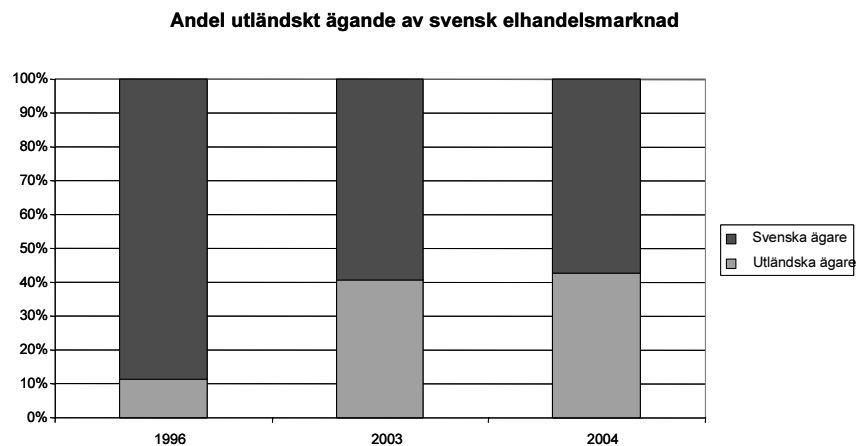
Sammantaget har de bolag som idag ingår i Fortum förvärvat ett 15-tal kommunalt ägda elhandelsföretag med knappt 200 000 kunder⁴. Förvärven har bland annat skett i Stockholmsområdet i form av Täby Energi, Lidingö Energi, Sigtuna Energi med elhandelsbolaget Brista Kraft, samt Ekerö Energi.

Även några av de större kommunala energibolagen har förvärvat bolag. Det rör sig om Göteborgs Energi, Lunds Energi, Öresundskraft, Tekniska Verken i Linköping/Östkraft samt Skellefteå Kraft. Tillsammans har dessa förvärvat ett 20-tal bolag med totalt ca 300 000 kunder⁴.

Öresundskraft, som tillhör ett av de mer expansiva elhandelsföretagen, har framförallt vuxit genom förvärv av kundstockar. Drygt 100 000 kunder har sålunda förvärvats genom köp av Statoil och Fjordkraft, två aktörer som gjorde entré efter schablonreformen.

Ett antal bolag har vuxit organsikt. Detta gäller bl.a. Telge Energi, vars kundstock ökat med över 100.000 kunder till totalt 160.000 kunder. Även Kraft och Kultur samt Storuman Energi har expanderat på liknande sätt.

Ökad utländsk ägandet av elhandelsbolag



Källa: ÖPwC analys.

Graninges kundstock ingår i sin helhet i Sydkraft 2004 och med 50 procent 2003, då bolaget förvärvades av Sydkraft under andra hälften av 2003.

I dag köper drygt 40 procent av landets kunder el från bolag med ett utländskt ägande. Det ska jämföras med 10 procent år 1996.

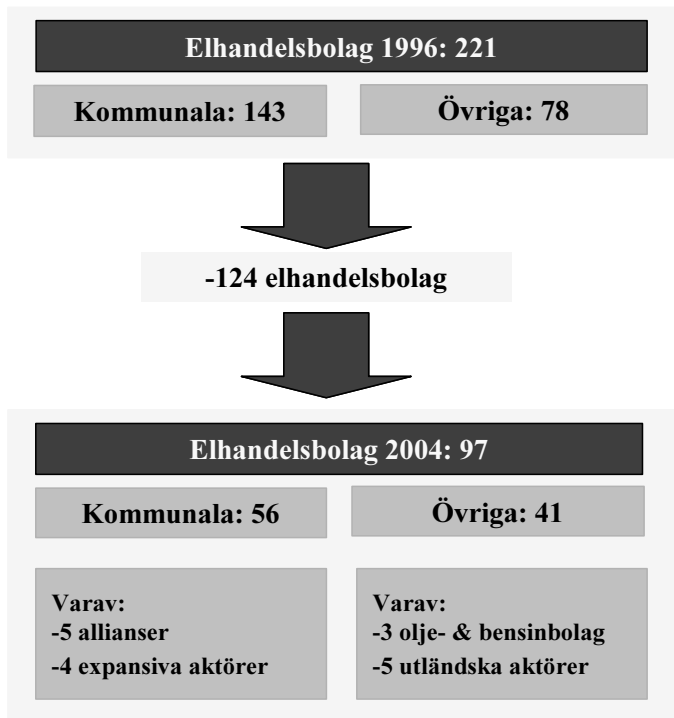
Sydkraft är idag i sin helhet ett utlandsägt företag. Vidare har Fortum blivit ensam ägare till Birka.

Utöver Sydkraft och Fortum har ett antal mindre elhandelsbolag utländska ägare. Det rör sig om Kraft och Kultur, Elkraft Sverige, Energibolaget i Sverige samt Storuman Energi. Även olje- och bensinbolagen Preem och Hydro har utländska ägare.

3 Nya elförsäljare på marknaden

- Vilka aktörer har kommit in på elmarknaden samt i vilken omfattning är de fortfarande verksamma?

Elhandelsbolagens utveckling 1999–2004



Nya aktörer

Vid sidan av kraftbolagen och de kommunala elverken växte ett antal ”nygamla” och ”nya” aktörer fram:

- Kommunalt ägda elförsäljare som gått samman och bildat allianser
- Expansiva kommunalt ägda elförsäljare
- Oljebolag

- Andra etableringar, dvs. aktörer utan tidigare anknytning till branschen
- Utländska aktörer med inriktning mot enbart elhandel

Fem allianser har 9 procent av marknaden

Avregleringen medförde att ett stort antal små elhandelsbolag bildades. I syfte att fördela inte minst marknadsföringskostnaderna på större volymer gick kommunalt ägda bolag samman och bildade gemensamt ägda elhandelsbolag. Ägandet blev ofta proportionellt mot antalet tillskjutna kunder, vilket gjorde att bolagen fick karaktären av allianser.

I slutet av år 1999 fanns 16 allianser med ett femtiotal ägare. Allianserna hade totalt ca 800 000 kunder, motsvarande en marknadsandel på 15 procent.

Bruttomarginalerna för allianserna var efter avregleringen goda, då dessa som regel hade ett stort antal tillsvidarekunder. Schablonreformen medförde ökad priskonkurrens och försämrade marginaler. Några av allianserna t.ex. Gestrikekraft och Kinnekulle blev uppköpta av kraftbolag. I andra fall blev ägarna själva uppköpta, t.ex. Smålands Energiförsäljning. Det förekom även att kommunerna sålde ut verksamheter på grund av dålig lönsamhet som i fallet Brukskraft.

Idag finns fem allianser kvar med cirka 450 000 kunder. Till de större räknas Dalakraft och Östkraft. Dalakraft ägs av eldistributörer i Dalarna medan Östkraft ägs av bland annat Tekniska Verken i Linköping, Växjö Energi och Borgholms Energi.

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002-2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Strävan efter kostnadssynergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Utökat produkt- sortiment Risk minimering	Nya aktörer etable- rar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om, risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer		7H Kraft Billinge Energi Brista Kraft Blekinge Energi Brukskraft Dala Kraft Kinnekulle Fyrfasen Fyrstad Kraft KREAB Energi Gestrikekraft Höglands Energi KraftAktörerna KREAB Energi Smålands Energi- försäljning Västringen Energi Östkraft	Billinge Energi Brukskraft Dala Kraft Kinnekulle Fyrfasen Fyrstad Kraft Höglands Energi KraftAktörerna KREAB Energi Smålands Energi- försäljning Västringen Energi Östkraft	Dala Kraft Fyrfasen Höglands Energi KraftAktörerna Östkraft

Fyra kommunalt ägda bolag har 13 procent av marknaden

Ett antal kommunala bolag började efter avregleringen att bearbeta kunder utanför det egna nätområdet. Telge Energi lyckades snabbt bygga upp en relativt stor kundstock. Även en så liten aktör som Nora Energi gjorde sig känd över hela landet som leverantör av el. Bolaget etablerade tidigt samarbete med Villaägarnas Riksförbund.

De flesta av bolagen har vuxit organiskt genom kampanjer riktade till kunder i andra nät. Några har emellertid vuxit genom förvärv av andra elhandelsbolag. Öresundskraft har idag över

200 000 kunder efter förvärv av elhandeln i Statoil, Fjordkraft, Västringen samt Brukskraft. De två senare bolagen har förvärvats tillsammans med det norska bolaget Tindra, som i sin tur ägs av Hafslund AS. Även Elbolaget i Norden, numera namnändrat till Lunds Energi, har vuxit genom förvärv. Under 2004 har bolaget även gått samman med Ringsjö Energi.

Idag återstår Telge Energi, Öresundskraft, Mälarenergi samt Lunds Energi, vilka samtliga bedriver en rikstäckande verksamhet. De fyra bolagen har tillsammans 670 000 kunder⁵ motsvarande en marknadsandel på 13 procent, en ökning med närmare 400 000 kunder jämfört med år 1996.

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002-2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Strävan efter kost- nadssynergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Utökat produkt- sortiment Risk minimering	Nya aktörer etablerar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer	Borås Energi C4 Energi Elbolaget i Norden Norrköping Energi Nora Energi Ringsjö Energi Telge Energi VästeråsEnergi /Mälarenergi	Borås Energi C4 Energi Elbolaget i Norden Mälarenergi Nora Energi Norrköping Energi Ringsjö Energi Telge Energi Öresundskraft	Borås Energi Elbolaget i Norden Mälarenergi Nora Energi Ringsjö Energi Telge Energi Öresundskraft	Telge Energi Mälarenergi Lunds Energi /Elbolaget i Norden/Ringsjö Öresundskraft

De bolag som försvunnit har blivit uppköpta, i några fall efter att ha redovisat betydande förluster (Borås Energi, C4 Energi och Nora Energi).

⁵ Varav Telge Energi 160 000 kunder, Öresundskraft 220 000 kunder, Mälarenergi 130 000 kunder samt Lunds Energi 160 000 kunder.

Svårt för oljebolagen att etablera sig som elförsäljare

Flera olje- och bensinbolag såg elförsäljning som ett naturligt komplement till de traditionella produkterna. Genom att utnyttja sina starka varumärken och etablerade kundrelationer räknade bolagen med att snabbt nå stora volymer och därmed kostnadsfördelar.

Fem bolag etablerade sig på den svenska elmarknaden. Statoil, Preem, OKQ8 samt Norsk Hydro inriktade sig i första hand på massmarknaden medan Shell valde att prioritera företagsmarknaden.

Statoil och Norsk Hydro bedrev elhandel i Norge, medan Preem, OKQ8 och Shell inte hade någon erfarenhet från elförsäljning.

Statoil byggde på kort tid upp en kundstock på 60 000 kunder genom aggressiv prissättning. Kunderna var fördelade över hela landet. Preem och OKQ8 hade en med Statoil likartad strategi, men var mindre aggressiva.

Norsk Hydro valde en annan väg genom att förvärva Blekinge Energi. Härigenom fick bolaget omedelbart tillgång till en förhållandevis stor kundstock på ca 30 000 kunder, varav många köpte el på tillsvidareavtal.

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002–2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Stråvan efter kost- nadssynergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Utökad produkt- sortiment Risk minimering	Nya aktörer etable- rar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer		Shell	Statoil Preem OKQ8 Svenska Shell Norsk Hydro	Preem OKQ8 Norsk Hydro

Såväl Statoil som Shell har dragit sig ur elmarknaden. Statoil sålde år 2002 elförsäljningsverksamheten till Öresundskraft. Statoils system var inte anpassade för elförsäljning. Det förhållande att kunderna var fördelade över hela landet, och därmed återfanns i ett stort antal olika nätområden, gjorde kundhanteringen extra besvärlig. Hanteringskostnaderna blev höga, bland annat till följd av svårigheter som uppstod i samband med leverantörsbyten.

Shell har sålt sin elhandelsverksamhet till Dalakraft. Ett skäl till att Shell drog sig ur elmarknaden torde ha varit svag lönsamhet.

Svagt intresse från aktörer utan branschfarenhet

Vid sidan av bolag med anknytning till energiområdet har bland andra Agrokraft och Kraftkommission i Sverige etablerat sig som elförsäljare.

Agrokraft bildades redan år 1996 av Lantbrukarnas Riksförbund (LRF). Affärsidén var att sälja ”billig” el och närliggande tjänster till enskilda lantbrukare och till lantbrukets industrier. Målgruppen var i första hand LRF:s 122 000 medlemmar, men bolaget sålde även el till privatpersoner och företag. Ett antal strategiska avtal tecknades med t.ex. SPINTAB och Svenska Missionsförbundet.

Kraftkommission påbörjade verksamheten efter schablonreformen. Affärsidén var att köpa in kraft via Nordpool för att sälja den vidare till kunder, främst mindre företag. Ambitionen var stor och inom fyra år räknade bolaget att komma upp i en omsättning på 500 miljoner kronor.

I dag finns varken Agrokraft eller Kraftkommission kvar som fristående aktörer. Agrokraft såldes år 2001 till norska Bergenhalvöns Kommunale Kraftselskap, (BKK). Bolaget har därefter överlåtits till Fjordkraft AS, ett av BKK ägt elhandelsbolag i Norge. I samband därmed ändrades namnet till Fjordkraft AB. Fjordkraft AB har sedermera sålts till Öresundskraft.

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002–2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Strävan efter kost- nadssynergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Utökat produkt- sortiment Risk minimering	Nya aktörer etablerar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer		Agrokraft	Agrokraft Kraftkommission	

Genom aggressiv prissättning lyckades Kraftkommission bygga upp en kundstock på knappt 20 000 kunder. I samband med pristurbulensen på Nord Pool vintern 2002/2003 misslyckades bolaget att ställa erforderlig säkerhet gentemot Nord Pool, vilket fick till följd att leveranserna till slutkund omedelbart fick avslutas. Kunderna överfördes till den så kallade anvisningsleverantören för respektive nätområde. Verksamheten håller på att likvideras.

Begränsat intresse från utländska aktörer med inriktning mot elhandel

Intresset från utländska aktörer med inriktning mot enbart elhandel var från början svalt. De som efter avregleringen etablerade sig i Sverige vände sig i första hand till större företag och kommunalt ägda elförsäljare. Till dessa kan räknas Bergen Energi, Enron Energy och TXU Europe.

Efter schablonreformen förvärvade Fjordkraft AS den av Agrokraft bedrivna elhandelsrörelsen. Östfold Energi, beläget på gränsen till Sverige, gjorde en inbrytning på västkusten. Troms Kraft Marked AS har bildat Kraft och Kultur, vars affärsidé går ut på att vid sidan av el även erbjuda böcker m.m. Andra utländska aktörer som etablerat sig i Sverige är Elkraft Sverige AB, ägt av Elkraft AS samt Energibolaget i Sverige, ägt till 70 procent av

Access Industries (Eurasia) LLC. Till utländska aktörer kan även räknas Storuman Energi som ägs till 50 procent av Helgeland Kraft AS.

Av de utländska aktörerna har Fjordkraft efter förluster sålt sin verksamhet till Öresundskraft/Tindra. Östfold Energi uppnådde inte tillräcklig volym för att få lönsamhet i kundhanteringen. Samtidigt har Bergen Energi utvidgat sin verksamhet till att omfatta även slutkundsmarknaden. De utländska aktörerna som idag är verksamma i Sverige bedriver en rikstäckande elförsäljning. I fallet Energibolaget i Sverige sker försäljningen främst till lägenhetskunder och kunder med stor förbrukning.

	före 1996 <i>Kostnads- synergier</i>	1996–1999 <i>Kampen om kunderna</i>	2000–2001 <i>Nya Aktörer</i>	2002–2004 <i>Lönsamhet</i>
Marknad	Monopol	Avreglering Fallande elpriser	Schablonmätning införs; lättare för kunderna att byta leverantör	Torrår leder till högre priser och ökad pristurbulens på Nord Pool
Drivkrafter/ motiv	Strävan efter kost- nads synergier i nätverksamheten	Marknadsandelar Skalfördelar Utökat produkt- sortiment Risk minimering	Nya aktörer etable- rar sig; befintliga aktörer breddar produktutbudet för att vinna nya kunder	Nya aktörer lämnar ökande lönsam- hetskrav och ökad medvetenhet om risker leder till striktare finansiella värderingsgrunder vid transaktioner
Aktörer		Bergren Energi BKK Kraft Storuman Energi	Bergen Energi BKK Kraft/ Fjord- kraft Elkraft Sverige Energibolaget i Sverige Storuman Energi TXU europe Östfold Energi AS, filial Sverige	Bergen Energi Energibolaget i Sverige Elkraft Sverige Kraft och Kultur Storuman Energi <u>Övriga aktörer¹⁾</u> Helia Elförsäljning Markedskraft Skandinaviska Energimäklarna

¹⁾ Övriga aktörer säljer ej el till slutkund.

Kraft och Kultur har varit framgångsrikt när de gällt försäljning av el till kommuner och räknar idag 150 av landets kommuner som kunder.

Utländska aktörer måste, liksom de svenska aktörerna, uppfylla de krav som Svenska Kraftnät och skattemyndigheten uppställer om de vill bedriva elförsäljningsverksamhet direkt mot slutkund. Svenska Kraftnäts krav innebär, om bolaget är balansansvarig, att bolaget ska kunna påvisa ekonomisk stabilitet, registreringsbevis från PRV samt kunna kommunicera via Ediel. Skattemyndighetens krav innebär bl.a. annat krav på momsregistrering.

Sammanfattning – Nya elförsäljare på marknaden

- Den s.k. schablonreformen gjorde det enklare för kunderna att byta leverantör. Reformen öppnade därmed för ökad konkurrens. Nya aktörer i form av oljebolag, utländska elbolag m.fl. började sälja el.
- Ett antal nya, ofta prismässigt aggressiva, aktörer växte fram i form av:
 - Kommunalt ägda elhandelsbolag som gått samman och bildat allianser.
 - Expansiva kommunalt ägda elhandelsbolag.
 - Oljebolag som säljer el
 - Andra etableringar
 - Utländska aktörer
- Ett stort antal allianser har uppstått efter avregleringen. I slutet av år 1999 fanns 16 allianser med ett femtiotal ägare. Allianserna hade totalt ca 800 000 kunder, motsvarande en marknadsandel på 15 procent. Idag finns fem allianser kvar med cirka 450 000 kunder, motsvarande en marknadsandel på 9 procent.
- Ett antal kommunala bolag började efter avregleringen att bearbeta kunder utanför det egna nätområdet, t.ex. Borås Energi, Elbolaget i Norden, Mälarenergi, Ringsjö Energi, Telge Energi och Öresundskraft. Idag återstår fyra bolag vilka samtliga bedriver en rikstäckande verksamhet. De fyra bolagen har tillsammans 670 000 kunder motsvarande en marknadsandel på 13 procent, en ökning med närmare 400 000 jämfört med 1996.

- Fem oljebolag etablerade sig på den svenska elmarknaden efter schablonreformen: Statoil, Shell, Preem, OKQ8 samt Norsk Hydro. Såväl Statoil som Shell har dragit sig ur elmarknaden. Statoil sålde år 2002 sin elhandelsverksamhet till Öresundskraft medan Shell sålde sin elhandelsverksamhet till Dalakraft. Bolagen anger inte antal kunder explicit.
- Vid sidan av bolag med anknytning till energiområdet etablerade sig Agrokraft och Kraftkommission i Sverige som elförsäljare. I dag finns varken Agrokraft eller Kraftkommission kvar som fristående aktörer. Agrokraft såldes år 2001 och ingår numera i Öresundskraft. Kraftkommission ska likvideras.
- Få utländska aktörer med inriktning mot enbart elhandel har etablerat sig i Sverige. Inledningsvis var det fråga om aktörer som inriktade sig på mot större förbrukare (Enron, TXU m.fl.). Av de utländska aktörerna återstår idag fem bolag som aktivt bedriver försäljning till slutkunder över hela Sverige. Bolagen anger inte antal kunder explicit.

4 Produktion

- Vilka aktörer har kommit in på elmarknaden samt i vilken omfattning är de fortfarande verksamma?

Ökat utländskt ägandet av elproduktionskapaciteten

Elproduktion

Vattenfall, Sydkraft och Fortum stod år 2002 för ca 85 procent⁶ av Sveriges elproduktion. Övrig produktionskapacitet var i huvudsak spridd på industrin och kommunala energiföretag.

Under perioden 1996–2003 bytte elproduktion motsvarande storleksordningen 25 TWh ägare eller ca 15–20 procent av landets totala produktion. Flertalet försäljningar har avsett vertikalt integrerade energiföretag. Köpare av dessa bolag har i de flesta fall varit Vattenfall, Sydkraft eller Fortum eller av bolag vilka förvärvats av någon av dessa. Som exempel på de senare kan nämnas Gullspång

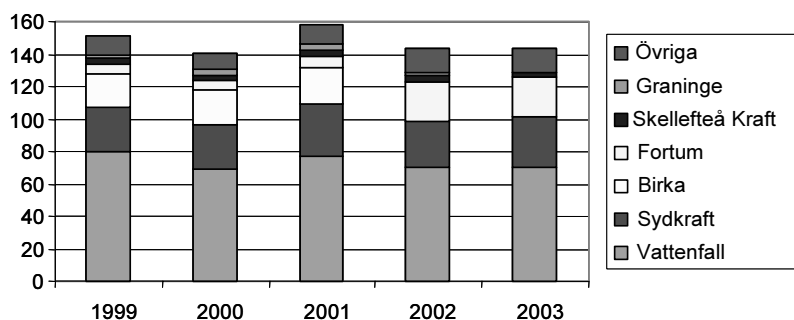
⁶ Källa: Energimyndigheten, Elmarknaden 2003.

och Graninge vilka förvärvats av Fortum respektive Sydkraft. Det har även förekommit att medelstora och mindre kommunala energiföretag har förvärvat produktionskapacitet, exempelvis Skellefteå Kraft och Tekniska Verken i Linköping.

De utländska aktörernas inträde på den svenska marknaden, bl.a. E.ONs och Fortums förvärv av Sydkraft respektive Birka, har sin bakgrund i den tidiga avregleringen av den svenska elmarknaden och dessa aktörers expansionsstrategier.

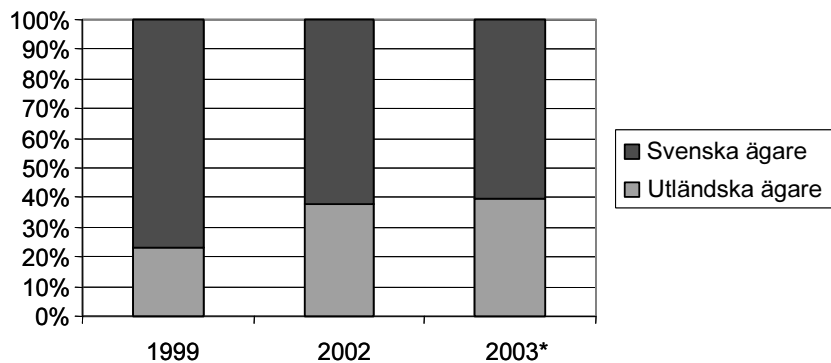
Större elproducenter som försvunnit som självständiga bolag är Graninge, Birka, Gullspång, Skandinaviska Elverk och Stora Kraft.

Andel av Sveriges elproduktion (TWh) 1999-2003



Källa: ÖPwC analys.

Andel utländskt ägande i svensk elproduktion



*Källa: Energimyndigheten, Elmarknaden 2003.

Källa: ÖPwC analys.

De "tre sfärernas" dominans ökar

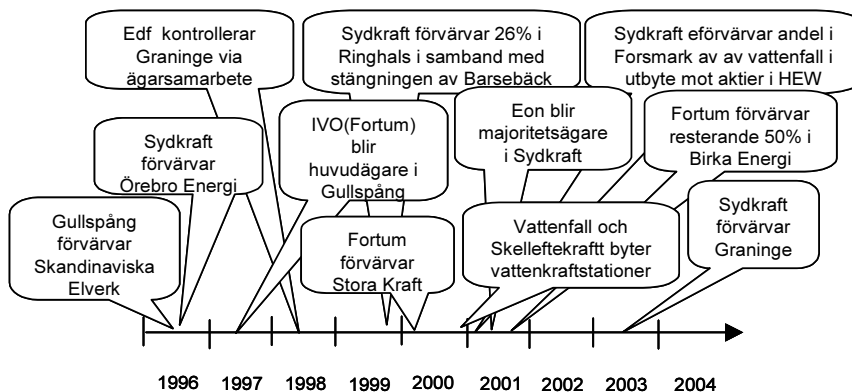
Exempel på större transaktioner, som motsvarar ca 90 procent av såld produktionskapacitet, redovisas i illustrationen nedan.

Övriga försäljningar har till övervägande del avsett kommunala energiföretag. Ägarförändringar avseende verksamhet vilken huvudsakligen omfattade elproduktion har, bortsett från Storas försäljning av Stora Kraft till Fortum och Vattenfalls försäljning av andelar i Ringhals till Sydkraft i samband med Barsebäcks överenskommelsen, endast skett i begränsad omfattning.

Genom att utnyttja befintlig infrastruktur, exempelvis dammar i nedlagd småskalig vattenkraft, kan investeringarna begränsas. Detta leder till en högre lönsamhet och lägre risk för investerarna. Det finns ett relativt stort antal mindre vattenkraftverk som ej längre är i drift. Under slutet av 1950 talet fanns ca 4 000 småskaliga vattenkraftsstationer vilket skall jämföras mot de ca 1 100 som är i drift i dagsläget. Huvuddelen av de avvecklade anläggningarna har avvecklats på grund av bristande lönsamhet.

Den stora potentialen vad gäller utbyggnad av vattenkraft bedöms dock ligga i produktionsökande åtgärder i storskalig vattenkraft. Införandet av elcertifikatsystemet innebär att det i högre grad är lönsamt att genomföra denna typ av åtgärder.

Exempel på större transaktioner innefattande elproduktion under perioden 1996 -2004



Källa: ÖPwC analys.

Vindkraft domineras av privata intressen

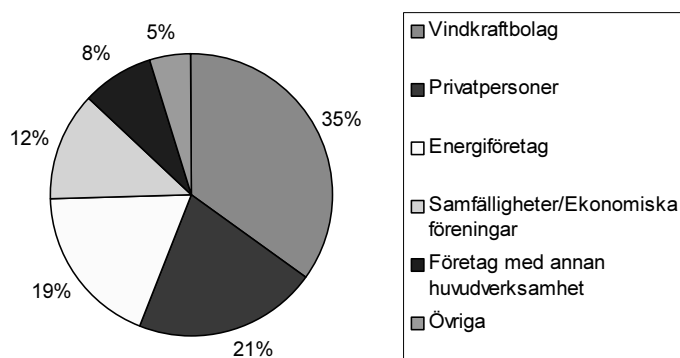
Vindkraft

Svensk vindkraft domineras av privata intressenter, privat ägda bolag och samfälligheter/ekonomiska föreningar. Dessa grupper äger tillsammans knappt 70 procent av den vindkraft som byggs i Sverige, medan traditionella energiföretag står för ca 20 procent.

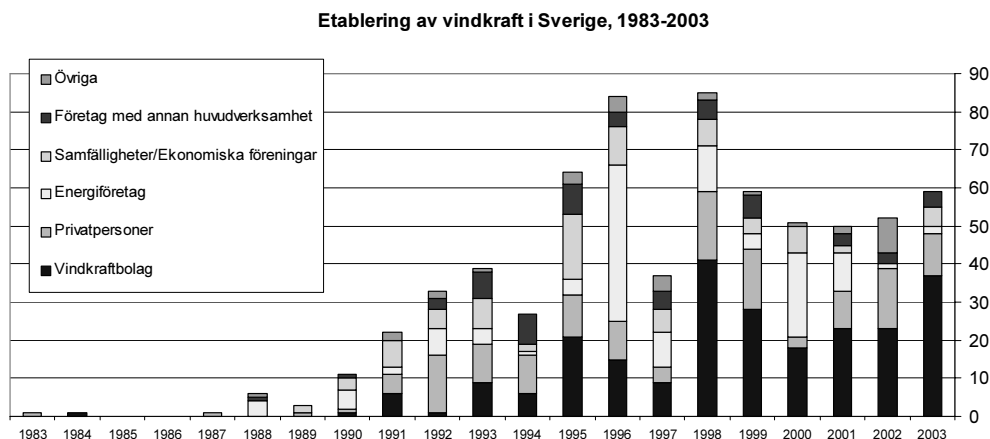
Historiskt svag lönsamhet och osäkerhet avseende långsiktigheten i stödsystemen har medfört att energiföretagen har haft en avvaktande inställning till investering i vindkraft. Beroende på osäkerheten i långsiktigheten i det nuvarande elcertifikatsystemet har de traditionella energibolagen under de senare åren minskat takten något vad det gäller investering i vindkraft.

De större vindkraftsinvesteringar som planeras i Sverige fram till 2010 uppgår till storleksordningen 4,5–5,0 TWh. Övervägande del av dessa avser havsbaserade vindkraftparker. Ca 75 procent av den planerade utbyggnaden är hänförlig till bolag vars verksamhet är helt inriktad på vindkraft. Återstående ca 25 procent är investeringar som planeras av energibolag. Utländska intressenter förekommer i några av de större projekt som planeras.

Ägare av svensk vindkraft - 2004



Källa: ÖPwC analys.



Källa: ÖPwC analys.

Havsbaserad vindkraft väntas öka kraftigt

De utländska intressenterna utgörs av traditionella energibolag, bolag med anknytning till tillverkare av turbiner och privata investerare. Bland utländska energibolag kan nämnas franska EDF vilka är huvudägare i Airicole som projekterar Utgrunden II i Kalmar-sund. Vidare är norska Fred Olsen Renewables delägare i Eurowind som har samtliga tillstånd klara för att bygga en vindkraftspark på Lillgrund i Öresund.

Inga av de större planerade projekten är idag påbörjade och osäkerheten får anses vara relativt hög i vilken utsträckning och omfattning de kommer att genomföras.

Elproduktionen från vindkraft varierar i hög utsträckning på grund av variationer i vindförhållandena. Detta innebär att kompletterande produktionskapacitet krävs för att kompensera för låg produktion från vindkraft. Målet är att el från vindkraft i Sverige skall uppgå till 10 TWh 2015 vilket motsvarar ca 7 procent av den totala elproduktionen. Reglerbarheten i den svenska vattenkraften bedöms vara tillräcklig för att kompensera för variationer i vindkraften även om målet på 10 TWh nås.

Elproduktionen från vindkraft och kraftvärme i fjärrvärmenät uppgick år 2002 till 6,6 TWh. Den totala elproduktion uppgick under samma period till 143 TWh vilket innebär att el från vind-

kraft och kraftvärme i fjärrvärmenät utgjorde ca 4,5 procent av den totala elproduktionen.



Källa: Vindkraftbranschen (VIP, VIS, SVIF).

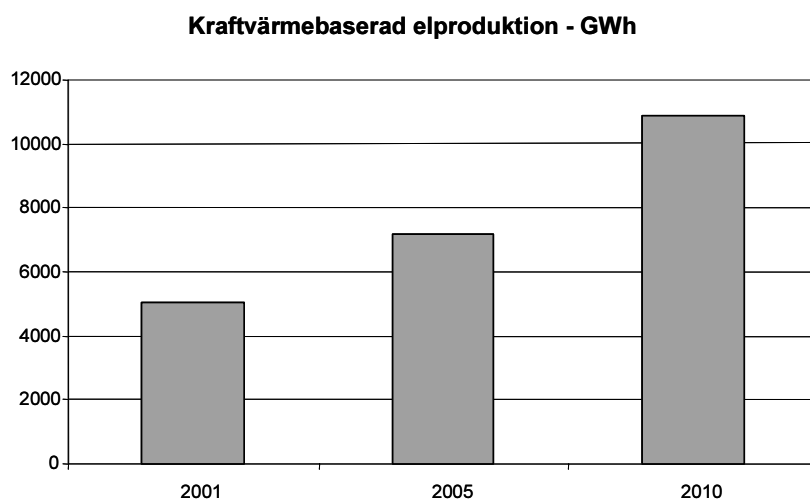
Den planerade utbyggnaden av vindkraft och kraftvärmebaserad elproduktion beräknas uppgå till ca 10 TWh till år 2010. Trots den kraftiga utbyggnaden jämfört med dagens nivå kommer denna produktion även framgent vara relativt begränsad i relation till den totala produktionen. Dessutom kommer en stor del av den planerade utbyggnaden att ägas av någon av de aktörer som redan i dagsläget är dominerande. Sammantaget innebär detta att vindkraft och fjärrvärmebaserad kraftvärme varken i nuläget eller framgent kommer att ha någon nämnvärd inverkan på konkurrenssituationen.

Kommunala bolag dominerar kraftvärmeproduktion – kraftig produktionsökning planeras

Av den totala elproduktionen i Sverige år 2001 om 157,8 TWh hänfördes 9,5 TWh från kraftvärmebaserad elproduktion, varav 5,7 TWh var hänförlig kraftvärme i fjärrvärmenät och 3,8 TWh kraftvärme i industrin. Ca 35 procent av den el som producerades i kraftvärmeanläggningar i fjärrvärmenät producerades i anläggningar som ägdes av Vattenfall, Sydkraft eller Fortum. Resterande ca 65 procent ägs direkt eller indirekt av kommuner.

Vattenfalls, Sydkrafts och Fortums större anläggningar har förvärvat i samband med köp av vertikalt integrerade kommunala energiföretag.

Enligt Svensk Fjärrvärmes prognos kommer den fjärrvärmebaserade elproduktionen att öka med 5,2 TWh till år 2010. Härav är ca 80 procent hänförlig till helt ny produktionskapacitet och ca 20 procent till utbyggnad av befintlig kapacitet. Enligt Svensk Fjärrvärmes är det ca 30 bolag som planerar att etablera ny kraftvärmeproduktion. De största planerade tillskotten är Sydkrafts kraftvärmeverk i Malmö samt Göteborg Energis kraftvärmeverk i Göteborg.



Källa: Svensk Fjärrvärmes.

De tre stora aktörerna beräknas stå för ca 52 procent av den ökade produktionskapaciteten. Resterande del kommer att byggas av kommuner eller kommunalt ägda bolag.

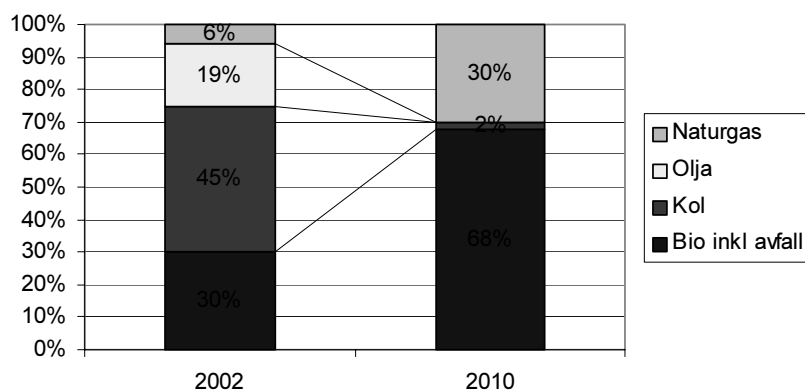
Merparten av de projekt som avser utbyggnad eller nybyggnad är ännu endast på planeringsstadiet. Elprisets utveckling, långsiktigheten och utformningen på elcertifikatsystemet samt framtida kraftvärmebeskattning är avgörande för i vilken omfattning som de planerade projekten kommer att genomföras.

Biobränsle och naturgas väntas växa kraftigt

Andelen elproduktion baserad på biobränsle och avfall i fjärrvärmenät beräknas öka från ca 30 procent år 2002 till ca 68 procent år 2010. Olja och kol beräknas utgöra ca 2 procent av den totala bränslmixen år 2010 jämfört med år 2002, då motsvarande andel var ca 63 procent. Båda Sydkrafts planerade kraftvärmeverk i Malmö samt Göteborg Energis planerade kraftvärmeverk i Göteborg är naturgasbaserade och utgör tillsammans ca 55 procent av den totala kapacitetsökningen i helt nya anläggningar.

Skattereglerna när det gäller kraftvärmebaserad produktion har ändrats vid upprepade tillfällen. Detta faktum i kombination med osäkerheten i utformningen av nuvarande kraftvärmebeskattning påverkar aktörernas vilja att investera i ny produktionskapacitet negativt.

**Bränslmix -
Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmenät**



Källa: Svensk Fjärrvärme, Energimyndigheten-Elmarknaden 2003.

Sammanfattning – Produktion

- De 3 stora sfärerna dominerade helt inom elproduktionen i Sverige år 2002. De har varit köpare i samtliga större transaktioner. Köpen har medfört att deras marknadsandel ökat från cirka 85 procent till cirka 88 procent⁷.
- Främst E.ON:s och Fortums förvärv av bl.a. Birka respektive Sydkraft har medfört att det utländska ägandet av svensk elproduktion har ökat kraftigt och uppgick 2003 till ca 40 procent.
- De aktörer som försvunnit är främst kommunala energiföretag. Exempel är t.ex. Birka Energi och Örebro Energi.
- Ny elproduktionskapacitet har kommit till främst inom kraftvärmebaserad elproduktionen och vindkraft.
- Den kraftvärmebaserade elproduktionen domineras av kommunala energiföretag. Fram till år 2010 förväntas elproduktionen från kraftvärme fördubblas från 2002 års nivå på ca 6 TWh till ca 11 TWh år 2010. De kommunala ägarna kommer även att svara för huvuddelen av planerad utbyggnad. Naturgas och biobränsle är dominerande bränslen i utbyggnaden av kraftvärmeproduktionen.
- Fram till år 2010 förväntas elproduktionen från vindkraft flerdubblas från 2002 års nivå på ca 0,6 TWh till drygt 5 TWh år 2010. 75 procent av den planerade utbyggnaden kommer att ske av bolag vars verksamhet är helt inriktad på vindkraft.
- Ägarna till svensk vindkraft domineras av privata intressenter. På grund av svag lönsamhet och osäkerhet i utformningen av stödsystemet har de traditionella energibolagen haft en avvaktande inställning till vindkraft.
- Lönsamheten i såväl vindkraft som kraftvärme är i hög utsträckning beroende av intäkter från elcertifikat. Lagen om elcertifikat i sin nuvarande form gäller till år 2010. Detta medför att investering i vindkraft och kraftvärme är förknippat med stora osäkerheter avseende den framtida lönsamheten, vilket i sin tur medför att den framtida utbyggnaden av miljövänlig elproduktion påverkas negativt. Samtidigt medför detta att det finns stor osäkerhet i prognoserna för den framtida utbyggnaden.

⁷ Källa: Energimyndigheten, Elmarknaden 2003.

5 Strukturförändringar – Företagens motiv till förvärv/försäljning

- Vilka motiv för strukturförändringarna anger företagen samt finns det ytterligare syften och utvecklingstendenser?
- Vilka motiv finns det för inträde och utträde från marknaden?

Säljarnas motiv

Kommunerna svarar för stor del av försäljningarna

Huvuddelen av de företag som sålts har haft kommunala ägare. De vanligaste motiven som kommunerna anger för försäljningar är:

- ökad risk, hårdare konkurrens och osäkerhet som följd av avregleringen.
Den konkurrens som uppstod efter avregleringen, främst på elhandelssidan, innebar att kraven på affärsmässighet ökade väsentligt. Risken att verksamheten gick med förlust ökade. Många kommuner ansåg även att en affärsmässig verksamhet väsentligt avvek från normal kommunal verksamhet. Genom att el säljs i konkurrens ansågs det inte längre vara en kommunal uppgift att tillhandahålla el till invånarna i kommunen. Osäkerheten när det gäller prisutvecklingen på Nord Pool samt svårigheten att bygga upp en kompetent organisation har även angivits som skäl till försäljning. Nämnda faktorer resulterade i att osäkerhet uppstod om vilken lönsamhet som var möjlig att uppnå på sikt.
- långsiktigt bättre lönsamhet/avkastning i jämförelse med att behålla energiverksamheten i egen regi.
Många kommuner drog slutsatsen att om försäljningslikviden användes för att amortera skulder eller placerades i olika värdepapper skulle avkastningen bli bättre/säkrare än om energiverksamheterna behölls.

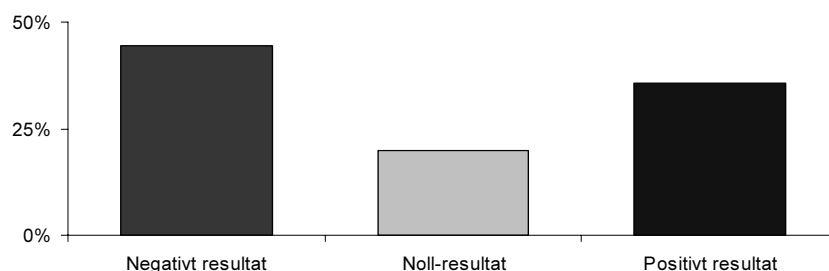
Ekonomi avgörande för kommunernas försäljning

ÖPwC har undersökt sambandet mellan kommunernas finansiella ställning och försäljning av kommunala energibolag. En viktig drivkraft bakom försäljningarna är kommunernas svaga finansiella ställning. Närmare 70 procent av kommunerna som avyttrade energiverksamheter uppvisade noll eller negativt resultat året före försäljningen. (Genomsnitt för samtliga kommuner år 2001 var 30 procent)

Ett annat mått på kommunens ekonomi är soliditet, dvs. redovisad andel eget kapital i förhållande till totalt kapital. Majoriteten av de kommuner som avyttrat energiverksamhet hade en soliditet året före avyttringen som var lägre än 30 procent, vilket kan jämföras med genomsnittet på 55 procent.

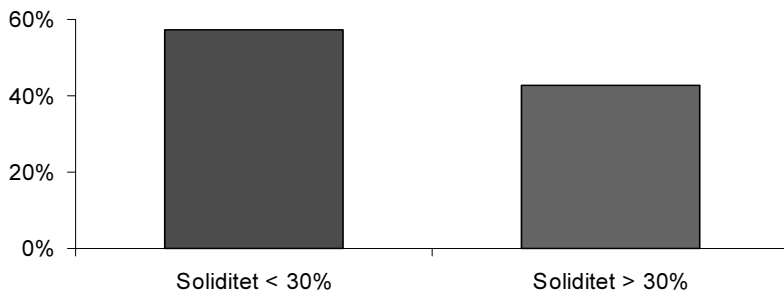
Däremot förefaller inte partifärg ha haft någon inverkan. Den politiska majoriteten i de kommuner som avyttrat energiverksamheten 1998–2002 visar sig vara jämt fördelad mellan socialistisk, borgerlig respektive oklar politisk majoritet. Det kan dock noteras att de kommuner som hade borgerlig eller oklar politisk majoritet var något överrepresenterade jämfört med genomsnittet i Sverige under perioden ifråga.

Kommun resultat före extra ordinära intäkter och kostnader året innan försäljningstidpunkt av energiverksamhet 1999 - 2002



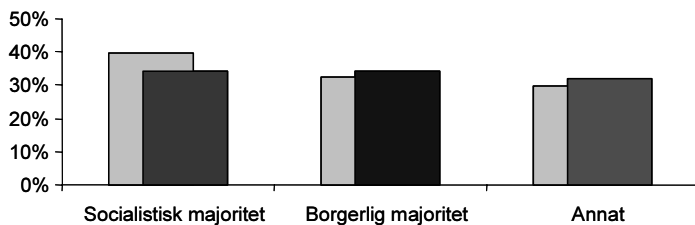
Källa: ÖPwC analys.

Antal kommuner som sålt energiverksamhet med soliditet lägre respektive högre än 30% året innan försäljning (under perioden 1999 - 2001).



Källa: ÖPwC analys.

Politisk majoritet i kommuner vid utförsäljning av kommunala energibolag, 1998 - 2002



□ **Fördelning enligt mandatfördelning i rikets alla kommuner 1998**

Andelen för ett politiskt block beräknas utifrån antal transaktioner med respektive majoritet, relativt totalt antal undersökta transaktioner 1998 - 2002.

Politisk inriktning är enligt uppgifter från Kommun aktuell:

"Socialistisk" avser majoritet för (s) och (v)

"Borgerlig" avser majoritet för (m), (kd), (fp) och (c)

"Annat" avser (mp) i vågmästarställning eller oklar majoritet

Källa: ÖPwC analys.

Större utförsäljningar från basindustrin mindre troliga

Kommunernas ansträngda finanser och negativa ekonomiska framtidsutsikter talar för att utförsäljning av kommunala energiföretag kommer att fortsätta. De tre stora bolagens agerande efter tidigare förvärv med höjningar av nättariffer och fjärrvärmepris kan dock motverka kommunernas vilja att avyttra energiverksamhet

Huvudsaklig anledning till att industrin och privata placerare har avyttrat sitt ägande i kraftbranschen, exempelvis försäljningarna av Skandinaviska Elverk och Stora Kraft, torde enligt vår bedömning vara ett behov att frigöra kapital för investeringar inom kärnområden. Bidragande även vid dessa försäljningar bör ha varit det attraktiva prisläget. Ett antal försäljningar har också syftat till att uppnå en rationellare struktur (Vattenfall/Skellefteå kraft och Vattenfall/Sydkraft) eller har berott på politiska beslut (Barsebäck).

Större utförsäljningar av produktionskapacitet från svensk basindustri verkar mindre troliga. Orsaken är främst den senaste tidens relativt höga elpriser samt möjligheten att erhålla elcertifikat. Osäkerhet om hur handel med och tilldelning av utsläppsrätter kommer att påverka elpris och produktionskostnader är även en starkt bidragande orsak till att industrin sannolikt väljer att fortsätta att äga elproduktion. Som exempel kan nämnas att Göran Lundin, Holmens föregående VD, i media uttryckt oro för elprisets framtida utveckling och att Holmen genom att utnyttja egen produktionen kan undvika kostnadsökningar orsakade av stigande elpriser.

Köparnas motiv

Skalfördelar avgörande för köp av energibolag

Förvärven har till övervägande del avsett kommunala vertikalt integrerade energiföretag. Ägarförändringar avseende enbart elproduktion har, bortsett från Storas försäljning av Stora Kraft till Fortum och Sydkrafts förvärv av kärnkraft, endast skett i begränsad omfattning.

Köpare har i de flesta fall varit Vattenfall, Sydkraft eller Fortum. Drivkrafterna bakom de tre storas förvärv av vertikalt integrerade energibolag har enligt vår bedömning främst varit strävan efter

skalfördelar och kostnadssynergier vad gäller elförsäljning och el-distribution.

De utländska aktörernas inträde på den svenska marknaden, bl.a. E.ON:s och Fortums förvärv av Sydkraft respektive Birka, har sin bakgrund i den tidiga avregleringen av den svenska elmarknaden och dessa aktörers expansionsstrategier. En drivande faktor har troligtvis även varit möjligheten att förvärva vattenkraft.

Sydkraft angav som ett av motiven för förvärvet av Graninge att det fanns synergier i vattenkraftproduktionen, då de båda bolagens kraftverk i stor utsträckning överlappade varandra geografiskt.

Övriga transaktioner som har omfattat vattenkraft har i de flesta fall motiverats av behov av renodling av verksamheten och/eller behov av att förbättra den finansiella ställningen. Av dessa kan nämnas Vattenfalls försäljning av vattenkraft i Motala ström till Tekniska Verken i Linköping och Fortums (dåvarande Birka Energi) försäljning av vattenkraft till Sydkraft och Graninge 2001. Birka uppgav som skäl till försäljningen att de ville minska på ägandet i vattenkraftstationer där de endast var passiva ägare. Vattenfall å sin sida uppgav att man ville frigöra kapital för andra investeringar.

Vilka motiv finns det för in- och utträde från marknaden?

Inträde/expansion via investeringar i ny verksamhet

Förutom förvärv av befintlig verksamhet har investeringar i ny verksamhet och nya marknader skett både i elhandel och elproduktion.

Elhandel

Inom elhandeln gäller detta t.ex. bensinbolagen Statoil, Preem, Shell och OKQ8 samt expansiva kommunala bolags försäljning till kunder utanför den egna kommunen.

Motiven för bensinbolagens inträde var främst deras bedömning att kunna utnyttja sina starka varumärken och etablerade kundrelationer för att snabbt nå stora volymer och därmed kostnadsfördelar.

De flesta av de expansiva kommunala bolagen har vuxit organiskt genom kampanjer riktade till kunder i andra nät. Motiven för deras expansion har främst varit att via en större kundbas uppnå en kritisk massa.

Statoils system var inte anpassat för elförsäljning. Det förhållandet att kunderna var fördelade över hela landet, och därmed återfanns i ett stort antal olika nätområden, gjorde kundhanteringen extra besvärlig. Hanteringskostnaderna blev höga, bland annat till följd av de svårigheter som uppstod i samband med leverantörbyten. Statoil sålde därför 2002 elförsäljningsverksamheten till Öresundskraft.

Shell sålde sin elhandelsverksamhet till Dalakraft. Ett skäl till att Shell drog sig ur elmarknaden torde ha varit svag lönsamhet.

Flera av de expansiva kommunala bolagen har försvunnit från marknaden som självständiga bolag. De bolag som försvunnit har blivit uppköpta, i några fall efter att ha redovisat betydande förluster (Borås Energi, C4 Energi samt Nora Energi).

Elproduktion

Tillskott av ny elproduktionskapacitet har främst skett från kraftvärme och vindkraft.

Merparten av de kraftvärmeprojekt som avser utbyggnad eller nybyggnad är ännu endast på planeringsstadiet. Elprisets utveckling, långsiktigheten och utformningen på elcertifikatsystemet samt framtida kraftvärmebeskattning är dock avgörande för i vilken omfattning som de planerade projekten kommer att genomföras.

Ägarna till svensk vindkraft domineras av privata intressenter. Deras drivkrafter för att investera har i stor utsträckning haft inslag av ideell karaktär. De har haft en vilja att aktivt medverka till miljömässigt hållbar omställning av svensk elproduktion. Vad det gäller den framtida utbyggnaden så har graden av, såväl svenska som utländska, kommersiella intressen ökat. Det finns även ett politiskt tryck från staten på framförallt Vattenfall att medverka i en miljömässigt hållbar omställning av elproduktionen.

Det har förekommit viss ägarförändring även inom vindkraft. Den produktionskapacitet som har bytt ägare har dock varit mycket begränsad. Det faktum att den totala vindkraftsproduktionen i sig inte har någon nämnvärd påverkan på konkurrenssitua-

tionen innebär således att dessa ägarförändringar inte haft någon betydelse för konsumenterna.

6 Strukturförändringarnas påverkan på konsumenten

- Vilken effekt har utträdet haft på konsumenterna?
- Hur har strukturförändringarna påverkat konkurrensen sett från konsumenternas *perspektiv*? *Har konsumenternas benägenhet att agera på marknaden påverkats av de aktuella strukturförändringarna?*

Konsumenternas valmöjligheter har ökat

De aktörer som etablerade sig efter schablonreformen bidrog till att konkurrenstrycket ökade. Aktörerna var tvungna att slå sig in på elmarknaden med priset som främsta konkurrensmedel. Den höga produktionen av vattenkraft i det nordiska systemet åren 1998–2000 medförde låga inköspriser på Nord Pool. För att de nya aktörerna skulle kunna konkurrera tvingades de emellertid till mycket små påslag på sina inköspriser.

Många av de som tvingades slå sig in på elmarknaden med låga priser har numera försvunnit, de flesta genom uppköp.

Kundernas valmöjligheter ökade väsentligt efter schablonreformen. Från att tidigare bara ha haft ett möjligt leverantörsväl, förutom det fåtal som hade elmätare som mätte förbrukning per timme, ökade antalet rikstäckande leverantörer till ett 50-tal⁸ genom det tidigare beskrivna tillträdet till marknaden av bl.a. ett antal nya aktörer. Antalet valmöjligheter har nu (maj 2004) mer än halverats.

⁸ Av ÖPwC gjord uppskattning utifrån genomgång av elförsäljare 1996–2004.

Antal rikstäckande leverantörer

Samtidigt kan ifrågasättas om de marginaler som de mest aggressiva aktörerna tog ut var tillräckliga för att åstadkomma en uthållig verksamhet. I det fall låga priser urholkat ekonomin och lett till att bolag lagts ner, kan detta dessutom ha drabbat kunderna. Så var fallet när Kraftkommission i december 2002 avstängdes från handel på Nord Pool och kunderna hänvisades till anvisningsleverantören. Effekten av detta blev att kunderna inte längre fick el till avtalade priser. Några av anvisningsleverantörerna tog ut priser motsvarande nivån i tillsvidareavtalen medan andra baserade priserna på gällande spotmarknadspris. I samtliga fall var det pris som togs ut högre, i flera fall mycket högre, än det pris som hade avtalats med Kraftkommission.

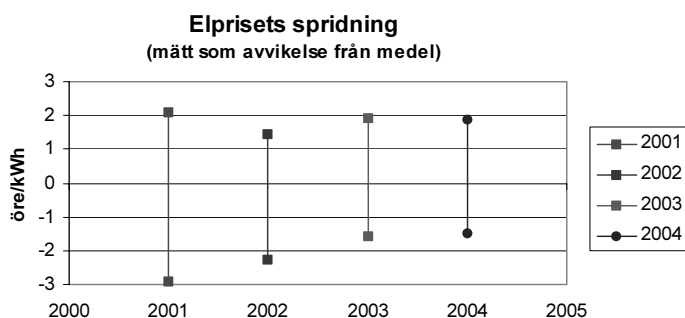
Kunderna drabbades även på ett annat sätt. När en leverantör avstängs och leveransen övergår till anvisningsleverantören ska avläsning av kundens förbrukningen fram till leverantörsbytet göras. Genom att Kraftkommission hade ett stort antal kunder fördelade på flera nätområden och leveransen avbröts strax innan julhelgen kom avläsningen i flera nätområden att försenas kraftigt. Oklarheter uppstod härigenom beträffande hur stor del av förbrukningen som Kraftkommission respektive anvisningsleverantören skulle svara för. Någon möjligheten för kunden att kontrollera förbrukningen fanns inte. Kraftkommission hade i slutet av februari 2003 endast lyckas slutavräkna 2/3 av kunderna.

Skillnader i elpriser har minskat något

Skillnaden mellan det högsta och det lägsta priset som de olika elförsäljarna tar ut för ett 1-årsavtal har minskat. Som framgår av diagrammet till höger var skillnaden 5 öre/kWh 2001 mot 3,4 öre/kWh maj 2004. Elpriset har samtidigt ökat från ett medelpris på ca 25 öre/kWh till ca 35 öre/kWh maj 2004. Undersökningen omfattar 22 bolag, varav 18 fortfarande är fristående. En anledning till att skillnaden minskat är att kunderna blivit mer aktiva, vilket har satt press på elförsäljningsbolagen.

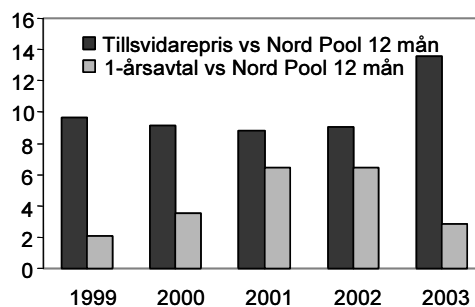
Prisbildningen har även blivit mer transparent. De mest aggressiva aktörerna har tvingats ta ut högre bruttomarginaler⁹ och därmed högre priser för att få bättre täckning för bl.a. olika riskkostnader.

En undersökning som ÖPwC gjort omfattande 16 större bolag visar att bruttomarginalen på 1-årsavtal ökat från 2 öre/kWh 1999 till 6 öre/kWh 2002. Marginalen sjönk 2003, vilket ska ses mot bakgrund av pristurbulensen på Nord Pool, särskilt i början av året. Bruttomarginalen på tillsvidareavtalen har samtidigt legat stabilt på nivån 8–10 öre/kWh under perioden 1999–2002, för att öka till närmare 14 öre/kWh 2003. Ökningen 2003 ska ses mot bakgrund av de kraftiga prishöjningar som flertalet elhandelsbolag gjorde för att kompensera sig för de höga inköpspriserna på Nord Pool.



Källa: Undersökning ÖPwC 2004.

⁹ Med bruttomarginal menas skillnaden mellan försäljningspris för en viss period och anskaffningskostnaden motsvarande terminspriset på Nord Pool för samma period.

Bruttomarginal, genomsnitt 16 företag, öre/kWh

Källa: Undersökning ÖPwC 2004.

Förvärven har stärkt de stora kraftbolagens dominans något

Den svenska elproduktionskapaciteten var redan före avregleringen av elmarknaden i mycket hög grad koncentrerad till de större aktörerna på energimarknaden. Utredningen "Konkurrens på elmarknaden" (SOU 2002:7) bedömde emellertid att ingen aktör på den nordiska elmarknaden inklusive Nord Pool hade en dominerande ställning. När marknaden uppdelas i prisområden och en svensk råkraftmarknad uppstår har de tre stora aktörerna tillsammans en mycket stark ställning. Utredningen bedömde ändå att priset bestämdes av fundamentala faktorer.

De dominerande aktörerna har teoretiskt sett möjlighet att utöva marknadsstyrning genom möjligheten att styra sin egen produktion. Denna möjlighet kan från tid till annan påverka elpriset på Nord Pool. Som exempel kan nämnas när man väljer att genomföra det årliga stoppet för översyn och bränslebyte inom kärnkraft. Normalt genomförs översyn på kärnkraften under sommarhalvåret då elförbrukningen och elpriset är lägre. Genom att istället ta kärnkraft ur drift för översyn under perioder med högre elförbrukning kan behov uppstå att ersätta denna produktion med annan dyrare produktion, vilket i förlängningen leder till ett ökat elpris under den aktuella perioden.

Andra exempel är möjligheten att styra produktionen genom att ladda kärnkraftreaktorerna i varierande grad och möjligheten att styra vattenkraftproduktionen under perioder med hög förbrukning. Enligt uppgift från Nord Pools marknadsövervakning har det, enligt Nord Pools uppfattning, inte förekommit att producenterna

har utövat otillbörlig marknadsstyrka genom att använda sig av ovan angivna möjligheter.

Den produktionskapacitet som sålts efter 2002 har i förhållande till den totala produktionskapaciteten varit relativt begränsad. Sammantaget har dock Vattenfalls, Sydkrafts och Fortums dominerande ställning förstärkts något. Den största aktören Vattenfall har dock under denna period inte förvärvat väsentliga produktionsstillgångar.

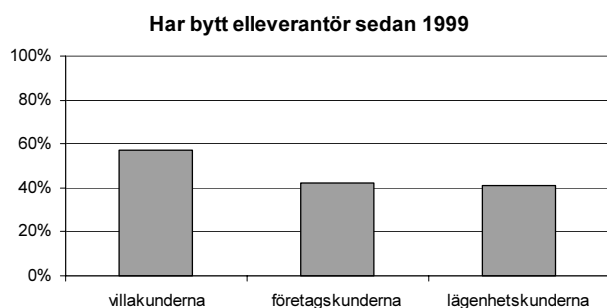
Jämfört med år 2002 har således konsumenternas valmöjligheter marginellt försämrats främst genom Sydkrafts förvärv av Gräninge. EU-kommissionens konkurrensmyndighet, som granskade förvärvet ur konkurrenssynpunkt fann dock inte anledning att ingripa.

Inom Nord Pool har misstankar uppstått om missbruk av marknadsstyrka (se kap. 7).

Villakunder mest benägna byta elleverantör

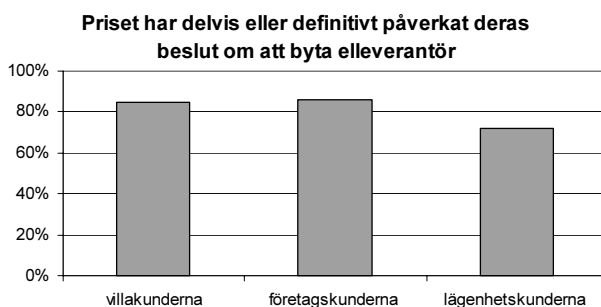
En undersökning har genomförts av olika kundgruppers syn på några aspekter av elmarknadens funktion. Totalt genomfördes 300 telefonintervjuer i kundgrupperna villa, lägenhet och företag. Intervjuerna avsåg kunder i Gävleområdet. Inom området har skett stora strukturförändringar. Elhandelsbolaget Gestrikekraft ägt av Gävle Energi såldes till Vattenfall 1999. Sedermera har Gävle Energi återupptagit elförsäljningsverksamheten.

Byta elleverantör; Mest benägna att byta elleverantör har villakunderna varit.



Källa: ÖPWC enkät.

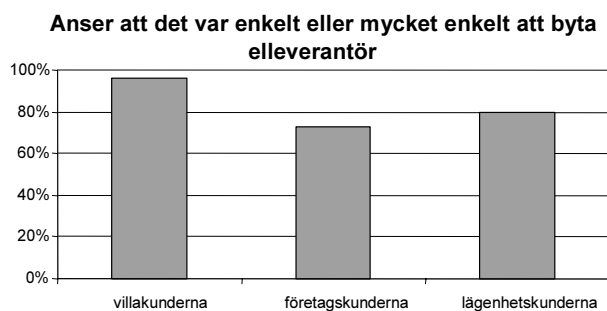
Av störst betydelse för att byta elleverantör av de fyra faktorer som studerades i undersökningen var priset. De tre andra faktorerna, försäljning av bolaget, service och lokal leverantör, hade avsevärt mindre betydelse.



Källa: ÖPWC enkät.

De kunder som inte bytt elleverantör sedan 1999 fick frågan om kunden övervägt eller funderat på att byta under det senaste året. Runt en tredjedel av samtliga kundgrupper har övervägt eller funderat på att byta elleverantör under det senaste året.

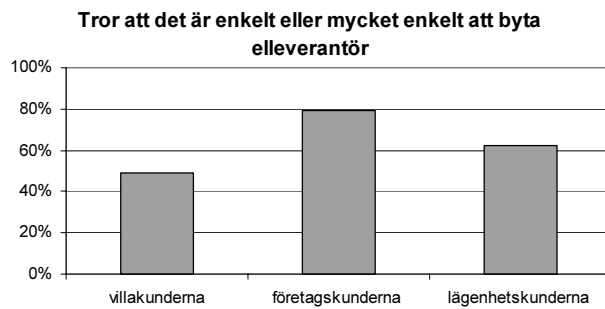
Lätt eller svårt att byta elleverantör; De kunder som bytt leverantör upplever det som enkelt att byta leverantör.



Källa: ÖPWC enkät.

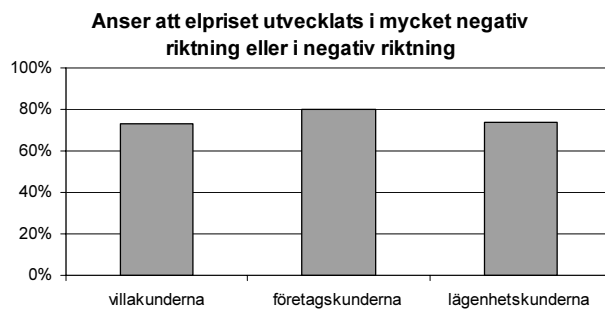
Majoritet tycker inte elmarknaden fungerar väl

De kunder som inte bytt elleverantör sedan 1999 tror att det är väsentligt svårare att byta leverantör än de som gjort det.



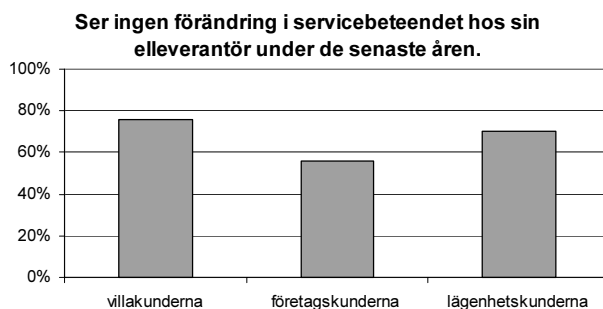
Källa: ÖPWC enkät.

Elprisets utveckling; Samtliga kundgrupper är överens om att elpriset till övervägande del utvecklats i negativ riktning.



Källa: ÖPWC enkät.

Service; En majoritet av kunderna bedömde att deras elleverantörs service¹⁰ inte förändrats under de senaste åren.



Källa: ÖPWC enkät.

Noterbart många (28 %) företagskunder kan inte bedöma hur servicen utvecklats från sin elleverantör.

Information och marknadsföring; I samtliga kundgrupper anser 45 procent att marknadsföringen har ökat något eller ökat betydligt under de senaste åren.

Synen på elmarknaden; Endast 4 av 10 kunder tycker att elmarknaden är välfungerande. 6 av 10 kunder anser dessutom att marknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag. 6 av 10 anser att konkurrensen på elmarknaden har ökat samt att valmöjligheterna på elmarknaden har ökat.

¹⁰ I enkätundersökningen fick kunderna själva bestämma innebörden i servicebegreppet. De vanligaste kontakterna med elleverantören sker via faktura och frågor till kundhanteringsavdelningen.

Elmarknadens faktiska utveckling stämmer överens med konsumenternas uppfattning

Den faktiska utvecklingen på elmarknaden överensstämmer relativt väl med konsumenternas uppfattning enligt telefonundersökningen, inom nedanstående områden:

- Jämfört med tiden före schablonreformen har antalet möjliga elleverantörer till en enskild konsument ökat väsentligt, även om antalet minskat sedan 2000–2001. Detta kan jämföras med att enligt telefonundersökningen anser 6 av 10 att konkurrensen på elmarknaden har ökat samt att valmöjligheterna på elmarknaden har ökat.
- De ”tre sfärernas” marknadsandel har ökat kraftigt bl.a. via förvärv. Detta kan jämföras med att enligt telefonundersökningen anser 6 av 10 kunder att marknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag.
- Elpriset till konsument har ökat bl.a. till följd av torrår och höjda skatter. Detta kan jämföras med att enligt telefonundersökningen anser 7 till 8 kunder av 10 att priset utvecklats i negativ riktning.

Konsumenterna har en låg uppskattning av elmarknadens funktion. En förklaring till detta kan vara att elmarknaden fortfarande är en förhållandevis ung marknad och behöver mer tid för att utvecklas. En rimlig uppskattning baserad på vår erfarenhet i samband med marknadsbedömningar, är att för väl fungerande marknader uttrycker åtminstone 70 procent av kunderna positiv uppskattning av marknadens funktion. Detta kan dock variera från marknad till marknad.

Positiva bedömningar ges dock av andra aspekter av elmarknadsreformerna, t.ex. som nämnts ovan att konkurrens och valmöjligheter ökat. Enligt en attitydundersökning gjord på uppdrag av Svensk Energi i månadsskiftet februari/mars 2004 uppgav två tredjedelar av hushållskunderna att de var positiva till elmarknadsreformen. Förklaringarna till skillnaderna i resultat kan vara att frågorna formulerats olika och att vår undersökning utfördes i ett område med relativt sett större förändringar än genomsnittet och med ett annat urval av tillfrågade.

Priset viktigast för val av elförsäljare

Vår enkätundersökning visar, liksom andra undersökningar, att priset är den mest avgörande faktorn vid val av elleverantör. Intressant för den fortsatta strukturutvecklingen är att mellan en femtedel till en tredjedel av kunderna uppger att de värdesätter att elleverantören skall vara lokal. Detta indikerar att det kan finnas ett marknadsutrymme för lokala leverantörer.

Byte av elleverantör har varit vanligast bland villakunder, vilket är naturligt med hänsyn till att kostnaderna för deras elförbrukning är större än för lägenhetskunder och vinsten av att byta till en leverantör med lägre elpris är större. Tillfrågade företagskunder bytte elleverantör i ungefär samma utsträckning som lägenhetskunder. En möjlig förklaring är att elkostnaderna för berörda företag har varit förhållandevis låga.

En större andel av de som bytt elleverantör uppfattar, jämfört med de som inte bytt, det som enkelt att byta. Detta gäller särskilt villakunder. Elhandelsföretagen hanterar en betydande del av administrativa frågor som följer av ett byte för att förenkla för kunderna, vilket kan vara förklaringen till att en betydande majoritet av de som bytt uppfattar bytet som enkelt. Budskapet att det är lätt att byta elleverantör har dock inte helt gått fram till de som ej provat att byta.

Elleverantörernas service har inte förändrats enligt en klar majoritet av de tillfrågade kunderna. Få, under 10 procent, av villa- och lägenhetskunderna, uppfattade servicen som endera bättre eller sämre. Det vägde ungefär lika mellan de som tyckte att den var bättre som de som tyckte att den var sämre. Enligt Svensk Energis tidigare nämnda undersökning har antalet kunder som kontaktat kundtjänsten ökat markant med varierande betyg vad avser förmåga att förstå kundens problem respektive att lösa det.

7 Hinder för elförsäljare

- Vilka formella och informella hinder på kort och lång möter de potentiella aktörerna inom elhandel?
- Vilka hinder möter befintliga aktörer vid expansion av befintliga verksamheter eller etablering av nya?
- Hur ser möjligheterna ut för företag att etablera konkurrenskraftiga verksamheter inom dessa områden på kort och medellång sikt?

Formella och informella hinder möter befintliga och nya aktörer

	Befintliga aktörer	Nya aktörer ^{*)}
Kraftanskaffning	Volymerna på Nord Pool sjunker vilket påverkar likviditeten i marknaden och ytterst möjligheten att köpa in el till konkurrenskraftiga priser; lägre volymer kan leda till högre avgifter för aktörer på Nord Pool. Ett antal risker förknippade med elförsäljning.	Riskerna underskattas för att kunna hålla låga marginaler och därmed låga priser; höga avgifter i förhållande till volym; svårt att möta krav på säkerhet från Nord Pool. Krav på säkerhet innebär att de nya aktörerna måste ha ett förhållandevis stort eget kapital.
Administrativa rutiner leverantörsbyten, kundhantering	Krav på investering i system för att kunna hålla låga hanteringskostnader; aktörer med både nät och elhandel kan dela på hanteringskostnaderna.	Hantering av kunderna kräver omfattande systemlösningar. Kundhanteringen kräver kompetens. Manuella lösningar inte längre möjligt. Rena elhandelsaktörer saknar möjlighet att fördela system och kostnader på annan verksamhet.
Marknad /försäljning	Kunder med tillsvidareavtal går över till avtal med fast eller rörligt pris med lägre marginaler; kraftbolagen som hittills hållit förhållandevis höga priser ändrar strategi och börjar priskonkurrera, vilket försvårar för aktörer utan egen produktion.	Låg kundörslighet; priset det enda konkurrensmedlet; kan ta tid att nå erforderlig volym; saknar kunder som köper el på tillsvidareavtal.

*) Med nya aktörer avses även utländska aktörer. Vi har i vår analys inte funnit att de utländska aktörerna har andra hinder än de som omnämns i detta kapitel och i kapitel 3.

Hinder på kort, medellång och lång sikt

Vi har definierat kort sikt som 1 år, medellång som 5 år samt lång sikt som över 5 år.

	Kort sikt	1 år	Medellång sikt	5 år	Lång sikt
Befintliga aktörer	<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ett antal risker förknippade med elförsäljning <p><i>Administration m.m.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - krav på investering i system för att kunna hålla låga hanteringskostnader 		<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Dålig likviditet till följd av sjunkande volymer på Nord Pool - Högre avgifter till följd av lägre volymer - Ett antal risker förknippade med elförsäljning <p><i>Administration m.m.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Krav på investering i system för att kunna hålla låga hanteringskostnader <p><i>Marknad/försäljning</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Kunder med tillsvidareavtal går över till avtal med fast eller rörligt pris med lägre marginaler - Kraftbolagen börjar pris-konkurrera, vilket försvårar för aktörer utan egen produktion 		<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Dålig likviditet till följd av sjunkande volymer på Nord Pool - Högre avgifter till följd av lägre volymer - Ett antal risker förknippade med elförsäljning <p><i>Marknad/försäljning</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Kunder med tillsvidareavtal går över till avtal med fast eller rörligt pris med lägre marginaler; - Kraftbolagen börjar pris-konkurrera, vilket försvårar för aktörer utan egen produktion
Nya aktörer	<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Riskerna underskattas <p><i>Administration m.m.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Omfattande systemlösningar och kompetens - Saknar möjlighet att fördela kostnader för system på annan verksamhet <p><i>Marknad/försäljning</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Låg kundrörlighet; priset det enda konkurrensmedlet - Saknar kunder som köper el på tillsvidareavtal - Stora kostnader för att bygga upp ett varumärke 		<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Riskerna underskattas - Svårt att möta krav på säkerhet från Nord Pool <p><i>Administration m.m.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Omfattande systemlösningar och kompetens - Saknar möjlighet att fördela kostnader för system på annan verksamhet <p><i>Marknad/försäljning</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Låg kundrörlighet; priset det enda konkurrensmedlet - Saknar kunder som köper el på tillsvidareavtal - Stora kostnader för att bygga upp ett varumärke 		<p><i>Kraftanskaffning:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Riskerna underskattas - Svårt att möta krav på säkerhet från Nord Pool <p><i>Administration</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Saknar möjlighet att fördela kostnader för system på annan verksamhet <p><i>Marknad/försäljning</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Låg kundrörlighet; priset det enda konkurrensmedlet - Saknar kunder som köper el på tillsvidareavtal

Låg likviditet på Nord Pool växande hot

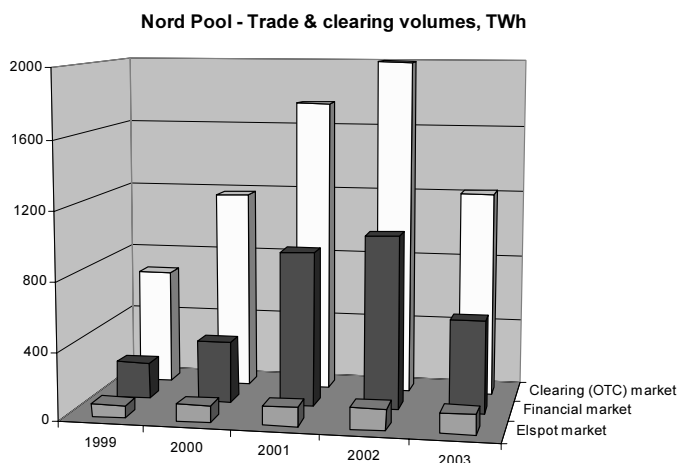
Nord Pool

De priser till vilka en elförsäljare kan köpa in kraft varierar beroende på tillgång och efterfrågan. Variationerna är ofta stora. Kalla vintrar med hög efterfrågan på el ger höga priser, medan priserna under sommaren kan vara nog så låga. Det nordiska systemet bygger till stor del på vattenkraft, vilket innebär att priserna skjuter i höjden under torrår då den bortfallande vattenkraften måste ersättas med dyrare kraftslag.

Flertalet större elförsäljare köper el på Nord Pools Spot-marknad (Elspot). För att få handla på Nord Pool krävs att elförsäljaren kan ställa säkerhet motsvarande levererad men ännu ej betald volym. Med stigande elpriser har kravet på säkerheter i kronor ökat. På Nord Pool kan även inköpen prissäkras (Eltermin).

Volymerna i terminshandeln på Nord Pool har ökat kraftigt de senaste åren, vilket inneburit god likviditet i handeln. Volymerna sjönk emellertid 2003. Flera stora internationella aktörer har dragit sig ur marknaden såsom Enron och TXU. (Enron stod för ca 1/4 av handeln med finansiella elkontrakt). Kvar finns större producenter och medelstora elförsäljare utan egen produktion. Med sjunkande volymer har likviditeten försämrats, vilket kan påverka möjligheten till konkurrenskraftiga inköpspriser.

Fortsätter utvecklingen finns en betydande risk att de terminskurser som anges för 1 MW inte är representativa vid köp av större volymer. Detta kan komma att påtagligt försämma förutsättningarna för elförsäljare utan egen produktion.



Källa: Nord Pool.

Nord Pool har vidtagit vissa motåtgärder genom att bl.a. erbjuda mindre aktörer lägre fast avgift samtidigt som den rörliga avgiften höjts.

Möjligheterna för en enskild aktör att påverka prisbildningen på Nord Pool har varit föremål för diskussion. I utredningen "Konkurrens på elmarknaden" (SOU 2002:7) konstaterades dock att man sett få tecken på att producenterna skulle ha manipulerat prisbildningen. I maj 2004 anmälde norska Kredittilsynet en aktör till Ökokrim för misstänkt prismanipulation. Ökokrim valde dock att lägga ner utredningen med motiveringen att myndigheten inte hade tillräckligt med resurser.

Riskerna måste täckas in i marginalerna

Volymrisker

Prisområdesrisker

En elförsäljare som sålt el på t.ex. 1-årskontrakt har som regel prissäkrat inköpen utifrån kundens beräknade förbrukning. Skulle det bli kallt kan förbrukningen komma att öka (volymrisk), vilket innebär att elförsäljaren måste köpa in merförbrukningen på spotmarknaden till de priser som då gäller (prisrisk). Dessa priser kan vara väsentligt högre än när kontraktet gjordes upp.

Utöver volymrisk och prisrisk finns andra typer av risker. En svensk elförsäljare köper in el på Nord Pool till ett så kallat systempris för hela börsområdet. Försäljningen sker dock i prisområde Sverige. Beroende på begränsningar i överföringskapacitet mellan de olika prisområdena kan priset i olika prisområden komma att avvika från systempriset (prisområdesrisk).

Svensk Energi har gjort en bedömning av riskkostnaderna i elhandelsverksamheten och kommit fram till att en elförsäljare utöver inköpspriset måste göra ett påslag på mellan 1 till 6 öre för att täck in riskerna.

Vissa av de nya aktörerna har haft bruttomarginaler på omkring 2 öre/kWh. Det kan ifrågasättas om detta är en tillräcklig marginal för att uthålligt täcka alla omkostnader.

Riskkostnader i elhandelsverksamhet

Risktyp	Årskostnad (öre/kWh)
Kapacitetsavgifter (p.g.a. prisområdes- skillnader)	0,2–2,0
Förbrukningsprofiler	0,2–1,5
Volymfel	0,2–1,0
Balanskraft	0,1–1,0
Valutasvängningar	0,1–0,8
<i>Summa</i>	<i>0,8–6,3</i>

Källa: Svensk Energi.

Affärsmodellen har omprövats av många

Brister i affärsmodellen

En elförsäljare köper in el på Nord Pool eller via bilaterala kontrakt för att sälja dem vidare till slutkunder. Affärsmodellen innebär att elförsäljaren lägger en marginal på inköpspriset för att täcka hanteringskostnader, risker samt ge avkastning.

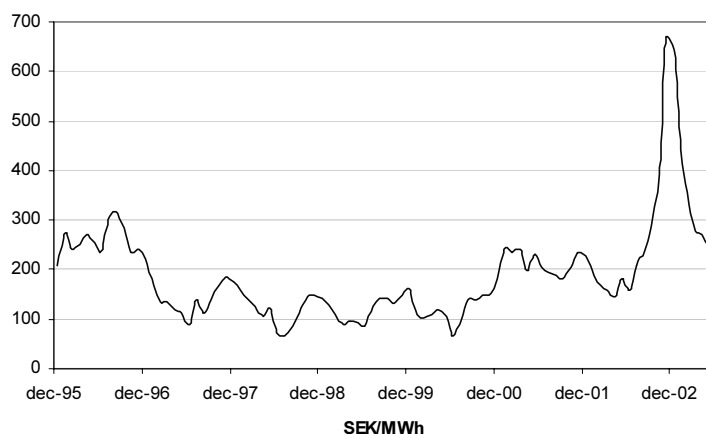
Efter schablonreformen tillkom en rad aktörer. För att snabbt bygga upp en stor kundstock valde många att konkurrera med låga elpriser. Givet att marknadspriset på inköpt el är i stort sett lika för

alla elförsäljare måste de nya aktörerna hålla mycket låga marginaler. Det innebar att dessa nya aktörer i vissa fall inte fick full täckning för risk- och hanteringskostnaderna. Många av aktörerna underskattade sannolikt riskkostnaderna. Dessa utfaller exempelvis om det blir kraftiga variationer i förbrukningen eller om det uppstår prisområdesskillnader i det nordiska systemet.

Åren 1998–2000 var det god tillgång på vattenkraft och milda vintrar, med åtföljande låga börspriser. Några större volymavvikelser eller prisområdesdifferenser drabbade inte elhandlarna.

Vintern 2001/2002 vände emellertid börspriserna upp. Under några kalla dagar i slutet av januari 2002 uppstod risk för kapacitetsbrist i det svenska systemet. Dygnspriset på Nord Pools spotmarknaden sköt i höjden, vilket drabbade många elförsäljare. Som följd härav fick flera av elförsäljarna anledning att ompröva affärsmodellen och öka marginalen. Att konkurrera med låga priser med låga marginaler som följd var inte längre lika självklart.

Spot price, Sweden 1996-2003



Källa: Nord Pool.

Kundhanteringen ett problem

Kundhantering

För att hantera kunderna tar det flesta elförsäljarna ut en fast avgift. Avgiften ska täcka kostnaderna för kundtjänst och debitering.

Många av de aktörer som tillkom efter schablonreformen räknade med att kunna utnyttja befintliga kundtjänst och debiteringssystem. Detta visade sig emellertid inte möjligt. Härtill kom nya krav på registrering och mätning av kunderna. Dåligt utvecklade rutiner med betydande manuella inslag medförde höga hanteringskostnader och orsakade irritation hos kunderna i samband med leverantörsbyten. Fakturorna blev i många fall omfattande och svåra att förstå. För såväl mindre som större aktörer krävs relativt avancerade IT-system för elhandelsverksamheten. För de mindre aktörerna innebär detta en relativt sett stor fast kostnad.

För att möta de ökade hanteringskostnaderna försökte många elförsäljare att öka sin kundstock. Det ökade antalet kunder medförde dock ytterligare problem särskilt om försäljningen var fördelad över många olika nätområden. Elförsäljare som i första hand sålt el till kunder i det "egna" nätområdet har hittills varit de som haft de lägsta hanteringskostnaderna.

Höga marginaler i tillsvidareavtalen

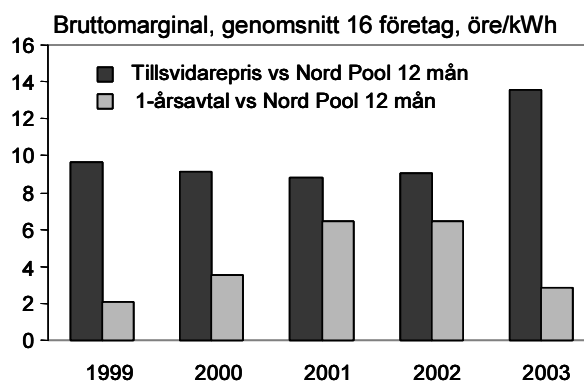
Korssubventionering

Före avregleringen sålde eldistributörerna el till kunder i det egna nätet. Försäljningen skedde på tillsvidarebasis; kunden kunde inte vända sig till någon annan leverantör eftersom eldistributörerna hade monopol på försäljningen.

Avregleringen innebar att eldistributionen delades upp i elhandel och elnät. Elförsäljningen till kunder i egna nät fortsatte i allt väsentligt enligt samma principer som tidigare, dvs. på tillsvidarebasis. De som var aktiva och övervägde att byta leverantör erbjöds fastprisavtal på 1-, 2-, 3-år, alternativt avtal om rörligt pris. Fastprisavtal var den produkt som elförsäljarna konkurrerade med och konkurrensen medförde att bruttomarginalen i avtalen var lägre än i tillsvidareförsäljningen.

Marginalen i tillsvidareförsäljningen har allt sedan avregleringen varit relativt god. I takt med att börspriset på el stigit har dessutom tillsvidarepriset kunnat höjas. Marginalen i fastprisavtalen har varierat utifrån konkurrenssituationen. Särskilt efter schablonreformen, då många nya aktörer etablerade sig, pressades marginalerna tillbaka. De nya aktörerna hade inte några tillsvidarekunder utan sålde el på fastprisavtal.

Det finns skäl att anta att de goda marginalerna i tillsvidareförsäljningen gjort det möjligt för elförsäljare med stor andel tillsvidarekunder att hålla låga priser när det gäller fastprisavtalen.



Källa: Undersökning ÖPwC 2004.

Antalet aktiva kunder ökar

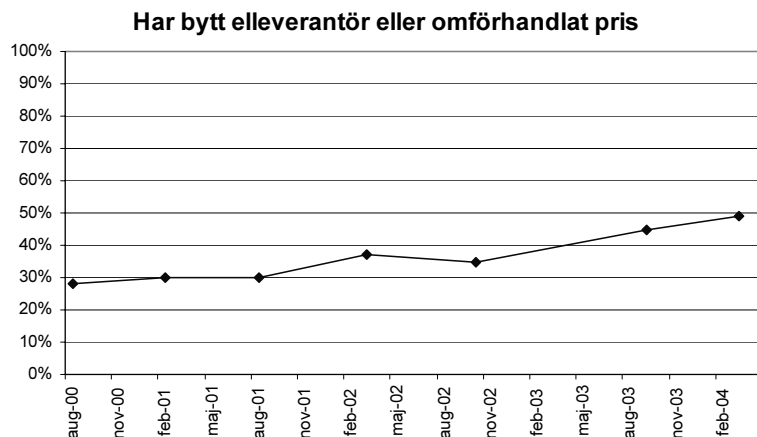
Låg kundlörlighet

Efter schablonreformen förväntades ett ökat antal kunder byta elleverantör. Elförsäljarna erbjöd produkter främst i form av fastprisavtal i 1-, 2- eller 3-år samt avtal om rörligt pris. Kundlörligheten förblev dock låg till en början. Trots relativt standardiserade produkter har kunderna haft svårigheter att jämföra de olika elförsäljarnas erbjudanden. Priserna har ibland redovisats med moms, ibland utan. Härtill har storleken på den fasta avgiften varierat vilket försvårat prisjämförelserna. Det förekommer även att leveransstarten eller löptiden varierat.

Rörligheten har sedermera ökat, likaså har allt fler omförhandlat sina avtal med den befintliga leverantören. Det är framförallt

kunder med en förhållandevis stor förbrukning som varit aktiva. Enligt Svensk Energis undersökning i oktober 2003 hade 70 procent av hushållen med elvärme varit aktiva.

Den senaste TEMO undersökningen som Svensk Energi låtit göra visar att 49 procent av kunderna är aktiva, dvs. bytt leverantör eller omförhandlat avtal. Att kunderna i ökad utsträckning har omförhandlat avtal ska ses mot bakgrund av den stora prisskillnad som rått mellan fastpris- och tillsvidareavtal under 2003.



Källa: Svensk Energi.

Att allt fler kunder är aktiva och väljer fastprisavtal innebär att kunder med tillsvidareavtal minskar. Marginalen i tillsvidareavtalen har sedan avregleringen varit hög och gjort det möjligt att ”subventionera” fastprisavtalen. Denna möjlighet minskar, vilket förbättrar konkurrensläget för nya aktörer utan tillsvidarekunder.

Sammanfattning – Hinder för befintliga aktörer

Befintliga elhandelsbolag ställs inför betydande hinder när det gäller att etablera konkurrenskraftig verksamhet på kort och lång sikt. Detta gäller framför allt:

- kraftanskaffning
- kundhantering
- försäljning

Många befintliga elförsäljare har inte tillgång till egen produktion utan köper in kraft på Nord Pool för försäljning till slutkunder. Volymerna på Nord Pool sjunker, vilket ger försämrad likviditet och därmed sämre möjlighet att köpa in kraft till konkurrenskraftiga priser. De sjunkande volymerna kan även på lång sikt leda till högre avgifter för aktörerna på Nord Pool. Detta försvårar möjligheterna att etablera konkurrenskraftig verksamhet på medellång till lång sikt.

Flera större aktörer har haft problem när det gäller kundhanteringen. Det gäller allt från att administrera leverantörsbyten till fakturering och betalning. För att klara detta krävs i regel investeringar i främst IT-system för att kunna etablera konkurrenskraftig verksamhet på kort till medellångsikt.

Den konkurrensfördel som befintliga elhandelsbolag har haft jämfört med nya aktörer i form av en kundstock med tillsvidareavtal kan minska i framtiden. Enligt en undersökning från Svensk Energi ökar antalet aktiva kunder som byter eller leverantör eller omförhandlar avtal. Det torde innebära att kunder med tillsvidareavtal går över till fastprisavtal, där marginalen är väsentligt sämre. En följd härav är att lönsamheten i elförsäljningen skulle kunna minska på lång sikt.

För nya aktörer som vill etablera elhandelsrörelse är hindren större än för befintliga elhandelsbolag. Många av de nya aktörerna har haft svårt att etablera konkurrenskraftig verksamhet både på kort och lång sikt. Flera av de aktörer som gick in på marknaden efter schablonreformen är idag inte längre verksamma. De nya aktörerna möter utöver de befintliga aktörerna hinder även gällande:

- underskattade risker
- behov av kostsamma systemlösningar för kundhantering m.m.
- hittills låg kundörslighet

Ett flertal av de nya aktörer som etablerat sig har historiskt underskattat riskerna i elhandeln. Marginalerna har varit för låga för att täcka olika risker. De höga priserna på Nord Pool 2001/2002 samt 2002/2003 ledde till högre riskkostnader och flera av aktörerna fick problem med lönsamheten. Enligt Svensk Energi krävs det idag minst ett påslag på mellan 1 till 6 öre för att täcka in riskerna och därmed etablera konkurrenskraftig verksamhet inom elförsäljning.

Vidare överskattade många nya aktörer möjligheten att använda befintliga IT-system. Idag krävs tillgång till omfattande och kostsamma systemlösningar. Renodlade elhandelsbolag saknar i regel möjlighet att fördela dessa kostnader på annan verksamhet vilket delvis försvårar möjligheten att etablera konkurrenskraftig på kort till medellångsikt verksamhet.

Ett annat hinder som möter nya aktörer som vill etablera konkurrenskraftig verksamhet är låg kundrörlighet. I de TEMO-mätningar som Svensk Energi gör har närmare hälften av alla kunder bytt leverantör eller omförhandlat avtalen. De som omförhandlat avtalen torde emellertid dominera. Nya aktörer har härtill inga kunder med tillsvidareavtal utan måste helt förlita sig till fastprisavtal, där marginalerna hittills varit betydligt lägre på grund av konkurrenstrycket.

Vi har i vår analys inte funnit att de utländska aktörerna har andra hinder än de hinder som gäller nya aktörer.

8 Hinder för elproduktion

- Vilka formella och informella hinder på kort och lång möter de potentiella aktörerna inom elproduktion?
- Vilka hinder möter befintliga aktörer vid expansion av befintliga verksamheter eller etablering av nya?
- Hur ser möjligheterna ut för företag att etablera konkurrenskraftiga verksamheter inom dessa områden på kort och medellång sikt?
- Vilka typer av elproduktion får tillstånd att etablera sig idag samt hur påverkar detta konkurrenssituationen?

Tillståndsprocessen tidskrävande

Tillstånd

För att etablera nya elproduktionsanläggningar krävs miljötillstånd. Enligt svensk lagstiftning krävs i de flesta fall dessutom tillstånd både enligt Plan och bygglagen (PBL) och Miljöbalken. Det nuvarande systemet med två tillståndsförfarande anses vara tungrovt

och ineffektivt ur ett kostnadsperspektiv för såväl berörda myndigheter som för de sökande. I syfte att förenkla och effektivisera det nuvarande systemet och därigenom underlätta för investeringar som är till gagn för såväl samhällsekonomi som miljöskydd har regeringen tillsatt två separata kommittéer¹¹, Miljöbalkskommittén och PBL-kommittén som ser över respektive lag. Dessa skall lämna sina slutbetänkanden 30 juni 2005 respektive 31 december 2004.

Kraftvärme

Enligt den undersökning som Svensk Fjärrvärme genomfört bland föreningens medlemmar så anses miljötillstånd inte vara ett hinder för etablering av ny kraftvärmeproduktion. Däremot anses tillståndsfrågan vara en faktor som påverkar investeringen negativt genom att tillståndsprocessen är tidskrävande och att projektets tekniska utformning och val av bränslen kan påverkas. Detta kan leda till att projektets lönsamhet försämras.

Det är inte ovanligt att det i samband med etablering av ny kraftvärme uppstår en relativt stark lokal opinion. Det är framförallt närboende till den planerade anläggningen som ifrågasätter valet av plats för etableringen. I synnerhet gäller detta när avsikten är att bygga en avfallsbaserad anläggning.

Vindkraft

Vindkraft är den energikälla som bedöms ha den största potentialen bland befintliga förnyelsebara produktionstekniker och det är även den teknik som stöter på flest hinder vid etablering av ny miljövänlig produktionskapacitet. Enligt Energimyndigheten är det svårt att få tillstånd om inte det aktuella området utpekats som lämpligt i kommunernas översiktsplaner. För att det skall utpekats som lämpligt för etablering krävs att området har utpekats att vara av riksintresse för vindkraft. Energimyndigheten ansvarar för att utse områden av riksintresse för produktion och distribution av energi. Aktuella områden utgörs av områden vilka bedöms ha särskilt gynnsamma vindförhållanden. Arbete pågår för närvarande med att utse områden av riksintresse. Detta arbete beräknas vara färdigt under 2004.

¹¹ Miljöbalkskommittén (M 1999:03) och PBL-kommittén (M 2002:05).

Vattenkraft

Flertalet av de större vattendragen i Sverige är helt skyddade från utbyggnad av vattenkraft enligt Miljöbalken. Möjligheterna till att bygga vattenkraft i större skala är därför mycket begränsad. Enligt nuvarande lagstiftning görs ingen skillnad på vattenkraft, oavsett storlek. All vattenverksamhet är tillståndspliktig enligt miljöbalken. Detta innebär att tillståndsprövningen även för mindre vattenkraftsanläggningar blir omfattande och resurskrävande. För att minska den administrativa processen och på så sätt underlätta även för mindre aktörer att bygga vattenkraft har Miljöbalkkommittén i ett delbetänkande föreslagit att tre tillståndsnivåer införs.

Enligt Energimyndigheten finns det även en stark opinion emot en utbyggnad av vattenkraft från framförallt miljö- och naturvårdsintressen samt från sportfiskare, vilket försvårar möjligheterna att få tillstånd.

Skattepolitiken försvårar investeringarna

Lönsamhet

Kraftvärme

De senaste åren har stigande priser på el, förhållandevis låga priser på biobränslen och införandet av elcertifikat starkt bidragit till att lönsamheten i kraftvärmebaserad elproduktion har ökat. En stor orsak till förbättrad lönsamhet är även förändringen av kraftvärmebeskattningen. I december 2003 beslutade regeringen, efter stark påtryckning från energibranschen, att el från kraftvärmeverk skall beskattas på samma sätt som el producerad i industrin. Detta beslut gynnade elproduktion vid kraftvärmeverk och ansågs öppna för en utbyggnad av kraftvärme. Under våren 2004 föreslog regeringen dock att kraftvärme i motsats till industriellt mottryck skulle fortsätta att betala koldioxidskatt för värmeproduktionen samt att kraftvärmeproduktion får en förhållandevis låg tilldelning av utsläppsrätter. Detta förslag försämrar lönsamheten och därmed även förutsättningar för en fortsatt utbyggnad.

Längre giltighet för elcertifikat underlättar investeringar

Vindkraft

Med dagens prisnivåer på el är vindkraft inte lönsam. Ökade priser på el som en effekt av införandet av handel med utsläppsrätter bedöms ej heller bli tillräckliga för att vindkraften skall bli lönsam. En förutsättning för en fortsatt utbyggnad av vindkraft är därför en långsiktig stödmodell. Nuvarande elcertifikatsystem gäller till och med 2010. Med nuvarande prisnivåer på elcertifikat tar det dock betydligt längre tid för att en vindkraftinvestering skall bli lönsam. Osäkerheten i långsiktigheten i det nuvarande systemet medför därför att mindre aktörer utan betydande eget kapital troligtvis kommer att få svårt att finansiera planerade investeringar och att de större aktörerna även framgent kommer att ha en avvaktande inställning till investering i vindkraft.

Vattenkraft

Investering i småskalig vattenkraft har inte ansetts vara lönsam. Orsaken till detta är främst att den producerade volymen el blir förhållandevis begränsad i relation till investeringens storlek. Dessutom är drift- och underhållskostnaderna blir förhållandevis höga.

Priset för elcertifikat har sedan införandet legat på ca 200 SEK/MWh och varierat mellan 90–325 SEK/MWh¹², vilket skall jämföras med 90 SEK/MWh som var den ersättning som utgick till småskalig vattenkraft i det föregående stödsystemet. Detta innebär således att elcertifikatsystemet medfört en betydande lönsamhetsförbättring för småskalig vattenkraft. Den förbättrade lönsamheten till trots är återbetalningstiden för investering i ny småskalig vattenkraft betydligt längre än giltighetstiden i det nuvarande stödsystemet. Detta innebär således att de som investerar i ny småskalig vattenkraft endast kan räkna med att erhålla intäkter från elcertifikat under de första åren av investeringens beräknade livslängd. Osäkerheten i utformningen av eventuella framtida stödsystem medför därför att investering i ny småskalig vattenkraft är förknippat med betydande risker. Vidare har priset på elcertifikat varit volatilt, vilket ger en osäker i prisbild.

¹² Svenska Kraftnät: ElmarknadsKontakt 2/2004.

Sammanfattning – Hinder för produktion

- Riksdagens beslut om att avveckla kärnkraften och Miljöbalkens skydd av oreglerade älvar innebär i praktiken att utbyggnad av storskalig kraftproduktion (exklusive gasbaserad) i Sverige ej är möjlig.
- De viktigaste hindren för en fortsatt utbyggnad av miljövänlig elproduktion utgörs av betydande osäkerheter om framtida lönsamhet och möjligheten att erhålla erforderliga tillstånd för etablering av ny produktionskapacitet.
- Möjligheten att erhålla tillstånd för ny småskalig vattenkraft och landbaserad vindkraft anses vara mycket begränsade. Möjligheten för att få tillstånd för att ta avvecklade vattenkraftanläggningar i drift är dock bättre, även om det även här finns starkt motstånd från miljö- och naturvårdsintressen.
- Vad det gäller etablering av vindkraft så kommer möjligheterna att få tillstånd att öka om det aktuella områdets definierats som område av riksintresse för etablering av vindkraft.
- Trots i vissa fall starkt lokalt motstånd bedöms dock förutsättningarna för att etablera kraftvärme som goda.
- Lönsamheten i såväl småskalig vattenkraft, vindkraft som kraftvärme baserad elproduktionen är i hög grad beroende av statligt stöd. Osäkerheten i långsiktigheten i elcertifikatsystemet och den framtida prisnivån på elcertifikat medför att investering i miljövänlig elproduktion är förknippade med betydande risker.
Vad det gäller kraftvärmens lönsamhet är även i hög grad beroende av utformningen av den framtida energibeskattningen och den framtida tilldelningen av utsläppsätter.
- Sammantaget medför svårigheten att erhålla tillstånd och stora osäkerheter om framtida lönsamhet att utbyggnaden av miljövänlig elproduktion påverkas negativt.

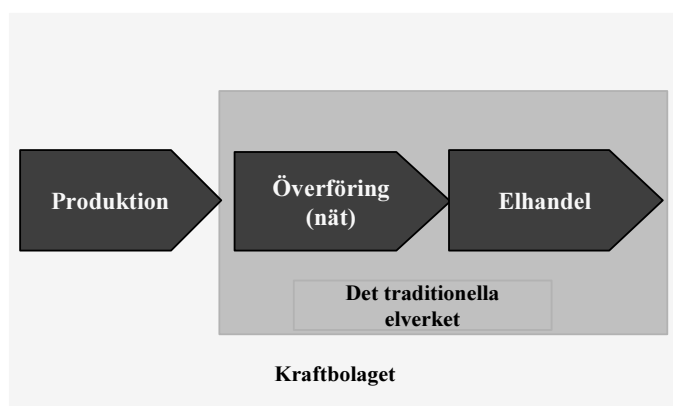
9 Vertikalt integrerade bolag

- Vilka fördelar respektive nackdelar finns det ur konkurrenssynpunkt med vertikalt integrerade företag på elmarknaden? (Inkl. företag som förutom el även har verksamhet som naturgas m.m.)

Vertikalt integrerade bolag vanliga inom energisektorn

Många elhandelsbolag ingår i vertikalt integrerade koncerner, i vilka även bedrivs nätverksamhet och/eller produktion.

Elhandelsbolag ingående i vertikalt integrerade koncerner har haft – och har delvis fortfarande – vissa fördelar jämfört med fristående elhandelsbolag. Det gäller framförallt gentemot fristående elhandelsbolag som slagit sig in på marknaden och successivt byggt upp en kundstock. Fördelarna är inte lika stora när det gäller elhandelsbolag som förvärvat befintliga kundstockar med viss andel tillsvidarekunder (jfr Hydros köp av Blekinge Energi) eller de allianser som tillkommit efter avregleringen.



Vertikalt integrerade bolag vanliga inom energisektorn

Elhandelsbolag ingående i integrerade koncerner med även nätverksamhet

Elhandelsbolag i en vertikalt integrerad koncern fick vid avregleringen tillgång till de kunder som fanns i nätbolaget. Dessa kunder hade till en början tillsvidareavtal. Många av kunderna har fortsatt att köpa el på tillsvidareavtal, dvs. inte varit aktiva på elmarknaden. Marginalen i tillsvidareavtalen har alltsedan avregleringen varit högre än vad som varit möjligt att ta ut i de konkurrensutsatta fastprisavtalen och avtalen om rörligt pris (se avsnittet 7 om bruttomarginal för tillsvidarekunder).

De goda marginalerna i tillsvidareavtalen kan ha gjort det möjligt för vertikalt integrerade bolag att erbjuda ”extra” låga priser när det gäller fastprisavtalen (korssubventionering).

Fristående elhandelsbolag som successivt byggt upp en egen kundstock saknar kunder med tillsvidareavtal. Dessa elhandelsbolag måste arbeta upp en ny, egen kundstock baserad på fastprisavtal och avtal om rörligt pris. För att snabbt nå volym erbjöd aktörerna låga priser som inte alltid täckte hanteringskostnader och risker.

En annan fördel som de vertikalt integrerade bolagen har är att tillsvidareavtalen kan prisändras med kort varsel (1 månad). För en elförsäljare innebär detta att det är lättare att hantera riskerna i verksamheten. Uppstår avvikelser mot kundernas beräknade förbrukning och volymavvikelsen måste köpas in i spotmarknaden till ofta höga priser, kan elhandelsbolaget kompensera sig genom att på en månads sikt höja priset gentemot tillsvidarekunderna.

I ett fastprisavtal går det inte att kompensera sig för volymavvikelser eller andra risker efter det att avtal tecknats och priset väl är bestämt.

Samordningsmöjligheter för vertikalt integrerade bolag

Elhandelsbolag ingående i integrerade koncerner med även nätverksamhet (forts.)

I vertikalt integrerade koncerner har som regel elhandelsbolaget varit den s.k. anvisningsleverantör som nätbolaget utsett att träda in i i det fall leveranserna till kunder inom nätområdet inte fullföljts (jfr. fallet med Kraftkommision). Detta gäller även de som flyttat

till ett nätbolags distributionsområde och inte anmält att elavtal tecknats. Någon konkurrensutsatt upphandling av anvisningsleverantör har inte behövt ske.

Vidare har vertikalt integrerade bolag fördelar i och med att kostnaderna för kundtjänst, debitering m.m. kan delas mellan elhandelsbolaget och nätbolaget. Detta gör att vissa fasta kostnader för t.ex. system kan slås ut på en större volym.

I stället för en el- och en nätfaktura räcker det för de integrerade bolagen med en faktura genom att nätbolagets fordran överlåts på elhandelsbolaget (eller omvänt).

En fristående elförsäljare har inga direkta samordningsmöjligheter. Dessutom har det visat sig svårt för aktörer från andra branscher såsom olje- och bensinbolagen att nå samordningsmöjligheter mellan elförsäljningen och övrig verksamhet.

De vertikala bolagens samordningsfördelar när det gäller IT-system kan dock tänkas minska i framtiden, bl.a. genom outsourcing av olika moment i kundhanteringen.

Vertikalt integrerade bolag med produktion har lättare att hantera risker

Elhandelsbolag ingående i integrerade koncerner med även produktion

Fördelarna för de elhandelsbolag som ingår i vertikalt integrerade koncerner jämfört med fristående elhandelsbolag och allianser är inte lika påtagliga när det gäller produktionen.

För elhandelsbolag ingående i integrerade koncerner med även produktion föreligger dock möjlighet att inom koncernen hantera vissa typer av risker som t.ex. prisområdesrisk.

Merkostnader för elhandeln till följd av prisområdesskillnader motsvaras i princip av merintäkter för elproduktionen. Om priset i prisområde Sverige blir högre än systempriset ökar kostnaderna med mellanskillnaden eftersom elförsäljaren måste köpa in kraften i prisområde Sverige samtidigt som inköpet har prissäkrats till systempris. Ingår även produktion i koncernen säljs denna till samma pris som gäller för prisområde Sverige, vilket ger en merintäkt i förhållande till systempris och kompenserar för elhandels merkostnader. Avtal om försäljning av egen produktion till fasta priser kan dock ledda till att potentiella fördelen inte alltid uppnås.

En fristående elförsäljare har möjlighet att täcka riskerna i den finansiella marknaden genom t.ex. prisområdesterminkontrakt, vilket dock innebär en kostnad.

Vertikalt integrerade koncerner med egen produktion behöver heller inte basera anskaffningskostnaden på Nord Pools priser. Jämkraft med egen produktion har t.ex. periodvis haft mycket låga tillsvidarepriser i förhållande till andra elhandelsbolag.

Fristående elförsäljare måste i princip köpa kraften till på Nord Pool gällande priser (spot och termin).

Synenergieffekter mellan elproduktion och elförsäljning

Fördelar för vertikalt integrerade elproduktionsbolag

Fördelarna med vertikalt integrerade energibolag ur ett elproduktionsperspektiv kan till viss del sägas vara analoga med de som nämnts för elförsäljningsverksamhet. Aktörer med både elproduktion och elförsäljning har, jämfört med aktörer som endast har elproduktion eller elförsäljning, i de flesta fall större möjlighet att påverka den egna verksamhetens riskexponering. Exempelvis kan en aktör med både egen elproduktion och elförsäljningsverksamhet, genom att prissäkra nettot av försäljningsvolym och egen produktion, minska den totala riskexponeringen gentemot variationer i det nordiska elpriset. På detta sätt skapas en naturlig prissäkring av såväl producerad som försåld el. Värdet av denna möjlighet kan dock skilja sig åt betydligt mellan olika aktörer. Exempelvis påverkas värdet i hög grad av möjligheten att styra den egna elproduktionen.

En effekt av ovanstående är vidare att dessa aktörer får en minskad handelsvolym på Nord Pool, vilket i sin tur leder till att kravet på säkerhet mot Nord Pool minskar.

Handel med el på Nord Pool ställer höga krav på kompetens och system. De erforderliga systemen är kostsamma och det kan vara svårt för en mindre aktör att attrahera personal med rätt kompetens. De krav som finns med avseende på kompetens och system är i hög grad samma som för inköp av el till elförsäljning. Detta medför således att det kan finnas en kostnadsfördel för de aktörer som bedriver båda produktion, handel med el och elförsäljning.

Flera av de vertikalt integrerade energiföretagen bedriver såväl eldistribution, elproduktion och produktion och distribution av

värme inom samma geografiska områden. Detta torde medföra att drift- och underhållspersonal i viss utsträckning kan hantera drift och underhåll för samtliga dessa verksamheter. En gemensam drift- och underhållsorganisation torde även innebära synergimöjligheter på administrativ nivå.

Inga påtagliga nackdelar med vertikal integration

Nackdelar med vertikalt integrerade bolag

Några egentliga nackdelar finns inte med de vertikalt integrerade koncernerna jämfört med fristående elhandelsbolag och allianser. Möjligen kan verksamhetsgrenars olika fokus medföra att elhandeln inte ges tillräcklig uppmärksamhet. För små integrerade koncerner kan det dessutom vara svårt att nå tillräcklig volym i elhandeln, vilket även inneburit att det varit svårt att anställa kompetent personal. Detta har medfört att ett antal vertikalt integrerade bolag har sålt elhandelsverksamheten eller ingått allianser med andra elhandelsbolag. Detta är dock främst en följd av för små volymer snarare än av integration.

Ur koncernperspektiv finns som tidigare nämnts fördelar med att ha både egen elproduktion och elförsäljning. Ur ett strikt produktionsperspektiv kan det dock finnas nackdelar med bolag som samtidigt bedriver elproduktion och elförsäljning. I de fall den egna produktionen används till att prissäkra den egna försäljningen kan detta leda till att intäkterna från elproduktionen inte maximeras.

På motsvarande sätt kan en aktör med både elproduktion och elförsäljning välja att ha en modell för prissättning av el i elförsäljningsverksamheten som inte är optimal för elproduktionsverksamheten. Ett exempel är om bolaget av konkurrensskäl eller för att stödja de egna kunderna, väljer att sälja el under marknadspris och därigenom subventionerar elförsäljningsverksamheten på bekostnad av elproduktionen.

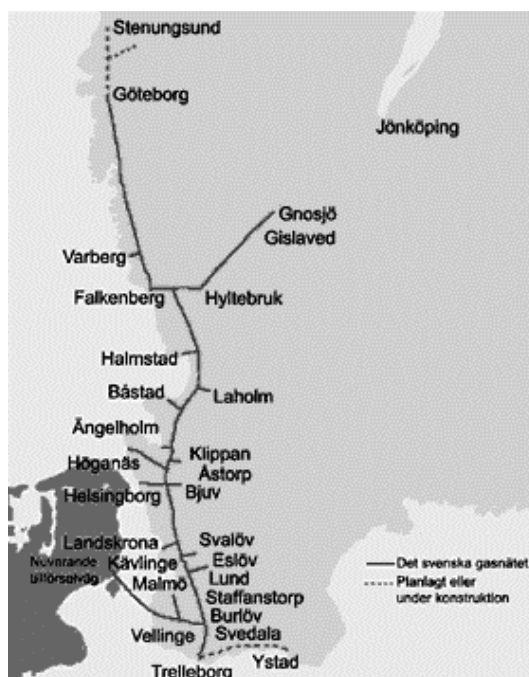
Hittills låg tillväxt och få aktörer på gasmarknaden

Vertikalt integrerade bolag med gasverksamhet

Naturgas introducerades i Sverige i mitten av 1980-talet, och svarar idag för ca 1,5 procent av den totala energitillförseln. Naturgasens marknadsandel har i princip varit oförändrat låg sedan introduktionen i mitten av 1980-talet, och har även i dagsläget en marginell roll i svensk energiförsörjning. Eftersom den totala energitillförseln i Sverige ökat endast marginellt sedan mitten av 1980-talet, har naturgasen fått konkurrera med befintliga bränslen och infrastruktur. Vidare har naturgasen på grund av utformningen av kraftvärmebeskattningen inte kunnat ta marknadsandelar i elproduktion. Den kraftvärmebeskattning som infördes 1 januari 2004 anses dock av marknadsaktörer öka attraktiviteten för naturgasbaserad elproduktion.

Det svenska naturgasnätet är koncentrerat till södra och västra Sverige. Det svenska naturgasnätet är anslutet till det danska nätet i Dragör, där naturgas inmatas till Sverige.

Transmissionsnätet i västra Sverige ägs av Nova Naturgas AB. Transmissionsnätet som försörjer Sydkrafts gasdistribution samt inmatning till Småland ägs av Sydkraft. De båda ägarna är idag operatörer och ansvariga för drift av respektive ledningar. Övriga naturgasaktörer är distributörer, ofta i kombination med egen naturgasanvändning i exempelvis fjärrvärme: Göteborg Energi AB, Lunds Energi AB, Varberg Energi AB, Ängelholms Energi AB och Öresundskraft AB. Ytterligare en aktör är Fortum via sitt ägande i Svensk Naturgas AB och Nova Naturgas.



Källa: Svenska Gasföreningen, hemsida 2004-03-12.

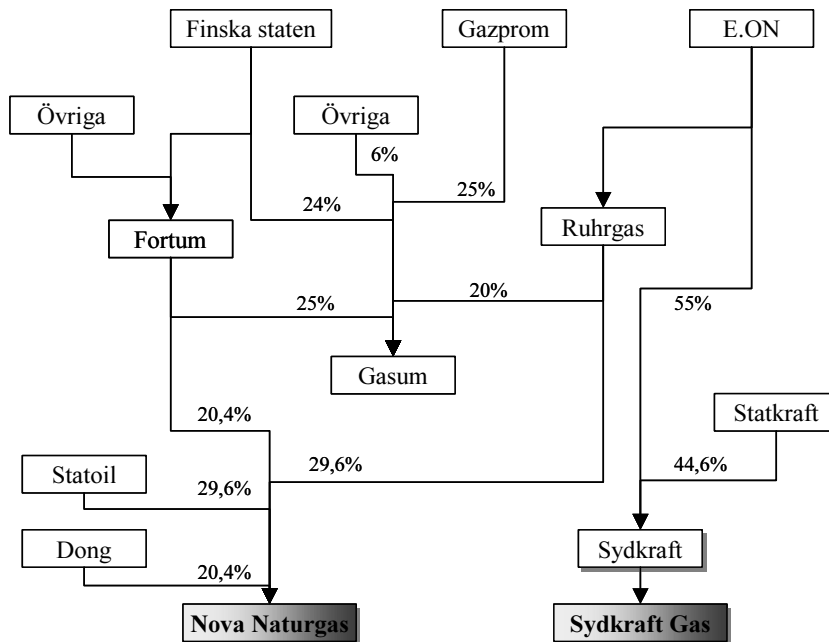
Gasföretagen delvis vertikalt integrerade

Såväl EU-direktivet (Europaparlamentets och Rådets direktiv 2003/55/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas, och om upphävande av direktiv 98/30/EG) som förslagen i SOU 2003:113 får konsekvenser för aktörerna på naturgasmarknaden. Ett av förslagen i SOU 2003:113 är att överföring av gas juridiskt skall skiljas från handel med gas på motsvarande sätt som gäller för el. Detta har lett till att förändringar initierats, som i vissa fall redan lett till konkreta handlingar. Sedan en tid pågår en process, där de svenska naturgasaktörerna vidtager flera förberedande åtgärder inför avregleringen av gasmarknaden. Ett exempel på detta är Nova Naturgas försäljning av sina handels- och distributionsverksamheter till det danska energibolaget Dong.

Helt integrerade gasföretag som täcker hela kedjan från gasutvinning – transmission – distribution – försäljning saknas i Sverige. Däremot finns bolag som omfattar kedjan anskaffning –

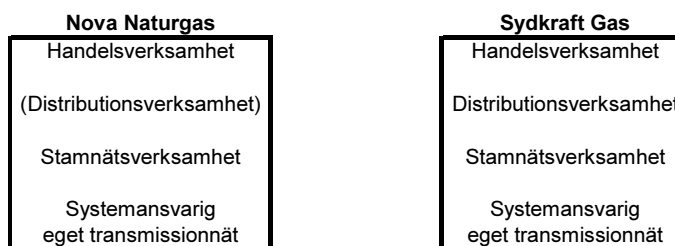
distribution – försäljning, men distributionsverksamheten kommer att ligga i ett separat bolag om utredningsförslagen genomförs. Vidare finns i Nova Naturgas och Sydkrafts ägarkrets bolag som täcker hela värdekedjan.

Ägare av transmissionsnätet för naturgas i Sverige



Källa: Hemsidor, publik information, ÖPwC analys.

Vertikal integration ger synenergier



Verksamhet hos ägare av naturgas transmissionsnät i slutet av 2003 före påbörjade strukturförändringar. Nova Naturgas ägde distributionsledningarna i mycket begränsad omfattning. Regeringen har ännu inte utsett systemansvarig eller systembalansansvarig för svensk naturgasmarknad.

Aktörer som täcker hela värdekedjan kan påverka den egna verksamhetens riskexponering på motsvarande sätt som beskrivits för elmarknaden.

Mellan anskaffning, distribution och försäljning finns operativa synergieffekter främst i hantering och organisation t.ex. vad avser gemensam personal, administrativa system och rutiner. Dessa torde i allt väsentligt kunna tas till vara även om verksamheterna delas upp i olika bolag som tillhör samma koncern, på motsvarande sätt som på elmarknaden.

För bolag som täcker hela värdekedjan, alltså även gasutvinning, finns ytterligare fördelar. Detta hänger samman med att en likvid marknad för gasanskaffning saknas på motsvarande sätt som Nord Pool kan förse elhandlare med el på elmarknaden.

En svensk aktör kan därför behöva anskaffa gas från t.ex. Dong för leveranser till sina kunder samtidigt som Dong kan konkurrera om samma kund.

Även horisontell integration bedöms ge synergier

Flera gasföretag i Europa bedriver även annan verksamhet som el, värme, vatten mm (horisontell integration). I Sverige är Sydkraft och tidigare nämnda gasdistributionsföretag huvudsakligen horisontellt integrerade.

Enligt våra undersökningar anser flera europeiska energiföretag att en sådan horisontell integration innebär fördelar:

- flera olika energikällor för el och värmeproduktion ökar försörjningstryggheten och minskar riskerna för t.ex. för negativa effekter av politiska beslut.
 - Politiska beslut vad avser energibesättning påverkar konkurrenskraften för olika energikällor
 - Gasen väntas öka sin marknadsandel i Europa, främst på bekostnad av kol.
 - Gas kommer i ökad utsträckning att behöva importeras främst från Ryssland och Nordafrika till följd av minskad gasutvinning i Storbritannien och övriga Europa
- kunna förse kunderna med olika typer av energitjänster (s.k. ”multi-utility offering”), vilket dock ökar kundernas beroende av en leverantör. Fördelarna bedöms uppstå genom:
 - Bättre försäljningsmöjligheter genom att befintliga affärsrelationer kan utnyttjas för att sälja fler produkter
 - Kostnadsbesparingar vad avser försäljning och marknadsföring, administration och fakturering samt att kostnader för att upprätthålla och utveckla varumärket kan fördelas på en större volym
 - Kunna ge kunderna bättre service, men även skapa större hinder för kunderna att byta leverantör
 - Erfarenhetsöverföring (best practice) mellan olika verksamhetsområden

Det kan noteras att det råder olika uppfattningar bland aktörer om fördelen med horisontell integration. Vissa förordar istället specialisering.

10 Nordiskt och europeiskt perspektiv

- Hur ser ovanstående frågor ut i ett nordiskt och i ett europeiskt perspektiv
 - Hur har den tilltagande internationalieringen av elmarknaden påverkat ägarförhållandena på den svenska elmarknaden?

- Hur ser ägarbilderna ut i företag som verkar på den svenska elmarknaden eller på de marknader som ligger nära den svenska/nordiska marknaden?
- Vilka av dessa företag är verksamma på den svenska marknaden t.ex. Statkraft, Fortum, Sydkraft/Eon och Vattenfall m.fl.?

Norden – en fungerande elmarknad

De fyra nordiska länderna utgör en gemensam marknad för handel med el. Förbrukningen uppgår till 380 TWh, vilket gör marknaden till en av de största i Europa. Norden har kommit längre än resten av EU i genomförande av direktiv, både vad avser avreglering och att införliva direktiven i nationell lag.

De nordiska länderna är sedan gammalt sammanbundna genom ett antal överföringsförbindelser. Ursprungligen var tanken att optimera produktionen utifrån skillnaderna i kraftslag mellan länderna, med ett norskt helt vattenkraftbaserat system som den ena ytterligheten, och ett danskt till övervägande delen kolbaserat system, som den andra. De olika förutsättningarna i produktionen har lett till skillnader i nordisk energipolitik. Gemensamt för energipolitiken är dock inriktningen mot framtida försörjnings-trygghet och ökad användning av förnyelsebara energikällor. Elanvändningen i den nordiska marknaden antas öka enligt prognos av EURELECTRIC¹³ med 14 procent till år 2020.

Avregleringen innebar att det skapades en gemensam marknadsplats för handel med el. På Nord Pool möts ett stort antal kraftproducenter och större elköpare. Priset sätts utifrån utbud och efterfrågan och ger ett effektivt utnyttjande av tillgängliga resurser. Prisbildningen är transparent, vilket är en förutsättning för full konkurrens. Nord Pool tillhandahåller tre marknadsplatser. Det är en spotmarknad för fysisk kraft, en marknad för standardiserade finansiella kontrakt (främst elterminer), samt en marknad för clearing av bilaterala kontrakt. Eftersom en stor del av de bilaterala kontrakten relateras till spotpriset, blir Nord Pool därigenom en central faktor på marknaden. Spotmarknaden omsätter drygt 110 TWh (ca en tredjedel av total förbrukning).

¹³ EURELECTRIC Statistics and prospects for the European electricity sector EURPROG 2002.

Den nordiska elmarknaden i stort har visat sig fungera även under extrema förhållanden. När Enron inte kunde ställa tillräckliga säkerheter avstängdes bolaget från all finansiell handel på elbörsen, varvid företagets positioner inom finansiell handel och clearing tvångsstängdes. Genom Nord Pools krav på säkerheter uppstod inga motpartsförluster. När TXU:s europeiska verksamhet försattes i konkurs, skedde dels avveckling av bolagets positioner på Nord Pool under ordnande former, dels tog en annan aktör över bolagets kundåtaganden.

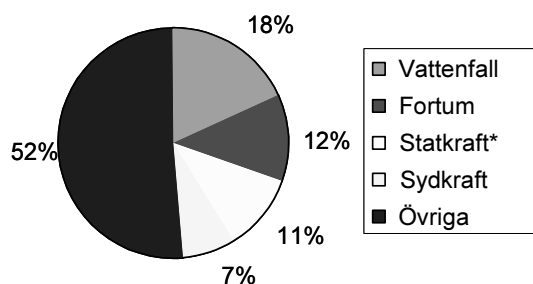
Ett annat exempel på en fungerande marknad är att handeln kunde upprätthållas utan avbrott trots de extremt höga priser som gällde vid årsskiftet 2002/2003.

Nordisk och svensk elmarknad domineras av samma aktörer

Genom att utlandsförbindelserna till kontinenten och Ryssland byggts ut har priserna utjämnats mellan Norden och Nord-Europa. Detta har givet ett robustare system med mindre risk för stora prisvariationer. Prisvariationerna mellan torr- och våtår kan dock fortfarande bli betydande eftersom det nordiska systemet till över 50 procent baseras på vattenkraft. Vid extrema situationer, som till exempel våtår i Norge och torrår i Sverige, kan flaskhalsar uppstå till följd av otillräckliga överföringsförbindelser, vilket leder till prisområdesdifferenser.

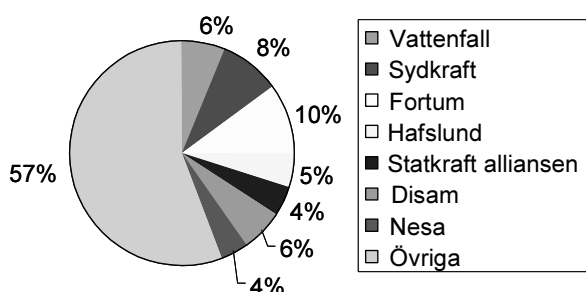
De dominerande aktörerna i Norden är Vattenfall, Sydkraft, Fortum och Statkraft. Dessa står tillsammans för ca 48 procent av den totala elproduktionen. (Det kan jämföras med Vattenfalls, Sydkrafts, Fortums andel i Sverige som uppgick till ca 88 procent.)

När det gäller försäljningen till slutkund står Vattenfall, Sydkraft och Fortum tillsammans för ca 25 procent av försäljningen i Norden.

Andel av nordisk elproduktion 2002

* Exkl andel i Sydkraft

Källa: Energimyndigheten, Elmarknaden 2003.

Andel av nordiska slutskundsmarknaden

Källa: Montel, ÖPwC analys.

Norge – små strukturförändringar

Elmarknaden i Norge omfattar 2 miljoner hushåll och mindre företag. Från och med år 1995 står det kunderna fritt att välja leverantör oberoende av förbrukning.

Totalt finns 220 elhandelsföretag, vilket är en minskning med 20 bolag sedan år 1999. Flertalet bedriver även annan verksamhet, i första hand kraftproduktion och/eller eldistribution. 70 bolag bedriver enbart elhandel. Bolagen ägs i regel av kommuner. Antalet bolag som endast bedriver elhandel ökade fram till år 2001 och var

då 88 bolag. Antalet har därefter minskat med 18 bolag som följd av pristurbulensen 2002/2003.

Att strukturen inte har förändrats mer än som varit fallet kan förklaras av att ägandet i Norge är mycket hårt reglerat. Bland annat krävs omsättningskoncession för att få bedriva elhandel. I likhet med Sverige har ett antal fristående elhandelsföretag etablerats efter avregleringen. Fjordkraft, ägt av BKK, samt Statoil kan nämnas som exempel. Snittförbrukningen per kund är högre i Norge än i Sverige, främst till följd av det stora inslaget av el-uppvärmning. Det är också vanligare att kunderna köper el till rörligt pris.

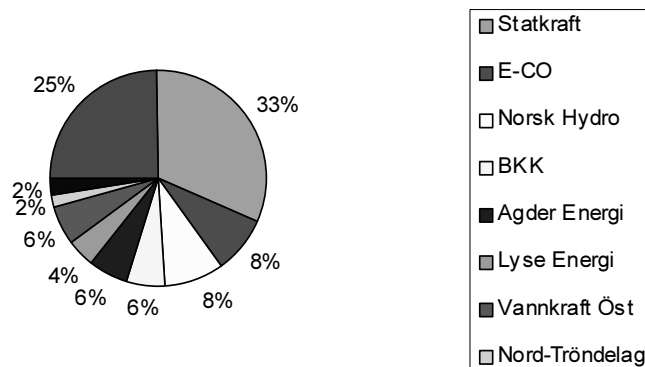
De senaste åren har det dock skett en viss koncentration. Hafslund har bland annat förvärvat Oslo Energis kundstock och är idag Norges största elhandelsföretag med över 600.000 kunder.

Ett betydande block har även skapats genom att Statkraft förvärvat Trondheims energiverk (TEV) samt köpt in sig i BKK, Agder och Skagerak Energi. Samtliga är betydande elhandelsföretag. Blocket ifråga har tillsammans över 500.000 kunder. För att norska konkurrensverket ska tillåta Statkraft att behålla TEV måste Statkraft avyttra viss kraftproduktion. Statkraft ägs av den norska staten.

Elproduktionen utgörs i princip uteslutande av vattenkraft. Denna ägs till ca 52 procent av kommuner och fylkeskommuner. Den norska statens andel uppgår, via Statskraft, till ca 33 procent. Inräknas även de bolag som ingår i Statkraftalliansen¹⁴ uppgår marknadsandelen till 44 procent. Den privata industrin äger ca 15 procent. Det utländska ägandet är begränsat. Detta beror främst på den norska s.k. hjemfallslagen. Enligt denna har staten förköpsrätt när det privata ägandet och/eller utländska ägandet av vattenkraft överstiger 1/3. Utnyttjar staten inte förköpsrätten blir koncessionen istället tidsbegränsad.

¹⁴ I Statkraftalliansen ingår: Statkraft, TEV, Skagerak Energi, BKK, Agder Energi, Fjordkraft samt Baltic Cabel.

Andel volym av norsk elproduktion 2003



Källa: Statkraft, ÖPwC analys, Vannkraft Öst och E-Cos uppgifter baserar sig på uppskattade värden.

Finland – relativt stor strukturförändring

Elmarknaden i Finland omfattar 2,9 miljoner hushåll och mindre företag. Marknaden avreglerades år 1997. Ett år senare infördes schablonreformen för kunder med liten förbrukning.

Totalt finns ett 90-tal elhandelsföretag. Störst är Fortum (500 000 kunder) och Vattenfall (drygt 300 000 kunder). Vattenfall har förvärvat ett antal energiföretag och har nu en marknadsandel inom elförsäljning på ca 14 procent. E.ON äger majoriteten i Espo Elektriska som har en marknadsandel på cirka 7 procent. Även de större stadsägda energibolagen som Helsingfors Energi, Vanda Energi, Åbo Energi, Tammerfors, Jyväskylä och Uleåborg är betydande aktörer.

Under hand har en viss koncentration skett. Före avregleringen fanns 12 regionala eldistributörer med vardera 50 000 till 200 000 kunder. Fem av dessa har köpts upp av kraftbolag, varav Vattenfall köpt 3, Fortum 1 och Graninge 1 bolag. I övrigt är det förhållandevis få kommunalt ägda distributörer som fått nya ägare. Detta kan förklaras av att inget kraftbolag får äga mer av eldistributionen i Finland än vad som motsvarar 25 procent av samtliga nätkunder.

Kundrörligheten är mindre än i Sverige och Norge. Våren 2000 uppskattade motsvarigheten till Svensk Energi att 2 procent av

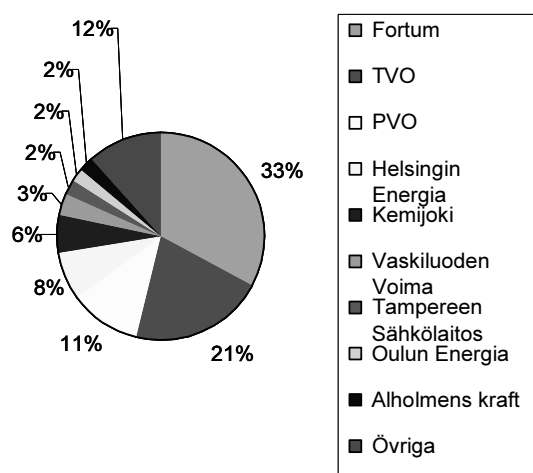
kunderna bytt leverantör, men att över hälften av all el köptes enligt avtalspris.

Framförallt är det de större stadsägda energibolagen som har slagit vakt om sina kunder och erbjudit konkurrenskraftiga priser. Det förekommer att försäljningen sker under marknadspris på Nord Pool genom att aktör med egen produktion subventionerar försäljningen. Detta gäller t.ex. Helsingfors Energi som har bland de lägsta priserna i Finland. Detta är även anledningen till att inga fristående elförsäljare etablerats sig i Finland.

Elproduktionskapacitet utgörs till 65 procent av värmekraft, 18 procent vattenkraft och 16 procent kärnkraft. Finland har ett relativt stort importbehov av el. 2002 uppgick importbehovet till ca 14 procent av det totala elbehovet. För att klara det ökande elbehovet och minska importbehovet kommer kärnkraften att byggas ut .

Finsk elproduktion domineras av två aktörer, Fortum och PVO, vilka tillsammans har ca hälften av den totala elproduktionen. Den privata industrin är även betydande elproducenter, såväl direkt som via ägande i PVO.

Ägarandelar finsk elproduktion 2001



Källa: ÖPwC analys.

Danmark – små förändringar i slutkundsmarknaden

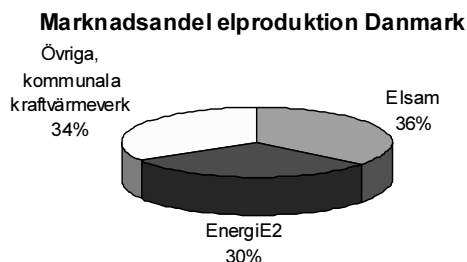
Elmarknaden i Danmark omfattar 3 miljoner hushåll och mindre företag. Avregleringen dröjde till år 1999 och först år 2003 blev det fritt för samtliga kunder att välja elleverantör. Många anser att det ännu inte råder fri konkurrens då el måste köpas från vindkraftverk och andra förnyelsebara källor. Den danska produktionskapaciteten är uppdelad i konkurrensutsatta centraliserade anläggningar och decentraliserade anläggningar. Elproduktionen från de centraliserade anläggningarna kan säljas fritt i det nordiska elsystemet. Den decentraliserade produktionen utgörs av vindkraft och mindre lokala produktionsanläggningar. För närvarande handlar det om 40 procent av försåld volym. Delar av den decentraliserade produktion utgörs av sk prioriterad produktion, vilken skall utgöra en viss andel den totala elförbrukningen i Danmark. Priset för decentraliserad produktion fastställs enligt dansk lag. Kostnaden härför bärs helt av slutförbrukarna.

Omstruktureringen av den danska elmarknaden har varit begränsad. Orsaken är främst den så kallade Lex Nesa, vilken innebär att vinst som uppstår för en kommun vid försäljning av aktier i energibolag skall avräknas mot det stadsstöd som kommunen erhåller. Under 2003 uppnåddes dock en politisk majoritet för en liberalisering av den aktuella lagen. Totalt finns ca 100 eldistributörer som traditionellt svarat för försäljning av el till slutkunder. Efter avregleringen har det etablerats ett 30-tal elhandelsföretag. Flertalet av bolagen ägs av större inhemska och utländska energi-producenter. Vattenfall, Fortum, Statoil finns sålunda alla representerade bland elhandelsföretagen. De utländska aktörerna har inte tagit någon större del av slutkundsmarknaden, då de i första hand vänt sig till större förbrukare.

De två största elhandelsbolagen är Disam och Nesa med 800 000 respektive 530 000 slutkunder. Disam har 27 procent av marknaden och Nesa 18 procent.

Elproduktion utgörs till största delen av kol och naturgasbaserad värmekraft. Danmark är även det land i Norden som har störst andel vindkraft. År 2002 utgjorde vindkraften ca 13 procent av den totala elproduktionen. Elsam och Energi E2 är de enskilt största elproducenterna i Danmark. Deras produktion utgör tillsammans ca 66 procent av Danmarks totala elproduktion. Deras andel av konkurrensutsatt produktion är i det närmaste 100 procent. Elsam bildades under 2000 genom en sammanslagning av ett antal pro-

ducenter på Fyn och Jylland. Även Energi E2 bildades under 2000 genom en sammanslagning av producenter på Själland.



Tyskland – begränsade strukturförändringar

Tyskland är EU:s största elmarknad med en förbrukning på 500 TWh, motsvarande 23 procent av EU:s totala förbrukning. Marknaden är fragmenterad med närmare 1.050 aktörer. Antalet kunder uppgår till 44 miljoner. Före avregleringen fanns 8 stora regionala integrerade bolag, ca 80 regionala elleverantörer samt 900 kommunala elverk. Avregleringen har medfört att de 8 stora integrerade bolagen genom sammanslagningar reducerats till 4 bolag, E.ON, RWE, Vattenfall och EnBW. Vattenfall har kommit att bli en stor aktör genom köp av VEAG, Bewag och HEW.

Strukturförändringarna när det gäller de regionala och lokala distributörerna har varit av begränsad omfattning. Fortfarande finns det cirka 900 lokala elverk. Samarbetet mellan de olika lokala aktörerna har dock ökat. Enligt uppgift kommer det tyska konkurrensverket att rekommendera att RWE och E.ON ej förvärvar mer än 20 procent av aktierna i något av de 900 elverk som finns i Tyskland.

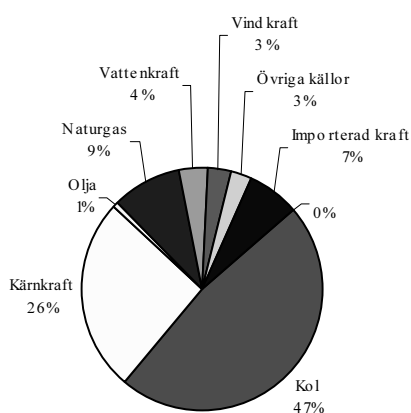
Efter avregleringen har det tillkommit många nya aktörer. Flera av bolagen har utländska ägare, framför allt gäller detta bolag som sysslar med trading. Små och medelstora elhandelsföretag har gått samman och bildat strategiska allianser i syfte att stärka sin marknadsposition. De nya aktörerna har tvingat de etablerade bolagen att bli mer konkurrenskraftiga. Förutom att erbjuda konkurrenskraftigare priser har fokus i ökad grad inriktats på ökad kundlojalitet genom förbättrad service. Många bolag har infört kundkort

som kan användas för att erhålla förmåner från bolag med vilka elhandelsbolagen samarbetar.

Kundrörligheten har ökat och inom hushållssegmentet har 30 procent bytt leverantör. När det gäller företagssegmentet är kundrörligheten ännu högre. 50 procent av småföretagen har bytt leverantör och i det närmaste alla av de större industrikunderna.

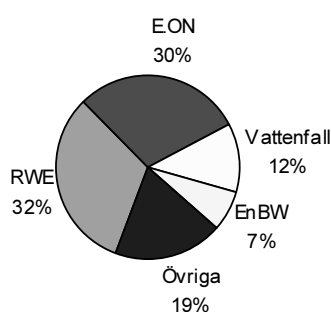
Landet har överkapacitet när det gäller elproduktion, men importerar trots detta en mindre del. Framförallt är det frågan om kunder som till följd av geografisk närhet köper el från utländska leverantör (EDF m.fl.) Beslut har fattats att gradvis avveckla kärnkraften och ersätta denna med bl.a. gaskraft, kolkraft och förnyelsebara energikällor. De fyra stora integrerade bolagen svarar för över 80 procent av elproduktion.

Andel av tysk elproduktion 2003



Källa: ÖPwC analys.

Marknadsandel av tysk elproduktion



Källa: ÖPwC analys.

Polen – avreglering och privatisering pågår

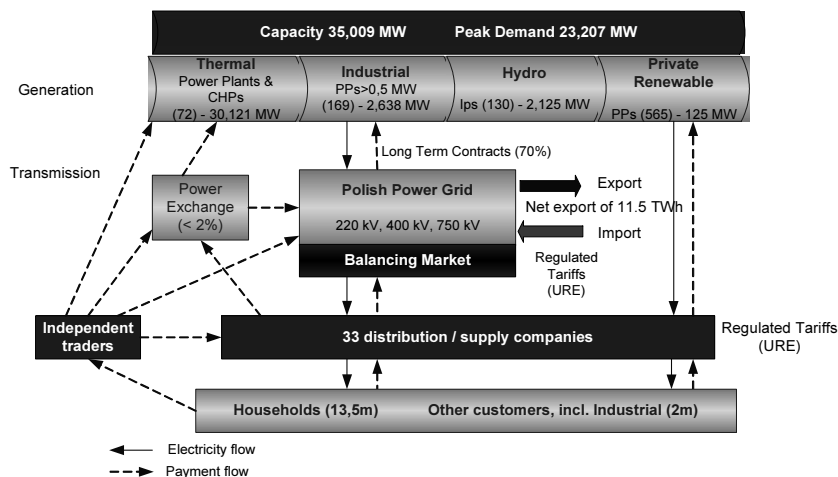
Den polska elmarknaden omfattar ca 14 miljoner hushåll och mindre företag. El till slutkunder har traditionellt sålts genom 29 regionala distributionsföretag. 27 av bolagen ägs av staten, medan två bolag har som ägare Vattenfall och tyska RWE. Utländska aktörer har i stort varit utestängda från marknaden.

Den polska elmarknaden är avreglerad för de största förbrukarna och förväntas i december 2005 vara helt avreglerad för samtliga kunder. Som ett led i avregleringen har den polska staten bjudit ut två av de regionala bolagen till försäljning.

Polens elproduktion uppgick 2002 till cirka 144 TWh. Elproduktionen är till 90 procent kolbaserad. Cirka 15 procent av den producerade kraften kommer från kraftvärmeverk. Delar av den polska elmarknaden är privatiserad och ett flertal utländska aktörer bedriver verksamhet inom olika delar av den polska marknaden. Fram till 2002 hade cirka 27 procent av produktionskapaciteten privatiserats och de stora aktörerna på marknaden är Elektrim, EDF/EnBW, Electrabel och PSEG.

Den polska regeringen har uttryckt att vattenkraften samt de tre största kraftverken utgör en nationell strategisk reserv. Vattenfall har förvärvat andelar i Elektrocieplownie Warszawskie (69,2 %) som är den största kraftvärmeproducenten i Polen samt GZE (75 %) som är ett distributionsbolag med cirka 1 miljon kunder.

Avregleringsplan		Andel av marknaden som är avreglerad
Aug 1998	500 GWh	21%
1999	100 GWh	36%
2000	40 GWh	43%
2001	10 GWh	51%
2004	1 GWh	59%
Dec 2005	Inga restriktioner	100%



	Installerad kapacitet (MW)	Produktion (GWh)
Kraftverk och kraftvärmeverk:	30,121	132,351
- Kol	29,755	130,227
- Övriga bränslen	366	2,124
Industriella kraftverk och kraftvärmeverk:	2,638	7,760
Vattenkraft	2,125	3,905
Förnyelsebara energikällor	125	109
<i>Totalt</i>	<i>35,009</i>	<i>144,125</i>

Källa: ÖPwC analys.

Baltikum – långsam avreglering pågår

Estland

Den estniska elmarknaden omfattar ca 0,5 miljoner hushåll och mindre företag. Marknaden är idag endast avreglerad till 10 procent. Estland saknade länge en fullständig lagstiftning inom energiområdet, men år 1998 infördes en marknadsorienterad energilag. År 2006 beräknas större kunder kunna välja leverantör motsvarande en marknadsandel på 20 procent. År 2009 ska 35 procent av marknaden vara avreglerad och år 2015 ska alla kunder fritt kunna välja leverantör.

Estlands elproduktion uppgår till cirka 8 TWh. Eesti Energia är den helt dominerande aktören. Bolaget svarar för 98 procent av elproduktionen som till stor del baseras på oljeskiffer. El distribueras till stor del genom lokala distributionsföretag, varav något har blivit privatiserat. Ingen ytterligare privatisering planeras för närvarande. Viss export av el sker.

Eesti Energia äger oljeskifferutvinningsbolag, elproduktion, stamnät och lokal eldistributionen i Estland. Det estländska näringsdepartementet avser enligt uppgift framgent att vertikalt bryta upp bolaget i flera självständiga bolag, men inga konkreta planer eller beslut har presenterats ännu.

Fortum bedriver verksamhet inom olja, kraftvärme och eldistribution genom Fortum Elekter AS.

Lettland

Den lettiska elmarknaden omfattar ca 0,8 miljoner hushåll och mindre företag. Elmarknaden i Lettland är idag avreglerad till 11 procent. I december 1994 anslöt sig Lettland till European Energy Charter, vilken legat till grund för lagar inom energiområdet.

Lettlands elproduktion uppgår till cirka 4 TWh. Det statliga bolaget Latvenergo svarar för nästan all produktion (97 %) och distribution av el samt kontakter med utländska elproducenter. Latvenergo producerar och distribuerar även fjärrvärme. Den lettiska elproduktionen är främst baserad på vattenkraft, som dock inte räcker för att täcka den inhemska efterfrågan.

Efter Lettlands EU-inträde förväntas landet avreglera elmarknaden på ett liknande sätt som övriga EU-medlemmar. Större

industriella kunder anses vara kvalificerade köpare av energi och har därför redan fått möjlighet att välja andra elleverantör. Latvenergos infrastruktur är i behov av modernisering och den lettiska staten förväntas privatisera Latvenergo. Vattenfall är aktivt i Lettland genom ett dotterbolag som utvecklar energisystem. Fortum har ett antal bensinstationer och driver en egen oljeterminal i Riga.

Litauen

Den litauiska elmarknaden omfattar drygt 1 miljon hushåll och mindre företag. Litauen har en ambitiös nationell energistrategi och en ny energilag trädde i kraft år 1995. 26 procent av marknaden är idag avreglerad.

Litauens elproduktion uppgår till cirka 15 TWh. Lietuvos Energija JSC har monopol på överföring och distribution av el. Staten äger 91 procent av bolaget. Viss export av el sker.

Den litauiska elproduktionen består mestadels av kärnkraft från Ignalina, som ägs av den litauiska staten. Litauen exporterar för närvarande betydande volymer, men en förändring är att vänta då Ignalina ska stängas år 2005.

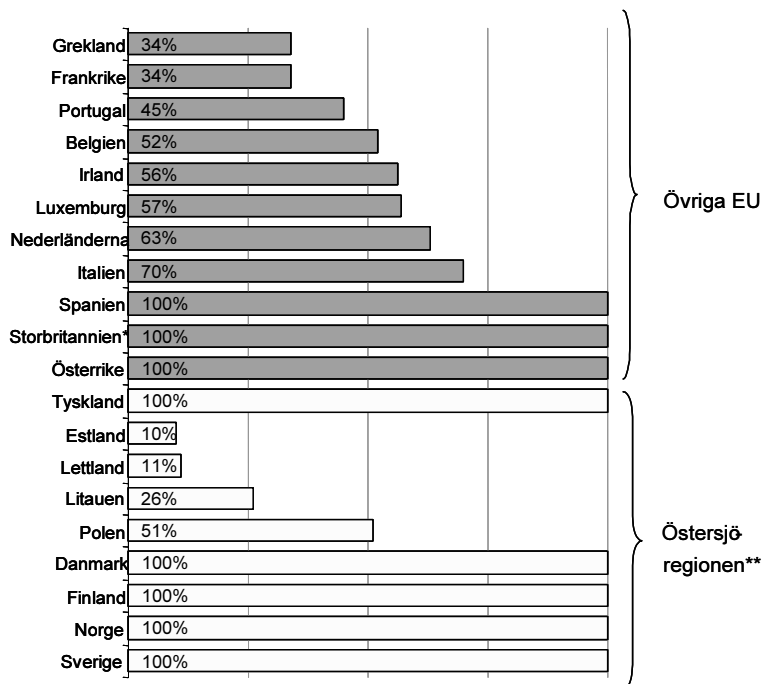
Sammanlagt finns sju registrerade elproducenter i Litauen. Regeringen avser att omstrukturera och därefter privatisera Lietuvos Energija. Större elförbrukare får sedan år 2003 ingå avtal med andra publika leverantörer till priser som är godkända av en kommission för reglering av priser och energi. Litauen avser att gradvis avreglera elmarknaden fram till år 2010, då samtliga elkunder ska kunna välja leverantör.

E.ON äger 35,7 procent av Lietuvos Dujos som är ett vertikalt integrerat naturgasbolag samt andel i Lietuvos Energija som erhöles i bytesaffären HEW/Vattenfall.

Få helt avreglerade länder i Europa

Enligt EU:s elmarknadsdirektiv ska industrikunder kunna välja leverantör från den 1 juli 2004 och hushållskunder från den 1 juli 2007. Även Baltikum och Polen omfattas från och med den 1 maj 2004 av EU:s regelverk. Endast ett fåtal länder har idag helt avreglerade marknader.

Andel av respektive lands slutkonsumenter med valfrihet att välja elleverantör inom Östersjöområdet och EU per februari 2003



* I Nordirland har endast 35% av elmarknaden möjlighet att välja elleverantör.

** Inklusivt Norge.

Källa: Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market (updated report incorporating Candidate Countries). Commission staff working paper, SEC (2003) 448, 16/04/2003.

För att kunna bilda en gemensam europeisk elmarknad är regionala marknader ett mellansteg. Norden och Storbritannien är exempel på regionala marknader. Avgränsningen styrs av befintliga överföringsförbindelser, infrastrukturens uppbyggnad m.m.

Potentiella framtida regionala elmarknader inom EU



Källa: Draft Strategy Paper Medium term vision for the internal electricity market, June 2003.

Varje land i EU med något undantag en egen elmarknad

Elanvändningen inom det utvidgade EU – EU-25 – uppgår till ca 2 800 TWh (655 GW). Förbrukningen beräknas öka med 50 procent till 2030¹⁵.

Av elproduktionen är ca 50 procent baserad på fossila bränslen, drygt 33 procent på kärnkraft och 15 procent på vattenkraft.

Målet inom EU-15 är att andelen el från förnyelsebara källor skall öka till 22 procent 2010. Flera länder avser att ställa om elsystemet och ersätta olja och kärnkraft med ökad användning av förnyelsebara källor samt naturgas. Finland har som enda land beslutat att bygga ut kärnkraften. Utvecklingen drivs av miljömål och försörjningstrygghet.

Olika förutsättningar för elproduktion mellan EU:s medlemsländer leder till stora skillnader i slutkundspriser. Intresset för att utjämna priserna har hittills varit svagt. Handeln mellan medlemsländerna motsvarar endast 7–8 procent av elanvändningen. Ett antal marknadsplatser har etablerats men likviditeten är med undantag av

¹⁵ European Commission Directorate-General for Energy and Transport. European Energy and Transport Trends to 2030, January 2003.

Nord Pool otillfredsställande. Ett skäl torde vara att överföringsförbindelserna mellan länderna är otillräckliga. Inom flera länder dominerar dessutom ett eller ett fåtal bolag elproduktionen.

Överföringskapacitet (GW) och marknadspriser* (EUR/MWh) mellan regioner i EU



* Avser pris baslast 2004 per 22 mars 2002

Källa: PricewaterhouseCoopers och Platts.

Motiv till strukturförändringar – internationellt

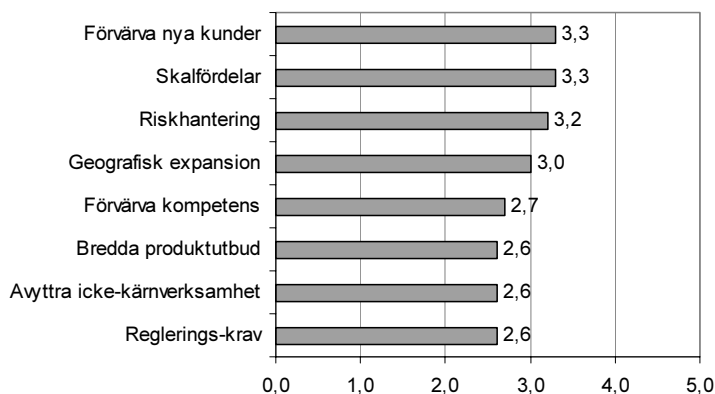
Strukturförändringar på energimarknaden uppkommer dels av att säljare önskar avyttra verksamheten, dels av att köpare önskar förvärva verksamhet.

De internationella energimarknadsaktörernas motiv till att genomföra förvärv har kartlagts av PricewaterhouseCoopers under ett antal år. Motiven och deras inbördes rangordning har varierat över åren. I undersökningen år 2004 uppges de viktigaste motiven vara att öka kundbasen samt att uppnå skalfördelar, att hantera riskexponeringen. Exempel på det sistnämnda är att kombinera olika typer av produkter (el, värme, gas), eller att kombinera elförsäljning med elproduktion genom vertikal integration.

Bakom drivkrafterna ligger önskemål om dels konsolidering, dels horisontell och vertikal integration över hela värdekedjan.

Intressant är dock att expansion på nya marknader uppges vara ett mindre viktig drivkraft år 2004. Tidigare år har detta motiv uppgivits vara ett viktigt skäl för strukturaffärer.

Drivkrafter för strukturaffärer



Källa: PricewaterhouseCoopers, "Supply Essentials: Utilities Global Survey 2004". Undersökningen omfattar 177 företagsledare och beslutsfattare i 56 länder i Europa, Nord- och Sydamerika, Asien, Mellanöstern och Afrika.

Skala: 1=minst viktig, 5=mest viktig.

Hinder för investering – internationellt

Energimarknadsaktörerna är generellt sett mer försiktiga i investeringar jämfört med tidigare år. I Europa har transaktionsvärdet på förvärv inom energiområdet minskat med 74 procent från 2002 till 2003.

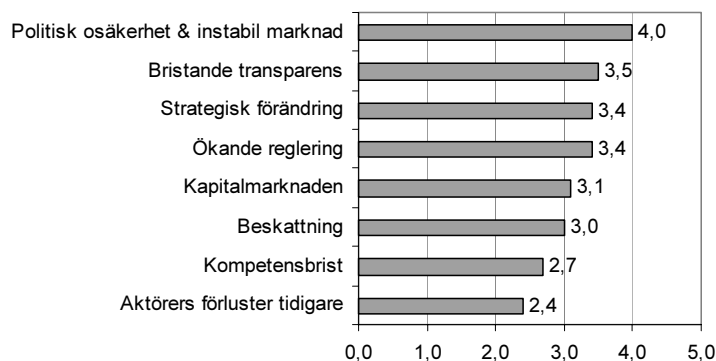
Enligt undersökningar av PricewaterhouseCoopers de senaste åren framgår att osäkerheter i investeringarnas förutsättningar är det viktigaste skälet till att en aktör avstår från investering eller t.o.m. överväger utträde från en marknad. Aktörerna anger instabila marknadsförutsättningar och bristande transparens (exempelvis förändringar i reglering, beskattning, subventioner, politiska förutsättningar, legala förutsättningar m.m.) som de viktigaste faktorerna som negativt kan påverka investeringsbeslut.

För Europa är de viktigaste exemplen på politisk osäkerhet och bristande transparens:

- fördelar för nationella bolag
- icke transparent tillträde för ”third-party” till elnäten
- ineffektiv reglering

Den nordiska marknaden bedöms i undersökningen som mer avreglerad och omstrukturerad än andra marknader. Vidare bedöms konkurrensen ha sänkt priserna. Detta leder till att intresset för förvärv är begränsat.

**Faktorer som skulle kunna leda till att en aktör
"avstår från investering eller lämnar en marknad"**



Källa: PricewaterhouseCoopers, "Supply Essentials: Utilities Global Survey 2004". Undersökningen omfattar 177 företagsledare och beslutsfattare i 56 länder i Europa, Nord- och Sydamerika, Asien, Mellanöstern och Afrika
Skala: 1=minst viktig, 5=mest viktig

Sammanfattning – Nordiskt och europeiskt perspektiv

Enligt EU:s elmarknadsdirektiv ska industrikunder kunna välja leverantör från den 1 juli 2004 och hushållskunder från den 1 juli 2007. I de nordiska länderna kan alla kunder fritt välja elleverantör. För att kunna bilda en gemensam europeisk elmarknad är regionala marknader ett mellansteg. Norden och Storbritannien är exempel på regionala marknader.

Inom flera länder i Europa dominerar ett eller ett fåtal bolag elproduktionen. Den nordiska elproduktionen domineras av Vattenfall, Statkraft, Sydkraft och Fortum. Bolagen svarar tillsammans för 48 procent av den totala produktionen i Norden.

(Det kan jämföras med Vattenfalls, Sydkrafts och Fortums andel i Sverige som uppgår till ca 88 procent). När det gäller elförsäljning till slutkund i Norden har Vattenfall, Sydkraft och Fortum tillsammans en marknadsandel på ca 25 procent.

Norge var det land som först avreglerade elmarknaden och redan 1995 var det möjligt för konsumenterna att fritt välja leverantör. Den norska marknaden är mer fragmenterad än den svenska. Detta kan delvis förklaras av att ägandet i Norge är hårt reglerat, t.ex. krävs det omsättningskoncession för att få bedriva elhandel. Produktionen ägs till största delen av kommuner, fylkeskommuner samt staten.

I Finland är det från och med 1998 möjligt för kunderna att fritt välja leverantör. Omstruktureringen av branschen har inte gått lika långt som i Sverige. Ett skäl till detta är att ingen enskild aktör får äga mer av distributionsnäten än vad som motsvarar 25 procent av samtliga kunder. Största elproducenterna är Fortum och PVO.

Den danska elmarknaden avreglerades först 2003. Omstruktureringen av marknaden har varit begränsad till följd av Lex Nesa, dock har politisk majoritet nåtts för att liberalisera lagen. De största producenterna är Elsam och Energi E2.

I Tyskland har det skett stora strukturförändringar efter avregleringen. I dag återstår 4 regionala, helt integrerade bolag (E.ON, RWE, Vattenfall och EnBW). Marknaden är dock fortfarande fragmenterad med ca 900 lokala elverk. De största producenterna är det fyra regionala bolagen (80 % av den totala produktionen).

Den polska elmarknaden är avreglerad till 59 procent. I december 2005 beräknas marknaden vara helt avreglerad. Vattenfall och RWE är två aktörer som bedriver verksamhet i Polen. Fram till 2002 hade 27 procent av produktionen privatiserats.

I de baltiska länderna är elmarknaderna endast delvis avreglerade. Litauen är den marknad där avregleringen kommit längst (26 %). De statliga elverken äger en stora andel av såväl produktion som distribution.

Bilaga 1 – Enkätundersökning

Sammanfattning – Nordiskt och europeiskt perspektiv

Sammanfattning

Nedan görs enklare sammanfattning av undersökningen. Målgruppen för undersökningen finns inom kundsegmenten villa-, lägenhets-, och företagskunder. Urvalet hämtades från Gävle Energis kunder. Totalt genomfördes 100 telefonintervjuer i respektive kundgrupp.

Undersökningen var uppbyggd kring följande frågeområden;

- Har kunden bytt elleverantör efter 1999
- Svårt eller lätt att byta elleverantör?
- Elprisets utveckling
- Elleverantörernas service
- Information och marknadsföring från elföretagen
- Synen på elmarknaden

Byta elleverantör

Mest benägna att byta elleverantör har villakunderna varit. 57 procent av villakunderna har bytt elleverantör sedan 1999 motsvarande siffror för företagskunderna är 42 procent och för lägenhetskunderna 41 procent.

Skäl för byte

Störst betydelse för att byta elleverantör av de fyra faktorer som studeras i undersökningen har priset varit. 85 procent av villakunder säger att priset delvis eller definitivt påverkat deras beslut om att byta elleverantör. För lägenhetskunder är siffran 72 procent och för företagskunder 86 procent

Funderat/övervägt att byta leverantör

De kunder som inte bytt elleverantör sedan 1999 fick frågan om kunden övervägt eller funderat på att byta under det senaste året. Runt en tredjedel av samtliga kundgrupper har övervägt eller funderat på att byta elleverantör under det senaste året.

Lätt eller svårt att byta elleverantör?

Överlag kan det konstateras att kunderna upplever det som enkelt att byta leverantör. 96 procent av villakunderna anser att det var enkelt eller mycket enkelt att byta elleverantör, 80 procent av lägenhetskunderna och 73 procent av företagskunderna tyckte det var enkelt eller mycket enkelt att byta.

Tror du det är lätt eller svårt att byta elleverantör

De kunder som inte bytt elleverantör sedan 1999 fick svara på frågan om de tror det är lätt eller svårt att byta. 49 procent av villakunderna tror att det är enkelt eller mycket enkelt att byta elleverantör, 62 procent av lägenhetskunderna och 79 procent av företagskunderna tror att det är enkelt eller mycket enkelt att byta.

Elprisets utveckling

Samtliga kundgrupper är överens om att priset övervägande utvecklats i negativ riktning. 73 procent av villakunderna anser att elpriset utvecklats i mycket negativ riktning eller i negativ riktning, motsvarande siffra för lägenhetskunderna är 74 procent och för företagskunderna är siffran 80 procent.

Lokal elleverantör

Mest betydelse tillmäter lägenhetskunderna att elleverantören skall vara lokal. Av dessa säger 36 procent att de delvis eller definitivt önskade en lokal elleverantören motsvarande siffra för villakunder och företagskunder är 20 procent.

Service

Kunderna bedömde även hur deras elleverantörs service utvecklats under de senaste åren. Här anser 76 procent av villakunderna och 70 procent av lägenhetskunderna att de inte kan notera någon skillnad. Bland företagskunderna är det 56 procent som inte kan se någon förändring i servicebeteendet hos sin elleverantör under de senaste åren. Noterbart många (28 %) företagskunder kan inte bedöma hur servicen utvecklats från sin elleverantör.

Information och marknadsföring

De olika kundsegmenten är överens om att marknadsföringsaktiviteterna har ökat de senaste åren. I samtliga kundgrupper anser 45 procent att marknadsföringen har ökat något eller ökat betydligt under de senaste åren.

Synen på elmarknaden

Elmarknaden kan utvecklas än mer i samtliga kundgrupper. En förklaring till detta kan vara att elmarknaden fortfarande är en förhållandevis ung marknad och behöver mer tid för att utvecklas. En rimlig uppskattning och baserad på vår erfarenhet, i samband med marknadsbedömningar, är att åtminstone 70 procent av kunderna skall tycka att marknaden är välfungerande. Detta kan variera från marknad till marknad.

Mest tydligt är det i totalbedömningen av marknaden där knappt 4 av 10 kunder tycker att den är välfungerande. En annan svaghet i marknaden är att knappt 6 av 10 anser att konkurrensen på elmarknaden har ökat.

6 och 10 kunder anser dessutom att marknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag. Ett faktum som bekräftas i andra delar av denna studie som PricewaterhouseCoopers genomfört. Men samtidigt tycker 6 av 10 att valmöjligheterna har ökat på elmarknaden.

Inledning

Syfte

Syftet med den kvantitativa telefonundersökningen är att redovisa olika kundgruppers syn på elmarknadens funktion ur några avseenden. Undersökningen är uppbyggd kring följande frågeområden;

- Har kunden bytt elleverantör efter 1999
- Svårt eller lätt att byta elleverantör?
- Elprisets utveckling
- Elleverantörernas service
- Information och marknadsföring från elföretagen
- Synen på elmarknadens utveckling de senaste åren
- Arbetsprocessen

Målgruppen har varit tre kundkategorier. Dessa kunder finns inom kundsegmenten villa-, lägenhets-, och företagskunder. Urvalet hämtades från Gävle Energis kunder och kompletterades med uppgifter från telefonkatalogen. De respondenter som hämtades från telefonkatalogen var boende eller verksamma i Gävle kommun. Skälet till att Gävle Energis kunders valdes ut är att de varit föremål för ägarförändringar på elmarknaden under de senaste åren.

Metoden för att samla in fakta har bestått av telefonintervjuer. Totalt uppgick antalet intervjupersoner till 300 stycken fördelat enligt nedan.

Tabell 1. Målgrupper för enkätundersökningen

Målgrupp	Antal intervjuer	Svarsfrekvens
Villakund	100	71 %
Lägenhetskund	100	72 %
Företagskund	100	63 %
<i>Totalt</i>	<i>300</i>	

I bortfallet kan noteras att ett antal personer inte vill delta i undersökningen, 27 personer har inte gått att få tag i trots sju kontaktförsök, 19 personer har inte känt sig berörda av frågeställningen och därför avböjt intervju och 20 personer har varit sjuka

eller bortresta under fältperioden. Fältarbetet pågick mellan den 5 maj till 23 maj.

Bakgrundsvariabler

I undersökningen studeras följande bakgrundsvariabler:

- villakund
- lägenhetskund
- företagskund

Samtliga frågor har databearbetats mot förekommande bakgrundsvariabler, men de kommenteras endast när statistiskt säkra avvikelser förekommer från totalbilden. I vissa fall kan statistiska avvikelser förekomma men kommenteras inte på grund av att basen (antalet individer) är för litet. I texten redovisas enbart procenttal, för att inte trötta ut läsaren med allt för mycket siffror.

Resultatredovisning

Har kunden bytt elleverantör sedan 1999?

Tabell 2. Andel av olika kunder som bytt respektive inte bytt elleverantör sedan 1999

Målgrupp	Ja	Nej
Villakund	57	37
Lägenhetskund	41	56
Företagskund	42	53
<i>Totalt</i>	<i>47</i>	<i>49</i>

Mest benägna att byta elleverantör har villakunderna varit. 57 procent av villakunderna har bytt elleverantör sedan 1999 motsvarande siffror för företagskunderna är 42 procent och för lägenhetskunderna 41 procent. En möjlig förklaring till att företagen inte är så benägna att byta elleverantör kan vara att flertalet av företagskunderna i undersökningen är mindre serviceföretag där elkostnaden inte har så stor betydelse för verksamheten.

Fyra faktorer som påverkar beslutet om att byta elleverantör

De kunder som bytt elleverantör sedan 1999 tillfrågades om fyra olika faktorer påverkat deras beslut att byta. Dessa faktorer är om bolaget såldes, priset, servicen och om kunden önskade en lokal elleverantör.

Bolaget såldes

Minst betydelse sett till samtliga tre kundgrupper har det faktum att bolaget såldes. Bland företagen säger 94 procent att deras beslut om att byta elleverantör inte alls eller inte särskilt mycket påverkades av att bolaget såldes motsvarande siffra för lägenhetskunderna är 92 procent och för villakunderna 74 procent.

Servicen

65 procent av villakunderna menar att servicen inte alls eller inte särskilt mycket påverkat deras beslut att byta elleverantör. Bland lägenhetskunderna är samma siffra 52 procent och bland företagskunderna 87 procent. Hushållskunderna villa- och lägenhetskunder prioriterar servicen något högre än vad företagssektorn gör.

Lokal elleverantör

Mest betydelse tillmäter lägenhetskunderna att elleverantören skall vara lokal. Av dessa säger 36 procent att de delvis eller definitivt önskade en lokal elleverantören motsvarande siffra för villakunder och företagskunder är 20 procent.

Priset

Störst betydelse av de fyra faktorer som studeras har priset. 85 procent av villakunder säger att priset delvis eller definitivt påverkat deras beslut om att byta elleverantör. För lägenhetskunder är siffran 72 procent och för företagskunder 86 procent.

Lätt eller svårt att byta elleverantör?

De kunder som bytt elleverantör fick också svara på frågan om de tyckte det var lätt eller svårt att byta. Överlag kan det konstateras att kunderna upplever det som enkelt att byta leverantör. 96 procent av villakunderna anser att det var enkelt eller mycket enkelt att byta elleverantör, 80 procent av lägenhetskunderna och 73 procent av företagskunderna tyckte det var enkelt eller mycket enkelt att byta.

Noterbart är 13 procent av företagen upplevde att det var svårt att byta leverantör. Undersökningen kan inte fastslå skälen till detta utan kan bara spekulera i att det t.ex. kan bero på långa bindningsavtal eller att det är förhållanden som ligger utanför företagets egen påverkansmöjlighet.

Funderat/övervägt att byta leverantör

De kunder som inte bytt elleverantör sedan 1999 fick frågan om de övervägt eller funderat på att byta under det senaste året.

Tabell 3. Andel av olika kunder som övervägt att byta elleverantör

Målgrupp	Ja	Nej
Villakund	29	71
Lägenhetskund	26	74
Företagskund	32	68
<i>Totalt</i>	<i>29</i>	<i>71</i>

Runt en tredjedel av samtliga kundgrupper har övervägt eller funderat på att byta elleverantör under det senaste året.

Tror du det är lätt eller svårt att byta elleverantör

De kunder som *inte* bytt elleverantör sedan 1999 fick svara på frågan om de tror det är lätt eller svårt att byta. 49 procent av villakunderna tror att det är enkelt eller mycket enkelt att byta elleverantör, 62 procent av lägenhetskunderna och 79 procent av företagskunderna tror att det är enkelt eller mycket enkelt att byta.

Noterbart är att 17 procent av villakunderna inte kan bedöma om de tror att det är lätt eller svårt att byta elleverantör. Noterbart är också att bland hushållskunderna (villa och lägenhet) tror nästan 2 av 10 kunder att det är svårt.

Elprisets utveckling

Kunderna fick ta ställning till hur de anser att elpriset utvecklats under de senaste åren. Samtliga kundgrupper är överens om att priset övervägande utvecklats i negativ riktning. 73 procent av villakunderna anser att elpriset utvecklats i mycket negativ riktning eller i negativ riktning, motsvarande siffra för lägenhetskunderna är 74 procent och för företagskunderna är siffran 80 procent. Bland hushållskunderna (villa och lägenhetskunderna) kan inte 1 av 10 kunder bedöma prisutvecklingen under de senaste åren.

Service

Kunderna bedömde även hur deras elleverantörs service utvecklats under de senaste åren. Här anser 76 procent av villakunderna och 70 procent av lägenhetskunderna att de inte kan notera någon skillnad. 8 procent av villakunderna anser att servicebeteendet blivit sämre och 9 procent att det utvecklats till det bättre. 4 procent av lägenhetskunderna bedömer att servicen försämrats och 13 procent att servicen blivit bättre.

Bland företagskunderna är det 56 procent som inte kan se någon förändring i servicebeteendet hos sin elleverantör under de senaste åren. Noterbart många (28 %) företagskunder kan inte bedöma hur servicen utvecklats från sin elleverantör.

9 procent av företagskunderna anser att servicebeteendet blivit sämre och 8 procent att servicen utvecklats till det bättre.

Information och marknadsföring

Samtliga kunder tillfrågades om de som elkund hade noterat om elföretagens information och marknadsföring har ökat eller minskat eller är oförändrad under de senaste åren.

De olika kundsegmenten är överens om att marknadsföringsaktiviteterna har ökat de senaste åren. I samtliga kundgrupper anser 45 procent att marknadsföringen har ökat något eller ökat betydligt under de senaste åren.

Andelen som tycker att marknadsföringen minskat är 5 procent bland villakunderna, 3 procent för lägenhetskunderna och 6 procent inom företagssektorn.

12 procent av villakunderna har inte noterat någon information och 14 % vet inte om de gjort det eller inte.

15 procent av lägenhetskunderna har inte noterat någon information och 5 procent vet inte om de gjort det eller inte.

8 procent av företagskunderna har inte noterat någon information och 19 procent vet inte om de gjort det eller inte.

Kundernas syn på elmarknaden under de senaste åren

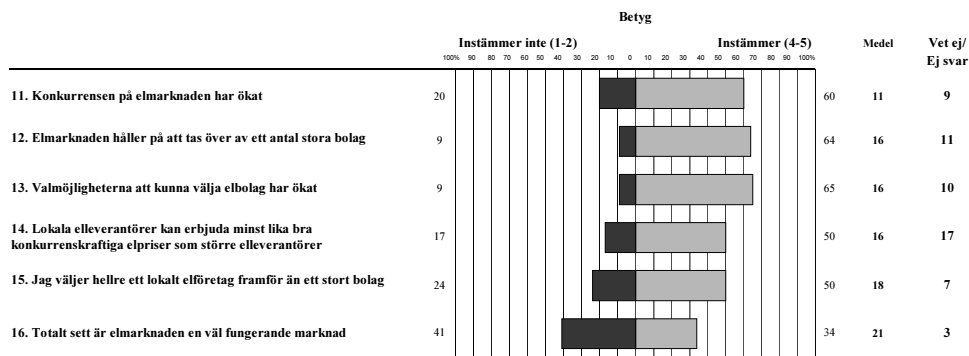
I detta avsnitt studeras om hur de olika kundgrupperna ser på elmarknaden dess funktion och utveckling under de senaste åren.

Det som studeras är om konkurrensen på elmarknaden ökat, om det finns monopol tendenser på marknaden, om valfriheten ökat, hur de lokala elföretagen hävdar sig prismässigt och om kunden föredrar ett lokalt elföretag framför ett stort bolag.

Villakunder

65 procent av villakunderna anser att valmöjligheterna att kunna välja elbolag har ökat medan 9 procent inte anser detta. 10 procent vet inte om detta är fallet. 64 procent av villakunderna anser samtidigt att elmarknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag. 6 av 10 villakunder tycker att konkurrensen på elmarknaden har ökat under de senaste åren.

Figur 1. Villakundernas syn på elmarknaden



Hälften av villakunderna menar att lokala elleverantörer kan erbjuda minst lika konkurrenskraftiga elpriser som större elleverantörer medan nästan 2 av 10 inte tycker detta och 17 procent vet inte.

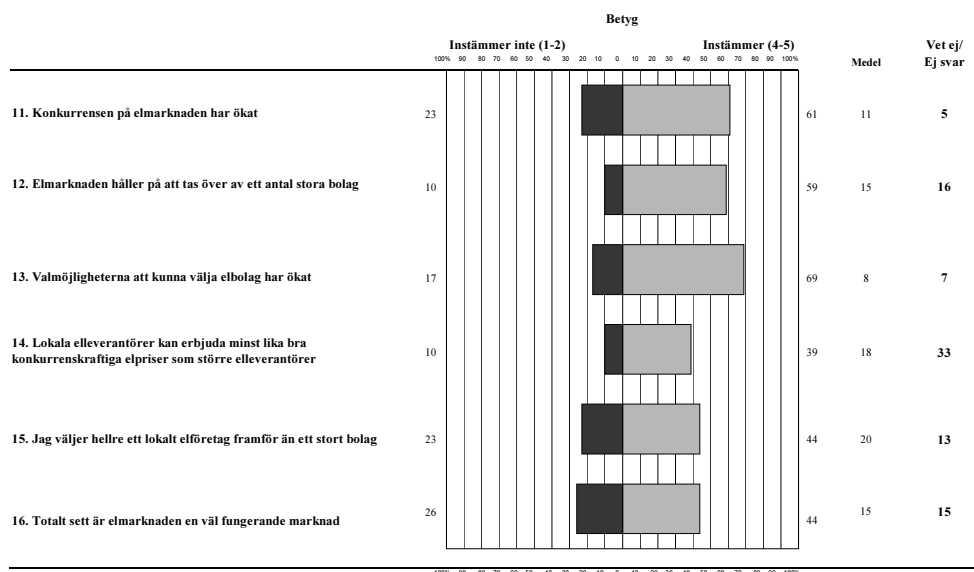
Hälften föredrar ett lokalt elföretag framför ett stort bolag och en fjärdedel av villakunderna är av motsatt uppfattning.

34 procent av villakunderna anser att elmarknaden totalt sett är en väl fungerande marknad och 41 procent tycker inte att elmarknaden är väl fungerande.

Lägenhetskunder

Lägenhetskundernas syn på elmarknaden präglas till vissa delar av okunskap vilket andelen vet inte svar indikerar. 69 procent av lägenhetskunderna anser att valmöjligheterna att kunna välja elbolag har ökat under de senaste åren medan 17 procent inte anser detta. 7 procent vet inte om detta är fallet. 6 av 10 lägenhetskunder tycker att konkurrensen på elmarknaden har ökat under de senaste åren. En fjärdedel eller 23 procent kan inte se att konkurrensen på elmarknaden har ökat.

Figur 2. Lägenhetskundernas syn på elmarknaden



59 procent av villakunderna anser att elmarknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag och 10 procent är av motsatt uppfattning.

44 procent av lägenhetskunderna föredrar ett lokalt elföretag framför ett stort bolag och en fjärdedel av lägenhetskunderna är av motsatt uppfattning.

Nästan 4 av 10 lägenhetskunderna menar att lokala elleverantörer kan erbjuda minst lika konkurrenskraftiga elpriser som större elleverantörer medan nästan 1 av 10 inte tycker detta. Noterbart många vet inte, 33 procent.

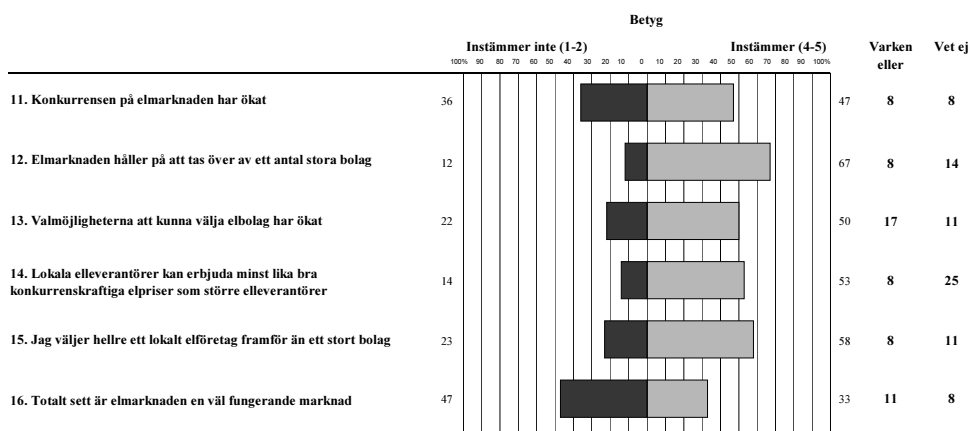
44 procent av lägenhetskunderna anser att elmarknaden totalt sett är en väl fungerande marknad och 26 procent tycker inte att elmarknaden är väl fungerande. 15 vet inte.

Företagskunder

Företagskunderna uppvisar en viss okunskap om elmarknadens funktion vilket den förhållandevis höga andelen vet inte svar indikerar. 67 procent av företagskunderna anser att elmarknaden håller

på att tas över av ett antal stora bolag och 12 procent är av motsatt uppfattning. 14 procent vet inte.

Figur 3. Företagskundernas syn på elmarknaden



Företagskunderna är något mer lokalpatriotiska än vad hushållskunderna är. Nästan 6 av 10 företag föredrar ett lokalt elföretag framför ett stort bolag och en fjärdedel av företagskunderna är av motsatt uppfattning.

5 av 10 företagskunderna menar att lokala elleverantörer kan erbjuda minst lika konkurrenskraftiga elpriser som större elleverantörer medan nästan drygt 1 av 10 inte tycker detta. Noterbart många vet inte, 25 procent.

Hälften av företagskunderna anser att valmöjligheterna att kunna välja elbolag har ökat under de senaste åren medan 22 procent inte anser detta. 11 procent vet inte om detta är fallet.

Nästan 5 av 10 företagskunder tycker att konkurrensen på elmarknaden har ökat under de senaste åren. En tredjedel eller 36 procent håller inte med om att konkurrensen på elmarknaden har ökat.

33 procent av företagskunderna anser att elmarknaden totalt sett är en väl fungerande marknad och hela 47 procent tycker inte att elmarknaden är väl fungerande. 8 procent vet inte.

Sammanfattning bedömning för de tre kundgrupperna

Elmarknaden kan utvecklas än mer i samtliga kundgrupper. En förklaring till detta kan vara att elmarknaden fortfarande är en förhållandevis ung marknad och behöver mer tid för att utvecklas. En rimlig uppskattning och baserad på vår erfarenhet, i samband med marknadsbedömningar, är att åtminstone 70 procent av kunderna skall tycka att marknaden är välfungerande. Detta kan dock variera från marknad till marknad.

Mest tydligt är det i totalbedömningen av marknaden där knappt 4 av 10 kunder tycker att den är välfungerande. En annan svaghet i marknaden är att knappt 6 av 10 anser att konkurrensen på elmarknaden har ökat.

6 och 10 kunder anser dessutom att marknaden håller på att tas över av ett antal stora bolag. Ett faktum som bekräftas i andra delar av denna studie som PricewaterhouseCoopers genomfört. Men samtidigt tycker 6 av 10 att valmöjligheterna har ökat på elmarknaden.

Rapport 3

Uppföljning av
leverantörsbytesprocessen m.m.
maj 2004

ECON Analys AB

Rapport R-2004-066

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser.....	273
1 Bakgrund	273
2 Problem och metod	275
3 Tidigare genomförda undersökningar	276
3.1 Resultat från tidigare undersökningar	276
3.2 Slutsatser från tidigare undersökningar	277
4 Sammanfattande resultat av uppföljningen under maj 2004	278
4.1 Resultat av uppföljningen.....	278
4.2 Eget PRODAT system eller ombud.....	280
4.3 Kvaliteten i nätföretagens svar på elhandelsföretagens anmälningar	281
4.4 Felkällor i elhandelsföretagens anmälningar	282
4.5 Rapportering av mätvärden	283
5 Elhandelsföretagens syn på leverantörsbytes- och mätvärdesprocesserna m.m.	285
6 Slutsatser och rekommendationer	286

Sammanfattning och slutsatser

Sammanfattning

El- och gasmarknadsutredningen (N 2003:04) har anlitat ECON för att undersöka hur leverantörsbytesprocessen för el fungerar och om det finns tänkbara förbättringar att göra.

ECON har tidigare utfört liknande undersökningar vid åtta tillfällen under tidsperioden år 2000–2002. I den senaste undersökningen i oktober 2002, i vilken 18 elhandelsföretag deltog, var antalet anmälningar av leverantörsbyten 2 094 och 89 procent av alla anmälda leverantörsbyten genomfördes på utsatt tid.

I den nu föreliggande undersökningen medverkade 21 elhandelsföretag i stort sätt identiska med de företag som medverkade i de tidigare undersökningarna. Antalet anmälda leverantörsbyten var 14 701 och 93 procent av alla anmälda leverantörsbyten genomfördes vid utsatt tidpunkt. Det bör noteras att resultatet domineras kraftigt av ett enskilt företag som anmälde ca 60 procent av bytena och för detta företag var andelen genomförda leverantörsbyten 90 procent.

Antalet leverantörsbyten har ökat kraftigt liksom andelen leverantörsbyten som sker på utsatt tid. Andelen rapporterade startmätarställningar är också betydligt högre än vid tidigare genomförda undersökningar

Ett problem som kvarstår enligt de flesta elhandelsföretagen är att kvaliteten på de mätvärden som rapporteras av nätbolagen fortfarande är bristfällig. Ytterst drabbar detta problem elkunden som får felaktiga räkningar. Bristfälliga mätrapporter leder också till att både ”den nya och gamla” leverantören tvingas att sinsemellan justera ersättningen för avslutad respektive påbörjad elleverans.

1 Bakgrund

El- och gasmarknadsutredningen (N 2003:04) har bland annat i uppdrag att analysera om det finns tänkbara förbättringar att göra på elmarknaden och hur specifika krav på elmarknadens olika aktörer lämpligen bör utformas samt utreda behovet av sanktions-system mot nätföretag som inte följer ellagens föreskrifter om leverantörsbyten.

ECON har vid flera tillfällen genomfört uppföljningar av leverantörsbytes- processen på uppdrag av Schablondelegationen (Delegationen) och Statens Energimyndighet (STEM) i syfte att belysa hur stort antal av de anmälda bytena som kunde genomföras på föreskrivet sätt. Uppföljningarna bygger på uppgifter från ett 20-tal elhandelsföretag. Uppföljningarna gav en samlad bild av vad som har fungerat och inte fungerat vid leverantörsbytena och vilka förbättringar som har kunnat noteras när allt fler aktörer använder sig av det föreskrivna kommunikationssystemet.

ECON har presenterat sammanfattande rapporter av de tidigare uppföljningarna. Rapporterna innehåller också en relativt omfattande kvantitativ sammanfattning av antalet anmälda respektive genomförda byten, antal byten som bekräftats enligt föreskrift osv. samt några förklaringar till de orsaker som har förhindrat leverantörsbytena. Bland dessa har noterats avsaknad av eller brister i användningen av kommunikationssystem för leverantörsbytesanmälan hos ett antal aktörer samt att aktörernas/deras ombuds system inte alltid uppfyllt gällande Ediel standard. Ett av de största problemen som noterades hos företagen var att elektronisk kommunikation vid leverantörsbyten ännu inte används enligt föreskrift.

Delegationen har vid uppföljningstillfällena informerat aktörerna om resultaten och lämnat några rekommendationer till förbättringsåtgärder. Delegationen avslutade sitt uppdrag vid årsskiftet 2001/2002. Efter det genomförde ECON fortsatta uppföljningar på uppdrag av STEM. Senaste uppföljningen ägde rum i oktober 2002.

Utredningen vill nu följa upp utvecklingen under våren 2004 och har givit ECON i uppdrag att genomföra en förnyad uppföljning liknande de tidigare. Uppföljningen skall kompletteras med elhandelsföretagens syn på hur leverantörsbytesprocessen fungerar och om det finns några åtgärder i form av ändringar i regelverket som skulle säkerställa eller förenkla leverantörsbytesprocessen.

2 Problem och metod

När schablonavräkningsreformen infördes i november 1999, bedömde både branschen och myndigheterna att det var angeläget att följa upp leverantörsbytesprocessen och dra lärdomar som leder till förbättring i den. Nu har det dock gått en tid sedan den senaste uppföljningen togs fram. Samtidigt som branschen har noterat ett ökande antal leverantörsbyten saknas en uppdaterat bild av hur dessa byten har fungerat. Den nu aktuella uppföljningen som beskrivs närmare i denna rapport, syftar till att aktualisera bilden av leverantörsbytesprocessen och, liksom tidigare, belysa hur leverantörsbytesprocessen fungerar samt problem som fortfarande finns kvar.

Detta sker nu som tidigare genom att söka information hos ett 20-tal elhandelsföretag och kartlägga i den mån det varit möjligt deras erfarenheter och problem vid leverantörsbytena. En viktig fråga är att följa upp vilka åtgärder som aktörerna vidtagit för att få processen att fungera och vilka förbättringar som kan noteras sedan tidigare uppföljningar. Det är därför viktigt att valet av målgrupp för denna undersökning omfattar i stort samma grupp av aktörer som tidigare undersökningar och på det sättet säkra en kontinuitet i uppföljningen.

Aktörernas struktur är dock allt annat än statisk. Företag säljs och slås samman, grupper av företag organiseras för att kunna agera samlat på marknaden. Därför har ECON reviderat målgruppen från tidigare undersökningstillfällena och utökat den något för att kompensera en del bortfall av tidigare aktörer. Målgruppen för undersökningen består av 20 aktiva elhandelsföretag. Inom gruppen finns företag som representerar olika lösningar för leverantörsbyteshantering i egen regi eller ombud, liksom företag med olika typer av ägande och marknadsprofil.

Insamling av uppgifter för undersökningen har skett på två sätt:

- *Enkät.* Kortfattade enkäter har sänts via e-mail till företagen i målgruppen. Enkätinnehållet har utformats med utgångspunkt i de tidigare uppföljningarna men med fokus på hur aktörerna uppfyller regelverket, föreskrifter och standarder. Vid denna uppföljning gäller även att belysa på nära håll de felande länkarna i informationsutbytet mellan aktörerna och följa upp vilka åtgärder som vidtas av aktörerna för att begränsa felen. Enkätsvaren återspeglar även elhandelsföretagens synpunkter

på brister i nuvarande leverantörsbytessystemet samt ger företagen eventuella förslag till åtgärder för att säkerhetsställa eller förenkla dessa processer.

- *Kompletterande intervjuer.* Att besvara enkäten var frivilligt för de tillfrågade företagen. Företagen kunde välja att besvara enkäten fullständigt, delvis eller inte alls. Av de 24 tillfrågade företagen har 21 besvarat enkäten relativt fullständigt. De inkomna uppgifterna har genom löpande kontakt med företagen kontrollerats och kompletterats.

3 Tidigare genomförda undersökningar

Undersökningar av liknade karaktär har genomförts av ECON vid åtta tillfällen under tidsperioden september 2000 till oktober 2002. Uppdragsgivare för de senaste undersökningarna har varit Energimyndigheten efter det att Schablondelegationen lagts ner. Syftet med undersökningarna var då som nu att studera hur leverantörsbytesprocessen fungerar från elleverantörernas synvinkel. I undersökningen från den 1 oktober 2002 tillställdes enkäten 21 elhandelsföretag, som även tidigare har medverkat i motsvarande undersökningar.

3.1 Resultat från tidigare undersökningar

De 18 företagen, som besvarade den senaste enkäten har rapporterat att sammanlagt 2 904 leverantörsbyten anmäldes under augusti 2002, av vilka samtliga avsåg byte den 1 oktober 2002. Av dessa byten kunde 89 procent genomföras utan förseningar, jämfört med 92 procent vid undersökningstillfället i maj 2002.

När det gäller företagets förmåga att följa regelverket var resultatet betydligt sämre. Endast 40 procent av de anmälda leverantörsbytena (via meddelande Z03) bekräftades inom fem arbetsdagar från nätbolagens sida. Detta är en markant försämring jämfört med föregående undersökning i maj 2002, då 52 procent bekräftades i tid.

Några orsaker till förseningar från nätföretagens sida har varit att:

- anläggningsidentitet saknades i 60–85 procent av fallen
- nätområdesidentitet saknades i 5–10 procent av fallen
- el-användarens identitet saknades i 10–15 procent av fallen
- annat fel har uppstått i 5–10 procent av fallen.

Enligt regelverket ska nätägaren vid anmält leverantörsbyte rapportera mätarställning för kundens uttagspunkt senast tio arbetsdagar efter aviserat bytesdatum. Per den 1 oktober 2002 rapporterades 39 procent av mätarställningarna inom föreskriven tid. Detta är en klar försämring jämfört med undersökningen i maj 2002, då motsvarande antal var 60 procent.

3.2 Slutsatser från tidigare uppföljningar

Trots att det anses vara en stor brist vid leverantörsbyten, har det låga antalet av rapporterade mätarställningar och orsaken till detta, inte blivit utrett närmare. Avsaknaden av mätarställningar i rätt tid påverkar elräkningen till kunden och avräkningen av elleveransen mellan ”den gamla och nya” leverantören. Risker är att kunden får försenade, felaktiga eller dubbla fakturor. Även de balansansvariga företagen kan drabbas om det är ett stort antal kunder som ”har lämnat” en leverantör utan att deras förbrukning har blivit slutligen avräknat. För att undvika detta har ”den nya” elleverantören behövt lägga ned resurser för att manuellt följa upp och få fram mätvärden från nätbolagen.

Generellt sett har ungefär hälften av elhandelsföretagen ansett att leverantörsbytesprocessen fungerar medan den andra hälften tyckt att processen inte fungerat som den skall. Huvudproblemen enligt dessa, har varit att många nätägare inte följer reglerna för bytesbekräftelse eller rapportering av mätarställningar. De noterar också att de initiala problemen med elektronisk kommunikation av anmälan och bekräftelse har förbättrats markant vid senaste undersökningarna.

4 Sammanfattande resultat av uppföljningen under maj 2004

ECON sände enkät till 24 elhandelsföretag och 21 företag har besvarat enkäten helt eller delvis. De företag som inte besvarat enkäten, har avböjt på grund av personalbrist eller nyligen genomförd sammanslagning av två elhandelsföretag med numera gemensam hantering av leverantörsbytesprocessen.

4.1 Resultat av uppföljningen

Antalet anmälda leverantörsbyten som skulle genomföras den 1 maj 2004 var 14 747. Åtta elhandelsföretag har angivit att det var färre byten i maj 2004 jämfört med en "normal månad", medan två företag har angivit att det var fler byten än för en "normal" månad. Resten av företagen har inte besvarat frågan.

I tabell 4.1 visas en sammanställning av enkätsvaren. För att möjliggöra uppföljningen av eventuella förändringar visas resultaten från samtliga tidigare uppföljningar tillsammans med den senaste som gäller den 1 maj 2004 (skuggat fält).

Tabell 4.1. Antal leverantörsbyten anmälda samt andelen bekräftade och obekräftade anmälningar

	Sept 2000*	Dec 2000*	Mars 2001	Maj 2001	Okt 2001	Dec 2001	Maj 2002	Okt 2002	Maj 2004
Antal lev-byten anmälda	8 000	18 000	3 873	1 531	2 790	2 776	1 938	2 904	14 747
Andel genomförda byten utan försening	74 %	85 %	85 %	79 %	89 %	88 %	92 %	89 %	93 %
Andel anmälda lev- byten bekräftade inom 5 dagar	38 %	35 %	50 %	56 %	46 %	56 %	52 %	40 %	86 %**
Andel anmäln med påtalade fel inom 5 dagar	8 %	5 %	7 %	7 %	13 %	5 %	5 %	4 %	4 %**
Andel obesvarade anmäln efter 5 arbetsdagar	56 %	60 %	43 %	37 %	41 %	39 %	43 %	56 %	10 %**
Andel rapporterade mätarställningar inom 10 vardagar					46 %	32 %	60 %	39 %	88 %***

* Vid dessa två uppföljningstillfällen ingick elhandelsföretag inom organisationen "Oberoende Elhandlare".

** 19 av de 21 elhandelsföretagen har besvarat enkäten

*** 20 av de 21 elhandelsföretagen har besvarat enkäten

Antalet leverantörsbyten som anmäldes under mars 2004 till de 21 elhandelsföretag som ingick i undersökningsgruppen var 15 218 varav 14 747 avsåg leverantörsbyte den 1 maj 2004. Av dessa anmälningar genomfördes leverantörsbytet för 13 664 eller 93 procent. Det visar ett bättre resultat än vid den senaste undersökningen i oktober år 2002.

Det bör noteras att ett enda företag av de tillfrågade har haft mer än 60 procent av samtliga leverantörsbyten under månaden. Det innebär att hanteringen av bytena just för det företaget kraftig påverkar det sammanlagda resultatet, t.ex. antalet leverantörsbyten som kunde genomföras i tid var på 90 procent, dvs. lägre än för de övriga i gruppen.

Vid den senaste uppföljningen anmälde de tillfrågade elhandelsföretagen ett mycket större antal leverantörsbyten än tidigare. Ett större antal byten ställer högre krav på administrationen på före-

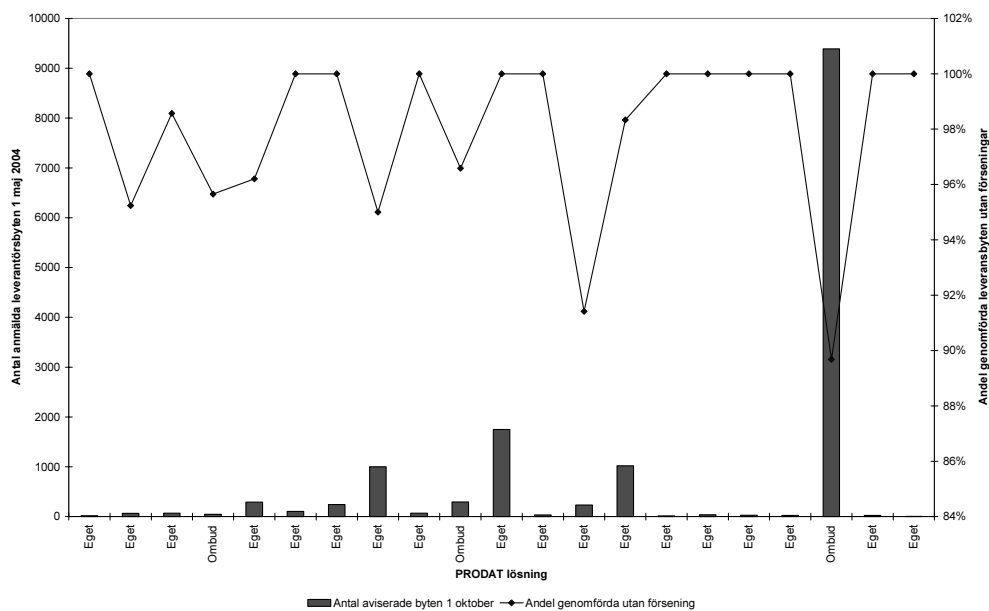
tagen och kommunikationen emellan företagen för att bytena skall hinna genomföras i tid. Resultatet visar trots det höga antalet leverantörsbyten för maj 2004 på en klar förbättring i andelen leverantörsbyten som kunde genomföras i tid.

En iakttagelse är att ju fler leverantörsbyten som skall genomföras desto viktigare är det att de administrativa systemen och kommunikationerna fungerar. Det är administrativt tungt att manuellt följa upp felaktigheter i kommunikationen. Det högre antalet genomförda byten i kombination med det lägre antalet påtalade felaktigheter i anmälningarna kan t.ex. tala för en förbättring i underlagen från elhandelsföretagen eller i kommunikationen emellan elhandels- och nätföretagen.

4.2 Eget PRODAT system eller ombud

Den del av elhandelsföretagens Ediel-system som är avsedd för att hantera leverantörsbytesanmälningarna benämns PRODAT. En majoritet av de tillfrågade företagen använder egna PRODAT system men det finns ett antal som anlitar externa leverantörer av PRODAT tjänsten. Antalet företag som hanterar "PRODAT" i egen regi framgår av nedanstående diagram.

Diagram 4.1. Antal anmälda respektive andel genomförda leverantörsbyten per 1 maj 2004 samt PRODAT lösning



Av diagrammet framgår att 12 elhandelsföretag kunde genomföra alla anmälda leverantörsbyten per den 1 maj 2004. För de övriga 9 elhandelsföretagen varierar andelen genomförda byten från 90 procent till 99 procent.

4.3 Kvaliteten i nätföretagens svar på elhandelsföretagens anmälningar

Enligt gällande föreskrifter är nätföretagen skyldiga att bekräfta en anmälan om leverantörsbyte från ett elhandelsföretag inom 5 arbetsdagar. I tabell 4.2 visas en sammanställning av hur nätföretagen uppfyller kraven på att bekräfta anmälda leverantörsbyten.

Två elhandelsföretag som ingår i undersökningsgruppen har administrativa system, som inte i efterhand kan ge information om hur deras anmälningar har hanterats. I undersökningen ingår därför bara 19 elhandelsföretag som tillsammans hade 5 064 leverantörs-

byten anmälda per den 1 maj 2004. I tabell 4.2 har rader med anmälda byten som inte genomförts grå markerats.

Tabell 4.2. Nätföretagens bekräftelser av leverantörsbytena, såväl genomförda som ej genomförda byten

	Status	Antal	Procent av antal anmälda leverantörsbyten	Förekommer hos antal elhandelsföretag
Genomförda lev-byten 1 maj 2004	Antal anmälningar bekräftade inom 5 dagar	4 358	86 %	18
Genomförda lev-byten 1 maj 2004	Antal felaktiga anmälningar bekräftade inom 5 dagar	162	3 %	14
Genomförda lev-byten 1 maj 2004	Antal obesvarade anmälningar inom 5 dagar	440	9 %	15
Ej genomförda lev-byten 1 maj 2004	Antal felaktiga anmälningar bekräftade inom 5 dagar	62	1 %	6
Ej genomförda lev-byten 1 maj 2004	Antal obesvarade anmälningar av nätbolagen	42	1 %	5

Sammanlagt kunde 98 procent av de anmälda bytena genomföras i tid. Kolumnen till höger visar antalet företag som har fått föreskriftsenliga respektive felaktiga bekräftelser av sina anmälningar.

Av tabellen framgår också att 9 procent av anmälningarna blev bekräftade senare än 5 arbetsdagar, men leverantörsbytet kunde ändå genomföras vid den utsatta tidpunkten. En liten del anmälningar, 1 procent besvaras överhuvudtaget inte av nätägaren.

Tabellen visar också antalet leverantörsbyten som returnerades av nätföretaget pga. felaktigheter. Av dessa felaktiga anmälningar (4 procent av det totala antalet anmälningar) kunde 3 procent av samtliga korrigeras av elhandelsföretaget och bytena kunde genomföras i tid. Endast 1 procent av samtliga blev försenade så att bytena inte kunde genomföras den 1 maj.

4.4 Felkällor i elhandelsföretagens anmälningar

Av totalt 5 064 anmälningar av leverantörsbyte den 1 maj 2004 har nätbolagen bedömt 224 eller 4 procent, som felaktiga. Av dessa kunde 162 eller 3 procent korrigeras av elhandelsföretagen så att

leveransbytet kunde genomföras vid avtalad tidpunkt. Av tabell 4.3 kan utläsas frekvensen av olika fel som leder till att nätbolagen inte kan bekräfta leverantörsbytet. Det är speciellt två felkällor som dominerar, att uppgifter om anläggningens identitet (ID) saknas eller att uppgifter om elabonnenten saknas eller avviker från nätbolagets register.

Tabell 4.3. Fördelning av felorsaker i anmälningarna av leverantörsbyte

Anläggnings-ID		Områdes-ID		Uppgifter om leverantör		Uppgifter om elabonnenten		Annat fel	
Antal	Andel	Antal	Andel	Antal	Andel	Antal	Andel	Antal	Andel
123	55 %	2	1 %	9	4 %	74	33 %	16	7 %

Felorsaken tycks till större delen bero på uppgifter som elleverantören har ansvar för eftersom elhandlaren är skyldig att ange korrekt uppgift på områdes- och anläggnings-ID i sin anmälan.

De allra flesta elhandelsföretag, 75 procent, anmäler sina leverantörsbyten löpande vart efter de tecknar nya elleveransavtal med kunden. Endast ett elhandelsföretag har svarat att alla nya elleveransavtal tecknade under en månad anmäls till respektive nätföretag i slutet av månaden. Resterande elhandelsföretag har rutinen att anmäla bytena till nätföretagen vid ett antal tillfällen under månaden när ett antal nytecknade elleveransavtal finns.

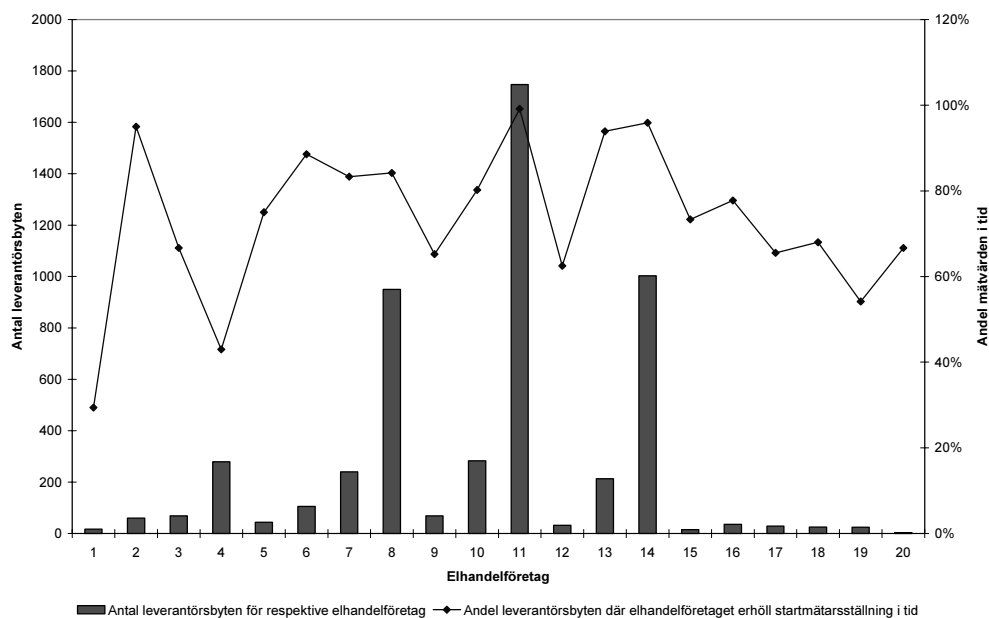
De flesta elhandelsföretagen, 13 av 18, har angivit att det förekommer avvikelser mellan kunduppgifterna i deras egen kundregister och nätföretagens register. Detta är ett relativt stort problem som korrigeras i efterhand när nätföretaget returnerar de ”felaktiga” anmälningarna.

4.5 Rapportering av mätvärden

Den delen av Ediel-systemet som hanterar rapportering av mätvärden benämns MSCONS. Enligt föreskrifterna skall nätbolaget lämna uppgifter om startmätarställningen till ”den nya och den gamla” elleverantören senast 10 arbetsdagar efter leverantörsbytesdagen. Diagram 4.2 visar antalet leverantörsbyten där startmätarställningen rapporterades inom föreskriven tid. I denna del har

20 elhandelsföretag med tillsammans 5 232 leverantörsbyten besvarat enkäten.

Diagram 4.2. Antalet genomförda leverantörsbyten per elhandelsföretag och andelen rapporterade startmätarställningar per elhandelsföretag



Diagrammet visar sammantaget på en klar förbättring jämfört med tidigare undersökningar. Numera har totalt 88 procent av alla startmätarställningar lämnats i tid av nätbolagen till elhandelbolagen, jämfört med bara 39 procent i oktober 2002.

Det noteras också att andelen rapporterade startmätarställningar mellan företagen saknar korrelation med antalet anmälda leverantörsbyten. Andelen rapporterade mätarställningar inom 10 arbetsdagar varierar mellan de tillfrågade företagen. En orsak kan vara att leverantörsbytena har skett inom olika nätområden som till olika grad klarat av rapporteringen i tid. Denna undersökning omfattar inte kartläggning av nätbolagens rapportering av mätarställningar.

5 Elhandelsföretagens syn på leverantörsbytes- och mätvärdesprocesserna m.m.

Sammanfattningsvis har elhandelsföretagen lämnat synpunkter på leverantörsbytes- och mätvärdesprocessen enligt följande;

Enligt de flesta elhandelsföretagen fungerar leverantörsbytesprocessen tillfredställande. Det är endast några procent av bytena som inte sker vid utsatt tidpunkt för avsedd leveransstart. En orsak till fördröjningen i den mån en sådan förekommer är att det fortfarande finns en, om dock liten, andel anmälningar som bedöms som felaktiga av nätbolagen. Sådana anmälningar i vilka anläggnings ID eller personuppgifter inte stämmer överens med motsvarande uppgifter i nätföretagens egna register returneras till elhandelsföretagen.

Särskilt de företag som har många leveransbyten påtalar att korrigeringen av felaktiga anmälningar via telefon och e-mail tar mycket resurser i anspråk och att regelverket inte är helt klart utformat på denna punkt. Två elhandelsföretag anser dessutom att kravet som ställs från nätbolagen angående identiteten på den person som tecknar el- och nätavtal är svår att tillämpa. De föreslår istället en tydligare styrning av de specifika krav på de uppgifter som skall finnas i en anmälan av ett leverantörsbyte.

I de fall leverantörsbytet inte kunde genomföras på utsatt datum, meddelas kunden om förseningen via brev eller telefon. Om fördröjningen bedöms bero på omständigheter som inte kunden rå över, kompenseras kunden ekonomiskt av de flesta elhandelsföretagen.

De flesta företag har påtalat att mätvärdesrapporteringen fungerar sämre än leverantörsbytesprocessen i övrigt. Vid leveransstart lämnar nätbolagen ca 12 procent av alla startmätarställningar senare än de 10 arbetsdagar som föreskrifterna kräver. Även de mätarställningar som rapporteras i tid är i många fall inte baserade på faktisk avläsning utan är preliminärt framräknade. När kunder flyttar från en anläggning rapporteras mätarställningarna sent till elhandelsföretagen. Felaktiga och försenade mätarställningar innebär, förutom merarbete för elhandelsföretagen, också att kunderna får felaktiga elräkningar.

Ett förslag till åtgärd som har lämnats i enkätsvaren för att minska problemen med startmätarställningarna, är att utreda vidare

om att den nya kunden kan tilldelas ett större ansvar för att rätt startmätarställning tas fram vid leveransstart.

Kommunikationen av mätarställningar mellan företagen sker i många fall via e-mail istället för via Ediel. På så sätt skapas ytterligare fördröjningar och försämrad kvalitet på mätvärdesrapporteringen. Speciellt de företag som administrerar stort antal byten understryker att kommunikation måste ske via Ediel.

Några av de tillfrågade elhandelsföretagen ställer sig positiva till tätare möjligheter till leverantörsbyten och anser att det är något som på sikt bör utredas. De flesta anser dock att möjlighet till tätare leverantörsbyte t.ex. var 14:e dag, inte kan genomföras före den 1 juli 2009. Innan dess bör reformen med månadsavläsning prioriteras och tilldelas de resurser som krävs av marknadens aktörer.

Det företag som har de flesta leverantörsbyten ser införandet av ett centralt register för elanläggningar, elmätare m.m. som ett alternativ till nuvarande enskilda företagskundregister. Detta förväntas minska såväl de totala kostnaderna för leverantörsbytes- och mätvärdesprocesserna som att förbättra säkerheten av systemdriften jämfört med nuvarande system.

Av enkätsvaren kan det också noteras att en viss osäkerhet råder hos elhandelsföretagen angående hur mätvärdeshanteringen kommer att fungera med två olika system, schablonberäkning av förbrukningen och faktisk förbrukning, under åren fram till den 1 juli 2009, när reformen med månadsavläsning av elmätarna skall var genomförd.

6 Slutsatser och rekommendationer

Antalet anmälda leverantörsbyten per den 1 maj 2004 var betydligt större än i motsvarande undersökning den 1 oktober 2002 (14 747 respektive (2 904). De elhandelsföretag som deltagit i de båda undersökningarna är i stort sätt identiska. Andelen anmälda leverantörsbyten som faktisk genomfördes den 1 maj 2004 var 93 procent jämfört med 89 procent i undersökningen 1 oktober 2002.

Två elhandelsföretag har administrativa system som i efterhand inte kan besvara enkätens frågor om antalet bekräftade anmälningar inom 5 arbetsdagar. Antalet anmälda leverantörsbyten för de

19 resterande elhandelsföretagen var för 1 maj 2004 5 064 respektive 2 904 för okt 2002. Andelen genomförda leverantörsbyten för denna grupp av 19 företag var 98 procent. Att återstående leverantörsbyten inte kunde genomföras på avtalat tidpunkt berodde på att felaktiga anmälningar inte kunde korrigeras i tid eller att nätbolagen inte besvarat elhandelsföretagens anmälningar på leverantörsbytet.

Felaktigheter i anmälan om leverantörsbyte beror till stor del på att elhandelsföretagen har avvikande person- och identitetsanläggningsuppgifter från de uppgifter nätägaren har i sina register. Av enkätsvaren framgår att på den punkten råder oklarhet i gällande föreskrifter och aktörerna tolkar föreskriften olika.

De elhandelsföretag som administrerar många leverantörsbyten anser att all kommunikation mellan aktörerna måste ske via Ediel och att åtgärder bör vidtagas så att alla uppfyller denna del av regelverket.

För inrapporteringen av startmätarställningar har det skett en tydlig förbättring. Andelen startmätarställningar som rapporteras i tid var för den 1 maj 2004 88 procent jämfört med 39 procent för undersökningen den 1 oktober 2002.

Att döma av enkätsvaren är rapportering av mätvärden den process som idag orsakar de flesta problemen för såväl elhandelsföretagen som deras kunder. Nätföretagen lämnar startmätarställningarna sent och startmätarställningarna kan vara beräknade och inte avlästa. Vid avflyttning av kunder kommer avlästa mätarställningar sent och kvaliteten på mätarställningar är inte tillfredställande.

Enligt elhandelsföretagens enkätsvar finns en del åtgärder för att uppnå en så gott som hundra procentig funktion på leverantörsbytesprocessen och mätvärdeshanteringen. I det sammanhanget bör följande punkter övervägas att utredas vidare:

- Inför tydligare direktiv på vilka personer som får teckna elavtal. Åtgärden bör minska antalet felaktiga anmälningar av leverantörsbyten.
- Överväg åtgärder mot nätföretag som inte besvarar anmälningar om leverantörsbyten inom 5 arbetsdagar med följden att tidpunkten för utlovad leveransstarten fördröjs.
- Ett stort antal leverantörsbyten sker vid utlovad tidpunkt, trots att inte nätföretagen har besvarat anmälan inom 5 arbetsdagar. Saknar tidsperiodens längd relevans?

- Vidta åtgärder för att förbättra kvaliteten på rapporteringen av mätarställningar. Debiteringsunderlaget skall vara korrekt för att minska antalet felaktiga elfakturor och avräkningsproblem mellan ”den gamla och nya” elleverantören.
- Tvingande styrning så att all kommunikation mellan marknadens parter skall ske via Ediel.
- På sikt bör ett centralt register för elkunder, nätkunder och anläggnings ID m.m. införas. Registret skulle skapa ordning och reda på leverantörsbytena samt förenkla hantering av mätarställningarna. Principerna skall vara samma som idag, men istället för att stora mängder meddelanden skickas mellan marknadens aktörer kommer detta upplägg att administreras inom en och samma ”system”.