

FÖRHANDLINGAR

Nationalekonomiska Föreningen

1998-01-14

Sammanfattade och redigerade av Helena Matheou

Ordförande: direktör **Ulf Dahlsten**

Inledare: professor **Lars Bergman**, direktör **Bo Källstrand** och professor **Einar Hope**

Övriga debattdeltagare: **Kjell Jansson**, **Carl Johan Åberg**, **Hubert Roslund**, **Tore Ellingsen** och **Håkan Hedén**

Är det konkurrens på elmarknaden?

Lars Bergman

Låt mig som första punkt presentera föreningens nye sekreterare Michael Lundholm, Stockholms universitet. Den andra punkten är att försöka övertyga er om att detta är det sista mötet under hösten 1997. Vid detta möte skall enligt föreningens stadgar styrelse för det kommande året väljas. Det är den sittande styrelsen som är valberedning. Förslaget till ny styrelse är: Ulf Dahlsten (ordförande), Claes-Henric Siven (vice ordförande), Sören Andersson, Carl B. Hamilton, Ulf Jakobsson, Lars Jonung, Pehr Wissén och Carl-Johan Åberg. Min fråga till föreningens medlemmar är om ni är beredda att acceptera detta förslag som helhet. Eftersom ingen verkar vara däremot är den nya styrelsen härmed utsedd. Jag ber att få gratulera Ulf Dahlsten till den fina positionen som Nationalekonomiska Föreningens ordförande och jag önskar styrelsen lycka till i sitt arbete.

Ulf Dahlsten

Jag ska först tacka för förtroendet och samtidigt uttrycka vår förenings tack till avgående styrelseordföranden Lars Berg-

man. För att därefter omedelbart överlämna ordet till Lars Bergman, som ju är inledningstalare under ämnet "Är det konkurrens på elmarknaden?" Varsågod Lars.

Lars Bergman

Jag tänkte inleda diskussionen med att i korthet beskriva huvuddragen i den elmarknadsreform som genomfördes här i Sverige på nyåret 1996. Vi har nu alltså levt med en avreglerad elmarknad i två år, dock utan att vara först. Nya Zeeland och Chile brukar nämnas som tidiga föregångare, England och Wales kom något senare men är viktigare för oss. Där ändrade man spelreglerna på elmarknaden i slutet av 1980-talet som ett led i den privatiseringsstrategi som den dåvarande regeringen drev. Sedan kom Norge att följa efter, dock med en ganska annorlunda institutionell utformning av elmarknaden. Den norska modellen kom sen att i stort sett kopieras av Sverige.

Vad kan väntas hända när spelreglerna på en marknad som har varit reglerad (enligt 1902 års ellag) i nästan 100 år ändras? Det är många som har funderat över detta. En av de ledande på området är William Hogan vid Harvard University.

Han har gjort följande uttalande om vad som händer när elmarknaden avregleras: "When you flip the switch the light will come on. Everything else will change". Det ligger en hel del i detta. Samtidigt kan vi nog vara lite mer specifika i våra framtidsbedömningar.

Tidigare bestod den svenska elmarknaden av ett antal regionala och lokala monopol, d v s köpare av el var hänvisade till en enda leverantör. Elmarknadsreformen innebär att alla får tillgång till överföringsnäten på icke-diskriminerande villkor. Via de "öppna" näten kan köpare och säljare, var helst de befinner sig i systemet, träffa avtal. Därmed har en fungerande nationell elmarknad skapats. Denna understöds av den typ av prissättning på stamnätet som Svenska Kraftnät tillämpar. Stamnätstariffen är utformad på ett sätt som innebär att man på ett ganska elegant, möjligen också dyrbart, sätt döljer den trängsel som kan uppstå i nätet. Konsekvensen är att den svenska elmarknaden, trots att kapaciteten i överföringsnätet tidvis är otillräcklig, fungerar som en integrerad nationell marknad.

En annan aspekt av elmarknadsreformen är att man skiljer mellan infrastrukturdelen (den s k nätverksamheten) och tjänsteproduktionen. Nätverksamheten behandlas som ett relativt traditionellt s k naturligt monopol med prisreglering och tillsyn av en statlig myndighet, medan produktion och försäljning av el sker under konkurrens och med fri prisbildning. Om man skall jämföra den svensk-norska "modellen" med den engelska, kan man säga att på den sistnämnda måste alla producenter sälja sin el till en gemensam pool från vilken alla köpare köper sin el. Den engelska elmarknaden liknar egentligen ganska mycket en traditionell centralt styrd elmarknad. Den norsk-svenska modellen kan beskrivas som bilateral kontraktmarknad där aktörerna, om de så önskar, kan komplettera kontraktshandeln med handel på en spotmarknad.

Den gemensamma norsk-svenska spot-

marknaden drivs av Nord Pool, som är ett gemensamt norsk-tsvenskt bolag. Nord Pool organiserar också en terminsmarknad, d v s en marknad för finansiella kontrakt som gör det möjligt för aktörerna att gardera sig mot de prisrisker som uppstår på spotmarknaden. Om man skall likna den norsk-svenska marknaden med någonting annat, så är det en traditionell råvarumarknad av det snitt som finns i Chicago och på en del andra håll i världen.

En intressant aspekt på den svenska modellen är de övergångsregler som gäller för att gå från den gamla till den nya elmarknaden. I England var det bara de stora köparna och säljarna som fick komma in på marknaden från början. Det är faktiskt först i april i år som samtliga konsumenter i England har tillgång till den öppna marknaden. I Sverige var steget ut på den fria elmarknaden helt frivilligt. Samtidigt ställdes krav på att var och en som skulle handla el på den konkurrensutsatta marknaden skulle ha en timmätare, d v s kunna mäta sin elförbrukning timme för timme. Detta visade sig vara en ganska viktig faktor i sammanhanget, vilket jag skall återkomma till.

Målet med elmarknadsreformen är kort och gott att genom ökad konkurrens åstadkomma en effektivare resursanvändning inom hela kraftsektorn, inklusive nätverksamheten, och på så sätt få lägre priser. Detta väntas ske genom ökad konkurrens som pressar kostnader och vinstmarginaler samt genom en mer gynnsam miljö för innovationer. Avregleringen kan därför bli framgångsrik endast om den faktiskt leder till ökad konkurrens. Vad är det då som krävs för att åstadkomma tillräckligt mycket konkurrens på elmarknaden?

En viktig faktor i sammanhanget är att koncentrationen på säljarsidan inte får vara för stor och att de företag som finns på marknaden kan utmanas av nya företag. En annan viktig förutsättning är att det finns en god rörlighet på kundsidan, d v s

Tabell 1 Koncentrationsgraden på de nordiska elmarknaden

	Norge*	Sverige*	Finland**
Det största företags marknadsandel	27.3	52.9	35.6
De tre största företagens marknadsandel	43.1	78.6	55.8
De fem största företagens marknadsandel	52.8	88.7	63.5
Herfindahls index	0.10	0.33	0.16
Total produktion, TWh	111.9	137.6	62.2

* = 1992 ** = 1994

att köpare av el kan byta leverantör till en låg kostnad och att de har god information om de alternativ som finns på marknaden.

Den svenska elmarknaden kännetecknas av en mycket stor koncentration på säljarsidan. Vattenfall svarar för mer än 50 procent av försäljningen i högspänningsledet och de fem största företagen svarar tillsammans för en dominerande andel av marknaden. *Tabell 1* sammanfattar några mått på koncentrationsgraden på elmarknaderna i Sverige, Norge och Finland. Som ett riktmärke kan det vara bra att veta att USAs konkurrensmyndighet anser att en marknad är alltför monopoliserad om Herfindahls index överstiger 0,18. Det framgår tydligt att indexvärdet för Sverige ligger långt över denna gräns, medan situationen är något annorlunda i Norge och Finland.

Till detta kommer att ny kraft är väsentligt dyrare än befintlig kraft, vilket gör att de befintliga företagen löper liten risk att "utmanas" av nya inhemska konkurrenter. Ett skäl till att tillkommande kraft är dyrare än befintlig kraft är de höga miljökraven. Konkurrensförhållandena påverkas också av att det, om man ser på Norden och Nordeuropa i sin helhet, finns ganska betydande hinder för import. Det är egentligen bara handeln mellan Sverige och Norge som kan sägas vara ordentligt fri, men även där finns det en del kvarvarande restriktioner.

Tillsammans med Bo Andersson, som nyligen disputerat på en avhandling om den svenska elmarknaden, har jag gjort ett antal beräkningar som visar de tänkba-

ra effekterna av koncentrationen på den svenska elmarknadens säljarsida. Dessa beräkningar, som gjorts med en enkel modell baserad på oligopolteori, gör det möjligt att översiktligt jämföra prisnivån på den typ av reglerad elmarknad som fanns före reformen med prisnivån på dels en elmarknad med mycket aggressiv priskonkurrens (à la Bertrand), dels en elmarknad med så kallad Cournotkonkurrens. Resultaten sammanfattas i *Tabell 2*.

Det höga priset under Cournotkonkurrens är ett mått på den potentiella marknadsmakt som de största företagen har på den svenska elmarknaden. Andra beräkningar, som sammanfattas i *Tabell 3*, visar effekten av strukturella förändringar på säljarsidan. Som bekant har det då och då förts en diskussion om att dela upp Vattenfall i flera företag. Våra beräkningar visar att en tudelning av Vattenfall skulle öka konkurrensen och kraftigt pressa prisnivån. I siffror är det en pris-sänkning från 24 till 17 öre/kWh. Men om en tudelning av Vattenfall skulle leda till att övriga företag går samman så att vi får en marknad med fyra lika stora företag, så hamnar vi åter på en ganska hög prisnivå. Vid en tredelning av Vattenfall och sammanslagningar av övriga företag så att det blir sex lika stora säljare, blir prisnivån ungefär som i fallet med en reglerad elmarknad. Resultaten visar att antalet säljare och storleken på den största säljaren spelar mycket stor roll för vilken grad av priskonkurrens och vilken prisnivå som etableras efter en övergång till en marknad med fri prisbildning.

Om man skulle öka möjligheten till

Tabell 2 Beräknade jämviktpriser (öre/kWh) och jämviktskvantiteter (Twh) på den svenska elmarknaden under 1991 års förhållanden och olika förutsättningar om konkurrensmiljön

	Jämviktpris, öre/kWh	Jämviktskvantitet, TWh
Reglerad marknad	18.0	142.5
Bertrandkonkurrens	15.1	155.7
Cournotkonkurrens	24.4	130.1

Källa: Egna beräkningar

Tabell 3 Beräknade jämviktpriser och jämviktskvantiteter under olika förutsättningar om företagsstrukturen på den svenska råkraftmarknaden

	Jämviktpris, öre/kWh	Jämviktskvantitet, TWh
Basfall	18.0	142.5
Oförändrad	24.4	130.1
Tudelning av Vattenfall	17.2	146.0
Tudelning och koncentration	25.8	127.4
Tredelning och koncentration	17.9	142.6

Källa: Egna beräkningar

handel med el över gränserna inträffar en del intressanta saker. I *Tabell 4* redovisas beräknade jämviktpriser i Sverige och Norge vid ren konkurrens respektive Cournotkonkurrens under förutsättningen att varje land är en separat marknad. I *Tabell 5* redovisas motsvarande priser under förutsättningen att det är möjligt att handla mellan länderna. Som framgår av tabellen leder handel till att prisnivån vid Cournotkonkurrens pressas radikalt. Hur kan nu detta komma till stånd? Är det troligt att överföringskapaciteten räcker till för ett sådant här utfall? Svaret finns i *Tabell 6* som visar att det blir en stor försäljning i Sverige av norska företag samtidigt som det blir en stor försäljning i Norge av svenska företag. Konkurrensen ökar alltså på båda marknaderna. Nettohandeln, som bestämmer hur mycket överföringskapacitet som behövs, blir däremot liten. Om produktion och användning av el har samma tidsprofil i de båda länderna är behovet av överföringskapacitet således mycket litet. Om den tidsmässiga koordineringen är sämre, är

behovet av överföringskapacitet större.

Slutsatsen av dessa enkla räkneövningar är att det finns ett potentiellt problem med den höga koncentrationen på säljarsidan på elmarknaden. Samtidigt behöver detta problem inte vara särskilt allvarligt om vi får till stånd en fungerande internationell handel med el. Detta gäller särskilt om marknaden vidgas till inte bara Sverige och Norge, utan även till Finland, Danmark och kanske Tyskland. I ett europeiskt perspektiv är de svenska kraftföretagen inte så stora att frågan om marknadsmakt behöver vara särskilt allvarlig. Dock ser vi ju också att kraftföretagen går samman eller bildar allianser, vilket kan innebära att den situation som rådde på den svenska elmarknaden för något år sedan kan återuppträffa på nordeuropeisk bas.

Det kan också vara intressant att se hur utfallet för det första året med avreglerad elmarknad har blivit. Teorin säger oss att en dominerande säljare kan få upp priset genom att hålla tillbaka sin produktion. Det som skedde mellan 1995 och 1996

Tabell 4 Beräknade jämviktspriser i Sverige och Norge under autarki

	Sverige	Norge
Perfekt konkurrens (SEK/kWh)	0.151	0.160
Cournotkonkurrens (SEK/kWh)	0.245	0.168

Anm: Priserna är exklusive V.A.T. och elskatt per kWh

Tabell 5 Beräknade jämviktspriser i Sverige och Norge under frihandel

	Sverige	Norge
Perfekt konkurrens (SEK/kWh)	0.153	0.159
Cournotkonkurrens (SEK/kWh)	0.174	0.171

Anm: Priserna är exklusive V.A.T. och elskatt per kWh

Tabell 6 Beräknad elförsäljning av företag från det andra landet

Elförsäljning (TWh)	i Sverige	i Norge
	(av norska företag)	(av svenska företag)
Perfekt konkurrens	0.0	0.1
Cournotkonkurrens	53.8	53.1

(se Tabell 7) var att Vattenfall gick i andra riktningen och ökade sin marknadsandel. Dock var 1996 ett år med extremt dålig vattentillgång, vilket gör det extra svårt att dra några långtgående slutsatser. Ett första intryck är ändå att de svenska kraftföretagen har varit mer intresserade av att vinna marknadsandelar än att pressa upp prisnivån. Om det verkligen förhåller sig så är de prisökningar som räkneövningarna med Cournotmodellen pekade på inte så sannolika. Ett allvarigare problem tror jag finns på köparsidan.

Som jag inledningsvis sade innebär reglerna för den nya elmarknaden bland annat krav på sk timmätning, dvs mätning av elförbrukningen i realtid. Det innebär att en konsument som vill handla el på den fria elmarknaden i praktiken måste installera en ny elmätare som kostar 8,000–10,000 SEK. Även om det finns vissa prisskillnader mellan elleverantörerna, så är det svårt eller nästan omöjligt för små konsumenter att räkna hem en sådan investering. Sedan 1 juli 1997 får nätbolagen inte debitera en kund mer än

2,500 SEK för installation av en timmätare, vilket har ökat möjligheterna för elkonsumenterna att göra lönsamma byten av leverantör. Men det är fortfarande ett relativt högt hinder för sådan rörlighet.

Som de flesta säkert noterat har kraftföretagen under den senaste tiden blivit väldigt aktiva för att locka till sig nya kunder. På sina håll erbjuder nya kunder en timmätare alldeles gratis. Det finns också ett ökat intresse från oljebolagen att komma in på elmarknaden. En intressant aspekt av denna utveckling är att ju fler konsumenter som får tillgång till en timmätare och därmed uppfyller kraven att vara ute på den fria marknaden, desto fler säljare av icke-traditionellt slag kan komma in på marknaden. Därmed får vi den konkurrens som sannolikt är nödvändig för att den avreglerade elmarknaden skall fungera bra på längre sikt.

Sverige är unikt när det gäller kravet på timmätning. I Norge, liksom i England, har man ett enklare system, sk schablonmätning, som gör att den enskilde konsumenten kan komma ut på den fria markna-

Tabell 7 Elproducerande företag i Sverige och deras årsproduktion i TWh

	1990	1995	1996
Företag			
Vattenfall AB	75.8	73.8	76.9
Sydskraft AB	23.2	26.6	24.2
Båkab Energi ²	5.6		
Stockholm Energi AB	7.9	10.5	10.4
Gullspångs Kraft	4.3	8.3	9.3
Uddeholm Kraft ¹	4.1		
Stora Kraft AB	6.4	5.8	5.4
Graninge	2.9	2.5	1.8
Skellefteå Kraft	2.4	2.5	2.2
AB Skandinaviska Elverk ³	2.2	2.2	
Övriga	7.4	11.1	5.8

¹ Uddeholm Kraft ingår sedan 1992 i Gullspångs Kraft.

² Båkab Energi ingår sedan 1993 i Sydkraft AB.

³ AB Skandinaviska Elverk ingår sedan 1996 i Gullspångs Kraft.

Källa: NUTEK och Kraftverksföreningen.

den utan att ta på sig någon kostnad. Schablonmätningen möjliggör således en större kundrörlighet, men kan samtidigt skapa en viss oreda i elsystemen. Min egen syn på valet mellan tim- och schablonmätning är, något amatörmässigt, att det är bra att hålla fast vid timmätningens kravet. Detta förutsätter dock att åtgärder vidtas för att öka volymen på mätarettillverkningen så att mätarna, via skalfördelar i produktion och distribution, kan bli billigare.

Det är ännu inte möjligt att överblicka de fulla konsekvenserna av den svenska elmarknadsreformen. Dock kan man konstatera att den nya elmarknaden fungerar: ljuset tänds när man slår på strömbrytaren och vi tog oss igenom ett extremt torrår utan ransonering. Priserna på spotmarknaden signalerade tydligt att det var ont om el och det ledde till att elanvändningen minskade och importen ökade.

Den viktigaste frågan inför framtiden är att få till stånd ökad rörlighet på kundsidan. En stor del av den el som svenska hushåll använder går till elvärme. Det betyder att det finns ett ganska stort antal hushåll för vilka el är en stor utgiftspost.

Dessa hushåll kan spara en hel del pengar på att handla el billigt och borde därför vara intresserade av att utnyttja de bud som olika säljare kan komma med. Om vi kan minska hindren för rörlighet på kundsidan kan avregleringen av elmarknaden bli en framgång. Om hushållskunderna i stället blir inlåsta i långsiktiga kontrakt med sina gamla leverantörer uppstår starka incitament för ökad vertikal integration och olika avarter av konkurrens på elmarknaden.

Ulf Dahlsten

Tack Lars. Nu ska vi från produktionssidan höra direktör Bo Källstrand, Graningeverken. Hur ser det ut? Hur fungerar den här elmarknaden?

Bo Källstrand

[Detta och följande inlägg av Bo Källstrand är av redaktionen sammanställda och förkortade].

Den viktigaste frågeställningen är om den nya marknadsstrukturen har ökat ef-

ektiviteten. Det var ju det som var syftet med det hela. Har vi fått ett mer effektivt utnyttjande av befintliga resurser inom elproduktion och elhandelsdelen? Hur går det med de dynamiska effektiviteten, styrningen av investeringarna inom branschen? Hur har det gått med elmarknadens funktion inom näten? Vad är det som driver effektiviseringar där? Blir det några effektiviseringar och i så fall varför? Om vi börjar med själva elmarknaden så tror jag man kan säga att konkurrensen fungerar och att det går så bra som man överhuvudtaget har vågat hoppas. Men det finns inte en utan flera marknader. Ett exempel är nordpoolsdygnsmarknaden där det då handlas en del på dygnsbasis eller timbasis – ett dygn i taget. Vi har vidare en terminshandel inom och utom Nord Pool på nordisk basis.

För oss säljare kan man skilja på tre olika kundkategorier: storindustrier och återdistributörer, företagsmarknaden för de halvstora företagen och slutligen hushållsmarknaden. På dygnsmarknaden är det fråga om en daglig budgivning. Man lägger bud timme för timme på hur mycket man är beredd att köpa och sälja till olika priser. Det är fråga om en fysisk handel. Man ska alltså leverera eller ta emot de överenskomna kvantiteterna. Idag finns i första hand norska och svenska, men även finska och danska aktörer på marknaden. Erfarenheten är att det är en effektiv prisbildning som sker på denna marknad. Votaliteten har emellertid varit enorm. I början av 1996 var priset ungefär 17 norska öre per kilowattimme. Tidvis låg priserna uppe vid 36–37 norska ören, för att ett halvår senare vara nere vid 7 norska ören. Vi hade ett extremt torrår, så man tog i drift mycket dyra produktionslag medan det några månader senare hade kommit ganska mycket vatten. Trots de stora variationerna återspeglade priset i stort sett hela tiden aktuell marginalkostnad för tillkommande kraft. Ett litet problem är att överföringskapaciteten mellan Sverige och Norge

ibland inte räcker till, så vi får vissa pris skillnader mellan Sverige och Norge.

Nästa marknad är terminshandeln. Det är en finansiell handel med kontrakt på kortare eller längre period framåt som är relaterad till Nord Pools dygnsmarknad. Det gäller en kvalificerad vadslagning vad dygnsmarknadspriset kommer att vara vid en viss tidpunkt i framtiden. Vid sidan om denna terminshandel finns det mycket omfattande bilateral handel i kontrakt via mäklare. Men ser vi vad som har hänt här under hela 1997, så har variationen legat ungefär mellan 17 norska ören och 15,5. Det har varit god stabilitet, trots att vissa kärnkraftverk har varit avställda under några perioder. Så man får väl säga att det börjar fungera bättre och bättre. Sammanfattningsvis har det fungerat ganska bra.

Ulf Dahlsten

Det här priset 15,5, kan det jämföras med de priser som Lars Bergman redovisade? Är det samma bas?

Bo Källstrand

Ja det är det väl i stort sett.

Ulf Dahlsten

Ett årsmedelvärde?

Bo Källstrand

Ja, det här är det också. Det här är en MWatt levererad under 1998.

Ulf Dahlsten

Det är ett etablerat pris som är lägre än det som Lars betalade.

Bo Källstrand

Det ligger på ungefär samma nivå. Det är inte svenska ören utan norska. Det blir

ungefär detsamma. När det gäller storindustrier och återdistributörer hade man redan tidigare förhandlade priser.

Men konkurrensens inverkan har blivit ganska stor. Det startade redan förra avregleringen. Många leverantörer erbjöd då kunderna rabatt för de sista åren av reglering om de band sig för en lite längre tidsperiod. Sedan har det blivit allt mer sofistikerade kontrakt prismässigt. Dessutom har samarbetet effektiviserats och servicen har förbättrats. Mer dramatisk har utvecklingen varit på företagsmarknaden, för företag i största allmänhet. Där har det blivit en successivt ökad konkurrens. Det första som hände var koncernupphandlingar, t ex när större företag hade fabriker på olika håll som tidigare var och en hade sin distributör. Man kunde då förhandla sig till rabatter. De flesta som idag handlar elektricitet gör ju det i konkurrens. De begär in anbud från ett par, tre, fyra leverantörer och gör en ordentlig upphandling. Terminspriset som vi talade om tidigare har blivit allt viktigare som referens. Den hårdare konkurrensen leder både till lägre priser och ökad service. Konkurrensen fungerar bra här. Det har blivit ett betydande prisfall. Sammanfattningsvis kan man säga att terminspriset har slagit igenom på en stor del av marknaden.

På hushållsmarknaden har priserna inte fallit lika mycket. Det är kostsamt att byta leverantör. Dock sker det för närvarande på villamarknaden en ordentlig vitalisering utav konkurrensen. Serviceutbudet förbättras också.

Strukturen håller på att förändras på följande sätt. Det är ett begränsat antal aktörer, elsäljare, som tar marknadsandelar. Förlorarna är de traditionella återdistributörerna som inte har så stor volym och kanske har svårt att hänga med när det gäller utbyggnaden av service. Nog kan man säga att elmarknaden har blivit effektivare och att konkurrensen ökat. Det har blivit ett effektivare utbytande av befintliga resurser.

Vad kommer nu att hända med investeringarna? Det enkla svaret är att det för närvarande inte görs några investeringar i Sverige. Det byggs praktiskt taget ingenting så vitt man inte får kraftiga subventioner från staten. Det byggs ett och annat bibränsleeldat mottryckskraftverk där man får kraftiga subventioner. Men annars så byggs det ju ingenting. Priset på terminsmarknaden ligger så pass lågt att det inte lönar sig. En viktig förklaring till det låga priset är att det finns kapacitet i de nordiska systemet. Vidare har vi utlandsförbindelserna. Det har inneburit att det finns gott om möjligheter att få in dansk och även tysk kraft i systemet. De danska kolkraftverken som tidigare var mer eller mindre utrangerade därför att man hade gått över till andra mera miljövänliga lösningar, används idag för att sälja kraft till den prisnivå vi talade om tidigare, 17 öre in i Sverige. I Danmark har man ingen koldioxidskatt, vilket vi har i Sverige. Vi skulle behöva harmonisera skattesituationen i de länder som deltar på elmarknaden.

Mellan två och tre fjärdedelar av handeln sker mellan norska aktörer. De svenska aktörerna står alltså för närvarande för en mindre del. Detta är naturligt eftersom det i Norge finns fler små aktörer. De har större behov av att handla med varandra än de stora svenska. Om det huvudsakligen är norrmän som handlar här, så innebär det att det är norrmän som i första hand sätter priset. En intressant fråga är då hur ägandet ser ut och hur effektivt kapitalet utnyttjas. Några av de svenska bolagen har lite erfarenhet av att försöka göra affärer i Norge, när det gäller ägande. Men en stor del av den norska kraftproduktionen ägs av fylkeskommunala bolag där privat kapital inte är tillåtet. Fylkena har ofta låga avkastningskrav. Man är nöjd om det går runt. Svenska kapitalägare vill ha högre avkastning på pengarna. Eller rättare sagt avkastning på kapitalet. Detta innebär att en stor del av handeln sker mellan aktörer vilkas ägare inte krä-

ver avkastning på kapitalet. Det håller nere priserna, men man kan fråga sig om det i längden innebär ett effektivt resursutnyttjande.

En tredje fråga gäller bristkostnaden. För närvarande är allt gott och väl. Det finns gott om kapacitet. Frågan är vad som händer i ett läge när vi börjar hamna i en bristsituation, t ex på grund av ett torrår. Vem är det som drabbas av bristkostnaderna i ett sådant läge? För att investeringar ska drivas fram så krävs det att kraftbolagen känner av att det blir dyrt, om vi inte kan hålla kunderna med elektricitet. Men sannolikheten är stor att en allmän brist på elektricitet i landet möts med någon sorts ransonering. Man kan därför misstänka att bristkostnader inte kommer att bäras av dem som skall fatta investeringsbesluten.

Min uppfattning är att vi har en väl fungerande konkurrens som har ökat effektiviteten, sänkt priserna och förbättrat servicen på elhandeln. Den dynamiska effektiviteten har vi varit inne på. Skatteregler och begränsningar i etableringsrätten, eller ägande, snedvrider konkurrensen.

Ulf Dahlsten

Norge har ett avgörande inflytande över de svenska elpriserna och det är därför ganska naturligt att nu lämna ordet över till professor Einar Hope på Konkurransettilsynet i Oslo.

Einar Hope

Jeg vil takke for invitasjonen til å komme hit og diskutere dette viktige emnet.

Først vil jeg skissere noen hovedtrekk ved kraftmarkedsreformen i Norge, og deretter si litt om de resultater som er oppnådd så langt og hvilke erfaringer vi har gjort i reformprosessen. Hovedvekten vil imidlertid bli lagt på å diskutere en del forhold ved kraftmarkedenes funksjonsmåte og konkurranseforholdene i marke-

dene. Hvis tiden tillater det, vil jeg også ta opp noen forhold vedrørende nettreguleringer. Så kan jeg kanskje i diskusjonen etter innleggene komme tilbake med noen synspunkter på utviklingen fremover.

Vi fikk en ny energilov i Norge av 29.07.1990, og med utgangspunkt i denne loven ble kraftmarkedsreformen gjennomført med virkning fra 01.01.1991. Målet var å oppnå samfunnsøkonomisk effektivitet i produksjon, omsetning og overføring av energi. Grunnen til at effektivitetsmålet ble så vidt sterkt fremhevet, i tillegg til at samfunnsøkonomisk effektivitet er det naturlige mål for en økonomisk reform basert på marked og konkurranse, var at det nok hadde utviklet seg en misnøye med det gamle planleggingsregimet for kraftbransjen, som hadde medført at det var blitt bygget opp en betydelig overkapasitet i sektoren. Spørsmålet som da meldte seg var om man ved å legge til rette for markedsbasert kraftomsetning og konkurranse kunne få til en mer effektiv ressursdisponering. Det reiste igjen spørsmålet om hvilke deler av omsetningssystemet som kunne organiseres for konkurranse, og hvilke som deler hadde karakter av naturlig monopol.

Det første tiltaket som ble gjort var å legge til rette for et system av organiserte kraftmarkeder. I den forbindelse er det viktig å fremheve at vi på forhånd hadde et visst markedsystem for kraftomsetning i Norge. Dette var knyttet til det såkalte tilfeldigkraftmarkedet (KTK-markedet), som egentlig var et spotmarked, men der deltakelsen var begrenset til kraftprodusentene. Omsetning av tilfeldig kraft utgjorde ca. 10% av den samlede kraftomsetning, og var et viktig instrument i det norske vannkraftbaserte system til å sørge for balanse i markedet i den forstand at man hadde en mekanisme til å omfordele vann mellom produsenter med underdekning i forhold til fastkraftforpliktelsene og produsenter med overskudd.

Et annet viktig forhold, og betydningen

av dette kan ikke understrekes sterkt nok, var å innføre allmen overføringsrett ("common carriage") i overføringsnett. Derved fikk man et nett som kunne betjene markedet som helhet, kombinert med at det ble innført punktтарiffering i nettet. Derved kunne ikke den enkelte netteier, som tidligere, blokkere transport av kraft gjennom nettet.

Neste tiltak var oppdeling av Statkraft i et produksjonsselskap og et nettselskap (Statnett). Statkraft hadde en meget sterk stilling i det norske kraftsystemet tidligere, som stor aktør, som redskap for myndighetene i kraftutbyggingen og som eneaktør i kraftutvekslingen med utlandet. For de øvrige vertikalt integrerte kraftselskaper valgte man divisjonalisering av virksomheten i en kraftdivisjon og nettdivisjon, uten full selskapsmessig atskillelse.

Et viktig forhold ved den norske kraftmarkedsreformen var at det skulle foretas en avregulering uten privatisering. I Norge forestås rundt 80% av produksjon og omsetning av kraft av statlige, fylkeskommunale eller kommunale foretak. Avreguleringen skulle altså gjennomføres uten at det ble gjort noe med det offentlige eierskap. Dette var politisk begrunnet. I ettertid kan man naturligvis stille spørsmål om dette var en klok beslutning, og om kraftmarkedsreformen som følge av dette ikke fikk den tyngde og fart i retning av omstilling som kunne vært ønskelig, eller om man tidligere i prosessen burde valgt mer gjennomgripende organisatoriske løsninger for de enkelte kraftforetak, med bibehold av det offentlige eierskap.

Slik ser i hovedtrekk det norske kraftomsetningssystemet ut, og det gjelder også når man ser på det norsk-svenske markedet, som er vårt diskusjonstema i dag. Særegent ved tilbudssiden i Norge er at vi har et forholdsvis stort antall produsenter, 60–70 i tallet, men størrelsesfordelingen er nokså skjev. Det er tre hovedtyper av organiserte markeder. For det første, et

regulerkraftmarked for den fysiske kapasitetstilpasningen mellom produksjon og etterspørsel i systemet til enhver tid og for kraftflyten i nettet. Dette er med andre ord et marked for kapasitet. Spotmarkedet, i en viss forstand det gamle tilfeldigkraftmarkedet, er et marked for fysisk omsetning av kraft der produsenter og konsumenter møtes. På grunn av tilbuds- og etterspørselsforholdene for kraft, som skaper høy prisvolatilitet, spesielt når man nærmer seg kapasitetsgrensen, er det viktig å ha prissikringsmuligheter i markedet. Dette er søkt ivaretatt gjennom termin- eller futuresmarkedet, som er finansielt marked.

Ca. en tredjedel av kraftomsetningen foregår i dag i de organiserte markedene. Rundt 70% av omsetningen finner med andre ord fremdeles sted gjennom bilaterale kontrakter. Er dette et effektivt kraftomsetningssystem? Svaret på dette avhenger blant annet av om man har tilstrekkelig volum og likviditet i omsetningen i de organiserte markeder til at man får en effektiv prising av kraften, for dette er jo priser som bør utgjøre referansepriser for de bilaterale avtalene. Det er ikke nødvendigvis slik at all omsetning behøver gå over de organiserte markeder for å oppnå effektivitet. Det ble faktisk vurdert på et tidspunkt å innføre en omsetningsplikt for kraft gjennom markedene, men dette ble ikke fulgt opp. Likevel er det viktig at det som nevnt er tilstrekkelig volum og likviditet i den organiserte omsetning til at man får en effektiv prising av kraften. Etableringen av det felles norsk-svenske kraftmarked har bidratt til å skape et høyere omsetningsvolum og derved trolig til en mer effektiv organisert markedsomsetning.

Når det gjelder detaljomsetningen – husholdningsmarkedet, er det først i den senere tid at dette begynner å finne sin form i markedsmessig henseende. Jeg kommer tilbake til dette senere.

Det er viktig at markeder og nett fungerer sammen, og spesielt at nettet er or-

ganisert og drives på en måte som tjener kraftmarkedet. Dette vil jeg også komme tilbake til.

Hva er så resultatet av markedsreformen så langt? La oss begynne med effektivitet. Det ble foretatt noen beregninger av effektiviseringspotensialet i norsk kraftforsyning før reformen ble gjennomført. Disse beregningene anslo et effektiviseringspotensiale på ca. 10–15 milliarder kroner per år. En betydelig del av potensialet kunne henføres til prisingen av kraft til den kraftkrevende industri, som er en stor sektor i Norge, og som mottar kraft på spesielle vilkår gjennom egne kontrakter med Statkraft. I tillegg kom den overkapasitet som man hadde bygget ut under det gamle systemet, samt effektivitetsgevinster gjennom en mer effektiv regulering av nettmonopolene.

Hva har vi oppnådd, og har vi spesielt fått en prisreduksjon som følge av et mer effektivt omsetningssystem? Det er vanskelig å være presis i dette spørsmålet, da svaret avhenger noe av hvilke år man sammenligner. Tar vi for eksempel utgangspunkt i fjorårets priser, da prisene steg kraftig som følge av en knapphetssituasjon på vann i magasinene, som de skulle gjøre i et markedsbasert system, og sammenligner med for eksempel 1992, får vi neppe en prisreduksjon. Men vurdert ut fra en normal situasjon, har vi trolig oppnådd en prisreduksjon i størrelsesorden 15–20% i realpriser fra 1992 til i dag. Jeg understreker imidlertid at dette er et anslag, og at det ikke har vært gjort eksplisitte analyser av dette.

Men kanskje den viktigste effektivitetsgevinsten har vært absorpsjon av ledig kapasitet. Etterspørselen har økt med 2–5% hvert år siden 1991. I denne perioden har det knapt være investert en krone i ny produksjonskapasitet i det norske systemet. Etterspørselsøkningen har med andre ord blitt absorbert av kapasitetstilpasningen i systemet. Dette er en stor og viktig effektivitetsgevinst i seg selv. En konsekvens av dette kan ha vært at vi har

fått en høyere prisvolatilitet i systemet som følge av at vi nå nærmer oss kapasitetsgrensen. Derfor er det viktig at man har prissikringsmuligheter for aktørene i systemet, enten gjennom det finansielle kraftmarked eller gjennom bilaterale kontakter. Når det gjelder nettet, ligger det største effektivitetspotensialet alt i alt der, og det er derfor viktig å ha et reguleringsregime som kan hente ut dette store effektiviseringspotensialet over tid. Det er innført en ny reguleringsmodell av NVE overfor nettenhetene, som synes å være velegnet til dette formål.

Så til spørsmålet om konkurransesituasjonen i kraftmarkedene. Har vi et effektivt fungerende marked, og bidrar konkurransen til å skape effektivitet? Nå har jo både Lars og Bo vært inne på dette spørsmålet, men det er en rekke aspekter ved det. La oss først se på konsentrasjonsforholdene. Da kan man se på markedsandelene på vanlig måte på horisontalt plan og måle konsentrasjonen med vanlige konsentrasjonsmål i relasjon til for eksempel samlet kraftomsetning i markedet. Men vi har jo også en vertikal dimensjon, som i hvert fall i Norge har vært et fremtredende aspekt ved at kraftselskapene på engrosnivå typisk har vært vertikalt integrert. Derfor blir det viktig også å se på kombinasjonen av horisontal og vertikal integrasjon og betydningen av dette for konkurransen. Så må naturligvis konsentrasjonen måles i relasjon til det marked det er tale om. Når man nå har fått et norsk-svensk kraftmarked, fremstår konsentrasjonen annerledes enn om man kun ser den i relasjon til de nasjonale markeder, riktignok under forutsetning av at kraftnettet er dimensjonert og organisert slik at man står overfor et felles marked. Får vi et nordisk marked, der også Finland og Danmark kommer med, vil konsentrasjonsforholdene bli annerledes enn i et norsk-svensk marked.

Det spørsmål som det antagelig knytter seg størst interesse til fra et konsentrasjonssynspunkt, er om Vattenfall kan sies

å være en dominerende aktør i det norsk-svenske marked. Vattenfall har ikke mer enn rundt 25% av kraftomsetningen i det norsk-svenske markedet. Det gir kanskje ikke grunn til bekymring i seg selv. Men det kan være andre forhold som gjør at Vattenfalls posisjon kan fremstå som sterk. Vattenfall har uttrykt som strategi at de skal ha rundt 20% av distribusjonen av kraft i Sverige. Da vil man i tilfelle stå for en kombinasjon av horisontal og vertikal integrasjon, og de kan eventuelt også øke sin andel utover dette gjennom samarbeid eller allianser. Så kanskje kan kombinasjonen av horisontal integrasjon gjennom oppkjøp eller gjennom allianser, kombinert med den vertikale integrasjon, gjøre Vattenfall til en kandidat for svenske konkurransemyndigheters interesse. Dessuten har den svenske statsministeren gitt uttrykk for at regjeringen vil benytte Vattenfall som et instrument i svensk energipolitikk. Dette reiser straks spørsmålet om Vattenfall får den frie markedsstilling som skal til for at selskapet kan opptre kommersielt og på like konkurransevilkår med øvrige aktører i kraftmarkedene. Dette siste momentet har jeg dog ingen oppfatning om.

Det som nå skjer er også at selskaper begynner å kjøpe seg inn i hverandre. I Norge er dette en problemstilling som vi er opptatt av i konkurransemessig henseende. Spørsmålet er hvordan slike ensidige eller gjensidige oppkjøp (krysseierskap) virker inn på konkurransesituasjonen. Gjennom slikt eierskap vil selskapene kunne få informasjon om kostnadsforhold og andre strategiske forhold om andre foretak som kan påvirke deres markedsadferd og derigjennom konkurranseforholdene. Det norske Konkurransetilsynet initiert en studie om krysseierskap, spesielt i relasjon til kraftmarkedet.

Hvorfor er kombinasjonen av horisontal og vertikal integrasjon et problem fra et konkurransemessig synspunkt? Forholdet er naturligvis at man i enden av omsetningskjeden mot sluttbruker står

overfor et naturlig monopol i nettet. Har man vertikal integrasjon mellom en konkurranseutsatt aktivitet og en monopolaktivitet, er det viktig å separere disse aktivitetene fra hverandre for å unngå at det oppstår en sterk markedsstilling gjennom kombinasjonen av horisontal og vertikal integrasjon. Viktigst i så henseende er muligheten til å foreta kryssubsidiering, dvs. at man overfører ressurser mellom monopoldel og konkurransedel. Dette kan påvirke konkurransesituasjonen på en uheldig måte, ved at prinsippet om at like konkurransevilkår brytes. Vertikalt integrerte selskaper kan gjennom dette oppnå en konkurransefordel som ikke-integrerte selskaper ikke har. Et annet forhold kan være knyttet til forskjeller i finansiell risiko. I den konkurranseutsatte delen av omsetningssystemet, dvs selve kraftomsetningen, har man typisk høy risiko, bla. som følge av høy prisvolatilitet m.v., mens man i nettdelen har typisk en mye mer stabil situasjon med liten risiko. Flere norske kraftselskaper har kommet i økonomiske vanskeligheter som følge av at de ikke har makret å håndtere risikoproblemet i kraftomsetningen, og noen ville også utvilsomt ha gått konkurs såfremt de ikke hadde blitt reddet av offentlige eiere, spesielt kommuner.

Innelåsning av kunder i et vertikalt system kan også være viktig, og dessuten prisdiskriminering. Vi har hatt en situasjon i Norge hvor kommunale e-verk systematisk har prisdiskriminert mellom kunder innenfor eget nettområde og kunder utenfor. En omfattende prisdiskriminering av denne art vil svekke mulighetene for å få til en effektiv konkurranse i kraftmarkedene.

Vertikal integrasjon er, etter min oppfatning, et problem som fremdeles er viktig. Spørsmålet blir da om den modell som er valgt her i Sverige med hensyn til å organisere seg som et energiselskap gjennom en holdingmodell skaper tilstrekkelig separasjon mellom de konkurranseutsatte funksjonene og monopol-

funksjonene knyttet til nettet. Dette er en modell som nå også er akseptert av myndighetene (NVE) som en mulig organisasjonsmodell for kraftselskaper/energisekskaper, men som jeg for min del har uttrykt en viss skepsis overfor. Det er viktig at det er mest mulig vanntette skott mellom konkurransedel og monopodel ved denne form for virksomhet, og det er derfor viktig å ha organisasjonsmessige og selskapsmessige løsninger som sikrer dette.

Så ganske kort om et forhold som vi har jobbet mye med i Norge, nemlig konkurransen i sluttbrukermarkedet for kraft, og da spesielt husholdningsmarkedet. Det norske kraftmarkedet har egentlig vært åpent for at husholdninger og enkeltaktører på detaljnivå kunne opptre direkte i markedet alt fra første dag markedet ble åpnet, men det er først i det siste at en reell konkurransesituasjon i denne delen av markedet har blitt etablert. Hvis vi som husholdninger og enkeltkonsumenter skal kunne opptre i kraftmarkedet, og skal vi få konkurranse, må vi ha informasjon om alle relevante markedsforhold, og da kanskje spesielt prisinformasjon. Da er det ikke den pris vi betaler i dag som først og fremst har interesse, men den pris som vi på et skiftetidspunkt for mulig bytte av leverandør vil komme til å stå overfor i kommende kontraktperiode. Denne kontraktperioden har til nå vært på kvartalsbasis, dvs. i tre måneder, men fra 01.01. 1998 er kontrakttiden redusert til en uke, dvs. at man kan i prinsippet skifte leverandør hver uke. Da vil husholdningene trenge informasjon om denne prisen fra alle leverandører i god tid før skiftetidspunktet, og denne informasjonen må være innsamlet på en enhetlig måte og stilt til disposisjon for konsumentene av kraft på et fullt ut sammenlignbart grunnlag, slik at konsumentene kan foreta beslutninger direkte ut fra denne informasjonen. Konkurransetilsynet har fastsatt en prisforskrift som pålegger leverandører å inngi priser til tilsynet, og

vi har utviklet et system som formidler disse prisene videre, bl a ved hjelp av Internett. I Norge er nå alle transaksjonskostnader ved leverandørbytte eliminert, slik at man nå bare kan bruke telefonen og ringe opp den aktuelle leverandør ved kraftbytte, og så ordnes dette videre kostnadsfritt kraftleverandørene imellom. Dette informasjonssystemet har utvilsomt bidratt til at vi har fått en mer effektiv konkurranse i husholdningsmarkedet, og et betydelig antall husholdninger skifter nå jevnlig kraftleverandør.

Til slutt skal jeg si noe ganske kort om reguleringen av nettet. Som nevnt er det her kanskje det største effektiviseringspotensialet ligger. Skal vi oppnå samfunnsøkonomisk effektivitet både på produksjonssiden og i nettet, må vi ha et reguleringsystem for distribusjonsverkene, de regionale nettselskapene og Statnett som bidrar til effektivitet på kort og lang sikt. NVE, som er reguleringsmyndighet overfor nettselskapene på norsk side, tilsvarende NUTEK i Sverige, innførte i fjor et system som er basert på insentivregulering.

Opplegget er at NVE regulerer hvert enkelt nettselskap, i alt ca. 250. Jeg skal ikke gå inn på detaljene i nettreguleringen, men vi ser av plansjen at det fastsettes en årlig inntektsramme på forhånd av NVE for hver netteier. Denne skal dekke totale kostnader i nettvirksomheten, pluss avkastning på investert kapital. Viktigst er det kanskje å legge merke til at det er fastsatt et effektivitetskrav til netteier. For 1997 var dette 2% for alle, men for 1998 og fremover blir dette fastsatt individuelt for hvert enkelt verk, avhengig av hvor effektivt verket er i sammenligning med andre tilsvarende verk. Et verk med lav effektivitet blir tilordnet en høy effektivitetsfaktor eller -krav, mens et høyeffektivt verk blir stilt overfor en lavere effektivitetsfaktor. Over tid vil således effektivitetsforskjellene mellom verk bli utjevnet. Spørsmålet blir så om det er mulig å gjennomføre reguleringsmodellen i prak-

sis, og spesielt om det vil bli reist politisk motstand på lokalt hold mot verk som blir stilt overfor høye effektivitetskrav. Vi får håpe at den politiske støy ikke blir så høy at den svekker mulighetene til å oppnå en effektivitetsforbedring i nettdelen av kraftomsetningssystemet, og derved at konsumentene ikke får den nytte av effektivitetsforbedringen gjennom lavere nettleie og derved lavere el-pris, enn man ellers ville ha gjort.

Ulf Dahlsten

Det är uppenbart att Norge har kommit lite längre än vad vi har gjort i de här frågorna. Då tänkte jag släppa ordet fritt för frågor och ge debattörerna här en chans att komma igen. Ska vi samla ihop några frågor innan vi tar en ny runda med debattörerna. Vem börjar?

Kjell Jansson

Lars och Bo tog upp en fråga som hängde ihop, nämligen trängselavgifterna. Denna fråga har tagits upp av Handelshögskolan, som sagt att trängselavgifterna borde debiteras slutkunderna. Bo sade att trängselavgifterna som för närvarande finns mellan Norge och Sverige är ett problem i dagens läge eftersom vi har olika system att hantera frågan om kapacitetsbrist på ledningarna. Det är nämligen så att i Norge har man trängselavgifterna lagda på så sätt att man bildar olika prisområden. Då man inte har något nätproblem, blir det ett område med en priszon, vid kapacitetsbrist bildas olika prisområden. I Sverige har vi i stället valt en helt annan lösning och det var, som Lars påpekade tidigare, nämligen att vi har motköp. Genom denna lösning blir det aldrig några flaskhalsar i systemet utan eventuella kapacitetsbrister drabbar Svenska Kraftnät genom att vi köper/säljer över flaskhalsarna. Det bildas då ett prisområde för hela Sverige. Norge kan vid kapacitetsbrister vara uppdelat i flera prisområden.

Det är en intressant fråga vilket system som är bäst i en öppen elmarknad. Är det så att handeln bör underlättas eller skall vi mer se till teorin om trängselavgifter? Bo som sitter och handlar, köper och säljer, ser flaskhalsen som ett problem när han ska använda futuresmarknaden, terminsmarknaden. Han vet egentligen inte vilket pris han möter när han handlar på futuresmarknaden. Mot denna syn står nationalekonomiska teorier. Mot det ska man också ställa Lars fråga om att få upp volymerna på marknaden för att få en effektiv prisbildning.

Vi på Svenska Kraftnät har funderat rätt mycket på denna fråga och tycker att motköpsprincipen – där man inte egentligen bortser från trängselavgifterna, men de drabbar endast Svenska Kraftnät och inte slutkunderna – är den bästa lösningen för att få upp volymerna på handeln och på så sätt få en kvalitet på prisbildningen. Systemansvariga får prisindikationer själva i sin egen resultaträkning. Den här frågan tycker jag man bör resonera vidare om, vår uppfattning, och jag tror nog att hela den svenska elbranschen är överens om att det borde vara en motköpssituation för att underlätta den nordiska elhandeln. Då skulle vi öka volymen och därmed få en effektivare prisbildning. Det skulle alltså vara mer effektivt för handeln. Den andra frågan som hängde ihop med det som Lars tog upp, är om det finns tillräcklig nätkapacitet i dagens läge. Vi har gott om utrymme på alla förbindelser i Norden. Vi har inte långsiktig brist på någon ledning, utan det är snarare så att de fasta kontrakten sjunkit. Fler och fler kontrakt blir då över för börshandeln, dvs korta, och dem hanterar vi inom de kapacitetsgränser som finns. Tillgänglig kapacitet finns det nog i alla länder i Norden. Hur det blir i framtiden vet vi naturligtvis inte mycket om. Men i elektricitet, till skillnad mot tåg som går på räls, kan elektroner krocka hur mycket som helst, bara nettot är tillräckligt för att rymmas inom kapacitetsgränserna.

Den sista punkten hos Lars är problemet på slutmarknaden. Att byta leverantör är i dag problematiskt. För att lösa detta tror jag att man måste utveckla effektivare IT-stöd. Det finns IT-stöd som skulle kunna hantera mycket av det som i dagens läge är problem, nämligen att byta leverantör. Och här tror jag att marknaden och branschen måste arbeta vidare med ett mycket bättre IT-stöd. Det finns idéer som vi kallar web-el och som bygger på en idé om att man ska ha ett internetsystem. Sen gör man endast en transaktion och så får datorn göra resten. En IT-lösning tror jag skulle underlätta kundbyten och göra dem mycket, mycket enklare. Kunden ska enbart behöva veta att han kan byta leverantör genom att ringa ett samtal och sen ska det fungera. I dagens läge har vi inte det systemet, utan vi ser massor med problem med övergången till en friare marknad.

Carl Johan Åberg

Jag tycker det är en mycket intressant diskussion som vi för här. Vi försöker dra erfarenheter av vad som händer när man övergår ifrån ett reglerat system till ett avreglerat. De allmänna slutsatser som man kan dra från detta område är att det har fungerat bra. De undantag som man kan peka på här, bekräftar vad som i ekonomin brukar kallas "Coase-teorem" och som säger att om marknaderna bara får en fair chans att lösa sina uppgifter, då klarar de i allmänhet detta även om det gäller mycket tekniskt komplicerade förhållanden. Det är när de får förutsättningar som kommer in utifrån i form av olika externaliteter som de störs.

Bo Källstrand ställde en försynt fråga till vår norske kollega, nämligen vad som händer med de "barriers to entry" som gäller till den norska marknaden. Det är en av de faktorer som idag gör att jag tycker att den svenska marknaden inte fungerar riktigt på det sätt som vi avsåg. Den svenska marknaden ligger efter vår avreglering

vidöppen för internationella investerare. Vi har ju en rad exempel på detta. Bos eget företag har stora ägare i form av Electricité de France och Preussen Elektra och Sydkraft som i sin tur också har Preussen Elektra som ägare plus norska Statkraft, IVD har gått in och äger i stort sett hela Gullspång. Den svenska marknaden är ju om något ett exempel på hur man öppnar sig. Det vore intressant att höra några norska kommentarer till den norska marknadens slutenhet.

Det andra gäller skatterna. En del av er som är här idag var på SNS-symposiet om avfallsprodukter från skogsindustrin som ett möjligt energislag i framtiden. Där hade SNS bett en amerikansk forskare, Marie Lynn Miranda, att göra en beräkning av miljökonsekvenserna i olika avseenden, externa kostnader och sådant av en ökad användning av avfallsprodukterna. Hennes slutsatser var ju klara: att den svenska beskattningen av olika energislag ligger långt utöver vad som kan motiveras av miljöpolitiska skäl. Så länge vi inte har en internationell harmonisering av skatterna, är det också ett hinder för att marknaderna skall kunna fungera effektivt. Det är väl ingen av er som kan svara på vad som kommer att hända med detta, men jag har en känsla av att på just det här området har skapats en mycket stark allians mellan de finansdepartementala fiskala intressena och miljöintressena som gör att den här marknaden i det här avseendet inte har så lätt att fungera på det sätt som man avsåg.

Hubert Roslund

Jag skulle egentligen bara vilja ställa en fråga. I europeiska sammanhang har nät-tillgång ofta diskuterats i termer av NTPA och single buyer. Min fråga är då: hur långt tror ni att man kan komma med de här systemen? Vad krävs på dessa områden för att svenska företag på allvar ska kunna konkurrera om kunder i exempelvis Tyskland och andra marknader på kontinenten?

Ulf Dahlsten

Just den här aspekten spetsar till Carl Johan Åbergs fråga. Det är ju som ni säger att den här marknaden kommer att bli mer och mer internasjonell. Börserna kommer att öppnas, handeln kommer att flöda vidare. Man kan tänka sig att den sprider sig över Europa. Så småningom köper vi kraft från Italien hit till Norden. Vad Bo bl a antyder är att då kommer investeringar att styras till länder där skattebelastningen är som lägst. Det var egentligen det som Carl Johan var inne på. Frågan är: Är det så och hur ser ni riskerna i det här, ni som är aktiva inom området? Betyder det att svensk energiproduktion nyinvesteringsmessigt är död? Jag ser flera personer här från kraftföretagen. Det skulle vara intressant att höra era synpunkter. Det andra är storleken. Vattenfall beskrivs som en stor bjässe. Samtidig tillåts man konstatera att Graninges ägare, ett företag med bara 1,3 % marknadsandelar i Sverige, får Vattenfall att framstå som ett ganska litet och blygsamt företag. Det var till Einar den frågan riktades. Ska vi lämna ordet till panelen. Einar har fått mest frågor, tror jag, av någon anledning. Ska du börja?

Einar Hope

Ja, OK. Det første spørsmålet om Svenska Kraftnät er interessant. Hva er det beste system når det gjelder prising av nettenester? Man kan tenke seg i hvert fall tre hovedprinsipper. Det ene er rett og sett kapasitetsprising, altså peak load pricing. Det kan imidlertid være vanskelig å implementere dette prinsippet i kraftnettet på grunn av visse forhold, for eksempel tidsaspektet med hensyn til informasjonstilgang og reaksjonsmønster fra aktørenes side. Men prinsippet er det ideelle fra et økonomisk synspunkt idet man priser kapasitetsbegrensningen eller flaskehalsen direkte. Det andre er det prinsipp som vi har lagt til grunn for norsk side,

nemlig en områdeinndeling basert på en vurdering av kapasitetsgrenser i nettsystemet, og for det tredje har vi så den svenske ordningen med motkjøp. Jeg skal ikke her og nå ta stilling til hvilket prinsipp som er det beste. Jeg har imidlertid en del motforestillinger mot den svenske motkjøpsordningen fra et markedsmessig synspunkt. Mitt viktigste argument mot ordningen er at det kan være uheldig at store og sterke aktører, som selskaper som Statnett og Svenska Kraftnät er i systemet, skal gå direkte inn som aktør i kraftmarkedene for å utjevne kraftflyten i nettet forhold til kapasitetsgrenser som nettselskapene kan oppleve som kapasitetsproblemer, men som ikke nødvendigvis behøver å være dette fra et markedsmessig synspunkt. Man kan komme til å blande nettfunksjoner og markedsfunksjoner sammen på en uheldig måte. Man har dessuten en klart skjevfordelt informasjon mellom nettselskapene og de øvrige markedsaktører på dette punkt.

Det andre spørsmålet som ble reist gjaldt muligheten til å komme inn på det norske markedet. Det er et meget viktig spørsmål, som det er minst tre dimensjoner ved. Det ene gjelder spørsmålet om effektiv drift av et kraftsystem, det andre er spørsmålet om investeringer i ny kapasitet, og det tredje er spørsmålet om å effektivisere markedet gjennom en mer effektiv prising av kapitalgodene i systemet. Som riktig påpekt, er det på det siste punktet et problem i Norge i den forstand at vi ikke har et aktivt annenhåndsmarked eller kapitalmarked på elsektoren. Dette skyldes nok først og fremst det offentlige eierskap og konsesjonsordninger som gjelder for omsetningen av eierandeler i kraftverk. Dette begrenser omsetningen, svekker effektiviteten og som Bo også var inne på, at det ikke stilles avkastningskrav til kapitalen på linje med det som ville ha blitt stilt av kommersielle aktører. Jeg har for min del påpekt gang på gang at vi ikke får et effektivt fungerende kraftmarked før man også får en effektiv

organisering av kapitalmarkedet for produksjonsutstyr, men her støter man altså på politiske forhold og interesser. Forhåpentligvis vil denne delen av det markedsbaserte system videreutvikle seg, og at det etter hvert vil bli stilt kommersielle avkastningskrav til investeringene.

Når det gjelder Vattenfall, har selskapet likevel gått inn i det norske markedet gjennom samarbeidsavtaler med norske aktører, uten helt eller delvis oppkjøp. Dette har skjedd i et par tilfeller, blant annet gjennom en samarbeidsavtale med Sotra Energi. Vattenfalls inntreden synes å ha hatt en positiv innvirkning på konkurransen, ved at det har disiplinert de øvrige verk i området til lavere priser.

Ulf Dahlsten

Vattenfall i förhållande till ett europeiskt avreglerat system. Storleken. Du sa att Vattenfall var för stort förut.

Einar Hope

Bekymringen ligger kanskje mest på det vertikale aspektet, eller kombinasjonen mellom horisontal og vertikal integrasjon som kan gi en samlet markedsdominans med mulighet til innelåsning av kunder gjennom nettilgangen. Når det gjelder det europeiske marked, skjer det mye for tiden. Blant annet legges det flere undersøiske kabler mellom både Norge og Sverige og kontinentet som vil gi muligheter til å få en mer effektiv ressursdisponering innenfor et større system. Sett fra norsk side gir dette også en mulighet til at det norske systemet kan bli en peak load leverandør til det europeiske systemet på grunn av reguleringssegenskapene til et vannkraftbasert system, mot å kunne kjøpe base load fra det europeiske systemet på basis av varmekraft. Kablene vil utvilsomt ha en viktig funksjon til å få til en mer effektiv kraftdisponering. Det som kan være et problem, ta for eksempel i relasjon til Preussen Elektra, er hvilke mu-

ligheter skandinaviske leverandører vil ha til å nå frem til tyske sluttbrukere av kraft, så lenge Preussen Elektra er kontraktspartner og medeier i transportsystemet. Problemet er jo at man ikke har fått i stand til nå en tredjeparts adgang innenfor EU og at man fremdeles holder fast ved "single buyer"-prinsippet. Jeg er grunnleggende skeptisk til dette prinsippet sett i relasjon til spørsmålet om å få til et effektivt fungerende kraftmarked i Europa. Oppgaven må være å få åpnet opp systemet på en måte som gjør at de store selskapene for eksempel Preussen Elektra ikke får anledning i for stor grad å opptre som monopsonister eller enekjøpere i systemet. Jeg legger da til grunn at vi har en desentralisert tilbudsside, i den forstand at ingen enkeltseller kan opptre som dominerende aktør. Nå er naturligvis kapasiteten på kablene begrenset, og det er derfor begrenset hvor stor virkningen av denne kapasitetsøkningen i transportsystemet vil bli på kraftomsetning og markedskonkurranse, men det er jo på marginen virkningen skal måles. Så helst ser jeg naturligvis at det skjer en full åpning av systemet, med tredjeparts adgang og bort fra single buyer-systemet. Først da får vi et effektivt fungerende marked.

Ulf Dahlsten

Tack. Lars hur ser du på det här med motköp, är det Kjell eller Einar som har rätt?

Lars Bergman

Motköpssystemet skapar i praktiken en enhetlig nationell marknad och är därför bra när man snabbt vill få igång en fungerande marknad. Den fråga som uppkommer är naturligtvis vad som händer när kapacitetsutnyttjandet har ökat och man börjar ligga nära kapacitetsgränsen i näten. I det läget kan motköpen bli mycket omfattande och felallokeringen av resurser betydande. Det är detta som utländska kommentatorer ofta framhåller och som

får dem att tro att systemet med motköp inte kommer att fungera i längden. Tills vidare finns det ändå en hel del som talar för motköpsystemet, i alla fall tills man ser att det börjar bli orimligt dyrt.

Låt mig kommentera en sak till. Olikheten mellan Sverige och Norge när det gäller nätprissättning gör att vissa prISRISKER i dag inte är försäkringsbara. Den som handlar på spotmarknaden kan, via transaktioner på futuresmarknaden, försäkra sig mot variationer i priserna på spotmarknaden. Men de prisvariationer som uppkommer p g a trängsel i nätet kan man inte försäkra sig emot, vilket snedvrider marknaden. Detta problem blir givetvis större ju närmare kapacitetsgränsen i överföringsnäten som man ligger.

Både Bo Källstrand och Einar Hope konstaterade att det efter avregleringen inte har skett några investeringar i nya kraftverk vare sig i Sverige eller Norge. Jag fick inte riktigt klart för mig om de tyckte att detta är bra eller om det är ett problem. För egen del anser jag att frånavar av nyinvesteringar är något som visar att elmarknaden fungerar ganska bra. Det typiska för reglerade marknader är ju att man överinvesterar. När man då övergår från reglering till en mer marknadsinriktad organisation bör investeringsverksamheten stanna av i väntan på att man skall närma sig fullt kapacitetsutnyttjande.

En annan, men högst befogad, fråga är hur väl den nya elmarknaden fungerar när det gäller att få till stånd investeringar. I England, där den befintliga kraften är dyr i förhållande till ny kraft, har det blivit en omfattande investeringsaktivitet, väsentligen i form av små gaskraftverk. Detta tyder på att vi får en annan typ av kapitalbildning på en avreglerad elmarknad. Högre kapitalkostnader ger en ökad betoning på mindre kapitalintensiva kraftverk. Den avreglerade elmarknaden kan därför vara dödsstöten för kärnkraften, även om man till äventyrs skulle få investera i ny kärnkraft.

Både Bo Källstrand och Einar Hope var inne på att de största effektivitetsvinsterna finns på nätsidan. Jag tror att de avsåg driften av näten. Det är möjligen sant att den största rationaliseringspotentialen finns i driften av näten. Men det kan också finnas betydande vinster i form av ökad kapitalproduktivitet. Det gamla systemet tenderade att hela tiden leda till överinvesteringar, bland annat till följd av artificiellt låga kapitalkostnader för Vattenfall.

En sak till: Avregleringen av elmarknaden håller på att omvandla kraftindustrin från en skyddad till en konkurrensutsatt och med tiden allt mer internationaliserad bransch. Med andra ord kommer kraftindustrins villkor att bli ungefär desamma som de som gäller för andra konkurrensutsatta processindustrier som massindustrin eller stålindustrin. För några år sedan trodde jag att denna utveckling också skulle leda till en avpolitisering av kraftindustrin, men på den punkten hade jag fel.

När det gäller frågan om vad som krävs för att man skall kunna konkurrera på den tyska eller franska marknaden delar jag Einar Hopes bedömning. Det handlar bara om att svenska företag skall få tillgång till slutkunderna. Med tillgång till slutkunderna blir det konkurrens. Det s k single buyer-systemet, som förordas av många, innebär i praktiken att det finns stora "vaktmästare" som hindrar konkurrenter att komma in och nå kunderna. Därmed leder ett sådant system inte heller till effektiv konkurrens.

Till sist kan vi notera att avregleringen av den svenska elmarknaden faktiskt har lett till ett ökat statligt ägande i kraftindustrin. Men det är inte svenska staten utan den norska, finska och franska staten som kommit in som nya ägare i svenska kraftföretag.

Ulf Dahlsten

Vad drog du för slutsatser av det?

Lars Bergman

Lite grann är det väl som Carl Johan Åberg var inne på, d v s att Sverige är det enda land där man kan köpa kraftverk i stor skala. Möjligen är det också så att de statliga kraftföretagen är försiktiga att investera i andra branscher. Jag skulle tro att det är en del av förklaringen till de utländska statliga kraftföretagens köp av aktier i de svenska kraftföretagen. Dessutom vill de nog gärna köpa in sig på en marknad där man kan lära sig mer om arbetsvillkoren på en avreglerad elmarknad.

Bo Källstrand

Den första frågan jag vill kommentera är flaskhalshanteringen. Som Lars var inne på så är detta ett handelshinder för framför allt de mindre svenska aktörerna. I Sverige är ganska få slutkunder än så länge inne och arbetar på terminsmarknaden. Man väljer normalt att köpa via någon större leverantör. Man har alltså en risk som inte är försäkringsbar. Eftersom det är god kapacitet, borde det här inte vara något problem. Men utgår man från erfarenheterna under de första åren så skulle jag tippa att det under 15–20 procent av den avreglerade tiden hitintills har varit prisskillnader mellan det norska och det svenska systemet, och det är ganska mycket. Detta borde ge incitament att bygga ut nätet. Men nätbolagen Kraftnät och Statnät har inte dessa incitament.

Vad gäller frågan om vertikal integration finns det en skillnad mellan Sverige och Norge. I Sverige är det skilda juridiska personer som svarar för näthanteringen och elhandeln. Till att börja med verkar kanske inte skillnaden så stor om man har en enskild juridisk person eller inte. För närvarande pågår det en mycket snabb koncentration i Sverige på elhandelsidan. På nätsidan har det inte hänt lika mycket. Det har skett betydande överinvesteringar i näten också under historisk tid. Det finns kapital i näten som är

praktiskt taget lika stort som i genereringen. Det finns alltså väsentliga besparingar att göra på den sidan. Motorn är mycket svagare där, eftersom vi inte har ett tillräckligt starkt konkurrenstryck. Ändå sker det en del försäljningar, men man har en känsla av att den drivande kraften mer är kommunernas dåliga ekonomi än någonting annat.

Ulf Dahlsten

Tack Bo. Einar, du vill kommentera det här eller?

Einar Hope

La meg kanskje bare kommentere dette med Vattenfall. Det viktigste som kan skje på nettsiden er strukturrasjonalisering gjennom horisontal sammenslutning av nettområder. Når jeg som nevnt tidligere er skeptisk til en vertikal integrasjon innenfor den etablerte struktur, skyldes dette først og fremst mulighetene for krysssubsidierting. Hvis nå krysssubsidierting ikke er et problem, hvorfor trenger man da en holding-modell, hvorfor kan man ikke da ta full separasjon mellom konkurransefunksjoner og nettfunksjoner? Jeg tror ikke at vi i Norge er kommet så langt i omorganiseringen til at jeg vil si at muligheten for krysssubsidierting ikke lenger representerer et problem. Gjennom NVE's reguleringsmodell har man imidlertid lagt opp til å svekke insitamentene for dette.

Når det gjelder nettet, vil jeg igjen bare understreke betydningen av at nettet skal fungere effektivt i relasjon til markedet. Dette krever meget tett samordning av nettene, både nasjonalt og mellom de to land i det felles norsk-svenske marked. Tarifferingsprinsippene i nettet må også være samordnet og enhetlige. Man står overfor det litt paradoksale forhold fra et konkurransemessig synspunkt at nettstrukturen betinger tett samordning for å fungere effektivt i forhold til markedssamsetningen, slik at det godt kan tenkes at

Statnett og Svenska Kraftnät burde slås sammen for å få til et effektivt fungerende nett. Nettstrukturen er jo slik at det kan være vanskelig å vite hvor en flaskehals kan oppstå, og derved hvor det bør foretas investeringer i nettet. I tillegg til effektiv drift, er det viktig at det finner sted en felles planlegging av nettet for å sikre optimal dimensjonering. Et slikt selskap vil naturligvis bli en gigant som det fra et regulatorisk synspunkt kan bli vanskelig å forholde seg til effektivitetsmessig og konkurransemessig. Så her står man overfor et avveiningsproblem.

Ulf Dahlsten

Ja, det finns många trådar att nysta i här. Vem vill fortsätta? Kjell Jansson.

Kjell Jansson

Det sista kan jag fullständigt hålla med om. Jag vet inte om du har läst min julkhälsning till personalen och visionen om framtiden, nämligen att jag tycker att vi bör slå ihop alla stamnätsföretag i Norden. De finns flera skäl till detta, det är inte bara det skäl som du anför, utan den skulle också vara mer effektivt att driva nätet. T ex kommer vi snart att få ett annat problem på halsen. När vi får en öppen nordisk elmarknad, så kommer finska producenter att vilja handla med norska konsumenter och vice versa. Då sitter vi som svenskt stamnätsföretag i mitten och tjänar inga pengar på denna överföring, utan förlusterna drabbar oss och därmed våra inhemska kunder. Det här måste vi få en lösning på, och det bästa vore att slå ihop företagen. Jag håller därför helt och hållet med om ditt förslag.

Jag tänkte också ställa en fråga. Det som du tog upp, Bo, var att du ser en tendens till att det blir fler och fler tilläggs-tjänster på den svenska elmarknaden. Och det tror jag alla gör i Sverige. Det finns stora svenska bolag som tycker att det är på tilläggs-tjänster man i framtiden ska

tjäna lika mycket pengar som i elförsäljningen. Man vill sälja övervakning, brandlarm och sådant i konkurrens med andra bolag. Jag vet inte om det fungerar eller inte. Å andra sidan finns det vissa bolag som resonerar, vad jag förstår, precis på motsatt sätt. De specialiserar sig på att sälja electricitet och ingenting annat. Det finns således helt olika strategier på den nya nordiska elmarknaden. Nu är det för tidigt att säga vem som hade rätt och vem som hade fel. Har ni någon syn på detta? Och jag skulle gärna att du Lars, eller ni som sitter i Nationalekonomiska Föreningen, studerar denna fråga. Hur blir det när man har en fyra-fem års erfarenhet av olika strategier? Vilken strategi var mest effektiv?

Tore Ellingsen

Jag är inte riktigt säker på att jag förstått single buyer-systemet. Som jag ser det, handlar det om att ett kontinentaleuropeiskt företag skulle vara monopsonist på kraftmarknaden, åtminstone för den kraft som levereras till koninentaleuropeiska konsumenter. När det gäller effekten av detta, så ser man att det skulle göra att monopsonisten håller tillbaka efterfrågan vilket skulle skada norska och svenska producenter. Men, det tycker jag är viktigt att uppmärksamma, det lägre priset skulle gynna norska och svenska konsumenter. Så jag är lite förbryllad när konkurrensdirektören i Norge säger helt klart att han är emot stora köpare på kontinenten. Jag kan se att global välfärd gynnas av att marginalnytta är lika med marginalkostnad. Men lägger man viss vikt vid inhemska konsumenters välfärd, är det inte klart att man skall gilla single buyer-systemet.

Ulf Dahlsten

Flera? Jag ser ju att det finns många från kraftsidan här. Har Bo rätt när han säger att skatterna är sådana att det inte blir i

Sverige man bygger ut kapaciteten utan på andra ställen? Vad är det som kommer att hända? Är det någon som vill ta upp tråden?

Håkan Hedén

Jag har deltagit i arbetet med att skapa det nya regelverket för elmarknaden under 1990-talet. Din fråga går inte att helt och fullt svara på, men jag tänker i alla fall ge några kommentarer om detta med ny kapacitet och att det inte görs några investeringar. Meningen med elmarknadsreformen var att vi skulle kunna utnyttja elsystemet effektivare. Öppningen för en ökad internationell handel har samma syfte. Också med ökad handel kan vi utnyttja den befintliga kapaciteten effektivare.

Vi kan se att det faktiskt görs – och planeras rätt så stora investeringar, som Einar Hope sade, i det nordiska kraftsystemet. Det är inte investeringar för ny kraftproduktion för ökad överföringskapacitet till norra Europa, där vi ser ett överskott på produktionskapacitet med ett utbud av kraft till priser som motsvarar den rörliga kostnaden för kolkondens. Så nog görs det investeringar för att upprätthålla leveranskapaciteten i Skandinavien. En ökad överföringskapacitet kan föra med sig att torrårsreserverna på sikt flyttas från Sverige till andra länder. Man kan då diskutera om det är bra eller dåligt från försörjningsstrygghetssynpunkt. Det är inte självklart att det är dåligt.

Det är inte helt rätt att säga att det är de svenska produktionsskatterna på el som hjälper in den danska kolkondenskraften att konkurrera ut den svenska bränslebaserade kraften. Vi har faktiskt låga skatter på bränslebaserad kraft i Sverige. På kondensproduktion är det inga skatter alls. Skillnaden i konkurrenskraft mellan dansk och svensk kondensproduktion beror på de höga miljökraven i Sverige och de väldigt låga miljökraven i Danmark. Några av Bo Källstrands kolleger har sagt

mig att de skilda miljökraven motsvarar 6–7 öre i rörlig produktionskostnad. En harmonisering av miljökraven är därför väsentligt för en integrerad elmarknad.

Så till frågan om förhandlad TPA och marknadsöppning. Det räcker inte med regler om nättillträde, d v s TPA. Om svensk kraftindustri skall kunna nå exempelvis de tyska kunderna är det två förhållanden som är viktiga.

För det första gäller det frågan om hur systemansvaret i vid mening är organiserat. Vi kan ta Finland som ett exempel. Finland har i stort sett samma lagstiftning som vi har i Sverige. Ändå har det tagit flera år innan vi i Sverige och Norge har varit nöjda med Finlands sätt att organisera marknaden, när det gäller systemansvaret och balansansvaret. Sättet att organisera system- och balansansvar är ytterst väsentligt för att få jämlika konkurrensförhållanden för svenska och finska producenter på den finska marknaden.

Och så länge de tyska kraftföretagen kontrollerar vitala delar som system- och balansansvaret, det som på EU-engelska brukar kallas "System Operator", är det sannolikt att det kommer att vara svårt för utländska kraftföretag att nå fram till de tyska konsumenterna.

Det andra förhållandet gäller tariffsättningen. Ett karaktäristiskt drag för elmarknaderna i Sverige, Norge och Finland är punktтарiffsystemet – vilket följer av ellagstiftningens regler. Man kan säga att landet är runt. Det kostar inget att transportera kraft. Det som kostar är att vara ansluten till nätet. I Tyskland har kraftföretagen kunnat välja en avståndsrelaterad tariff. Med ett sådant tariffsystem har de tyska företagen goda möjligheter att behålla sina gamla regionala monopol. Det blir helt enkelt alltför dyrt att transportera kraft långa distanser.

Det räcker alltså inte att EUs elmarknadsdirektiv träder i kraft. Det är mycket kvar av harmoniseringsarbete mellan länderna, innan vi får en fungerande handel på en inre elmarknad.

Avslutningsvis vill jag peka på att det finns två modeller i Europa för en elmarknad i konkurrens. Den engelska och den skandinaviska. Vi kan nu se at den skandinaviska modellen verkar vara den som "vinner". Nederländerna har valt den skandinaviska modell. Den liberaliserade spanska elmarknad som finns sedan årsskiftet har stora likheter med den skandinaviska. Och nu när engelsmännen – som är missnöjda med delar av sin elmarknad – skall utveckla sin elmarknad har de den skandinaviska modellen som riktmärke.

Ulf Dahlsten

Ja, är det någon som vill kommentera just det här sista inlägget. Någon fråga till panelen? Om inte, klockan börjar närma sig 9 och vi slutar ju efter två timmar i princip. Det kanske är dags att ge panelen en slutvända och därefter tacka. Finns det någon fråga till? Nu är det sista chansen alltså. Det gör det inte. Bo jag tror att du har blivit apostroferad ganska mycket här på slutet.

Bo Källstrand

Jag tror att jag ska utnyttja tiden till att lite grand beröra det europeiska perspektivet. Jag tycker det var mycket interessant som Håkan tog upp här. Nättransiteringen har betydelse för hur konkurrenssituationen kommer att utvecklas i Europa. Idag är det ju på många håll i Europa praktiskt taget omöjligt av utrymmesskäl och miljöskäl att bygga några nya ledningar. Det är också en faktor som kommer att få stor betydelse. Det dröjer nog ett tag innan vi får en perfekt fungerande konkurrens i Europa.

I Sverige diskuterar vi ofta risken med att bygga ledningar till Europa, därför att det skulle innebära att den billiga svenska kraften skulle bli mycket dyrare. I själva verket tror jag att det är tvärtom. Det finns ju väldigt mycket kapacitet i Europa. Ungefär som i Danmark, termiska anläggningar som står stilla stora delar

av året. Den kraften kommer snarare att flöda åt andra hållet. Framförallt kommer vi att få sämre med investeringar i Sverige. Jag tror att investeringar i nät, sett ur kundernas synvinkel, är bra. Det ökar konkurrensen.

Einar Hope

La meg først få si at det er farlig å komme med sterke påstander når man har tidligere studenter sittende i salen! Når jeg uttrykte meg så vidt klart om single buyer, så er det i en nest beste sammenheng. Et singel buyer-system kan ha den fordel at det kan skapes en slags motmakt mot sterke selgere på tilbudssiden, og dermed kan man få ned prisene, sett i forhold til en situasjon med en svakere organisert kjøperside. Det er også viktig at denne prisreduksjonen kanaliseres videre til konsumentene. Men det er her bekymringen kan ligge. Når man ser på et single buyer-system i relasjon til det eksisterende marked, er det typiske store kjøpere som vil optre som single buyers. Disse vil kunne få en meget sterk posisjon i markedet, og man skal naturligvis ikke se bort fra at dette under visse forutsetninger kan komme konsumentene til gode. Mitt utgangspunkt var imidlertid et markedsbasert system med almen overføringsrett i nettet, og de konkurransevilkår som dette kan skape. I så henseende er jeg neppe i tvil om at et slikt system vil virke bedre enn en single buyer-løsning.

Når det gjelder utviklingen fremover med hensyn til integrasjon og diversifikasjon, blir vel dette nokså mye spekulasjon nå på tampen av debatten. Men i Norge ser det ut til at vi står overfor to forhold. Det første er at rene kraftselskaper står i ferd med også å bli telekommunikasjonselskaper. Noen selskaper etablerer telekommunikasjonsavdelinger innen selskapet ved at de benytter kraftnettet og spinner telekommunikasjonssamband på det. Hva dette kommer til å føre til og hvilke problem det kan skape for konkurransen,

må vi se över tid. Det andre som skjer er at oljeselskaper går inn i elektrisitetsforsyningen. Statoil har planer om å bli et mer integrert energiselskap både med olje, gass og elektrisitet. Hva dette kommer til å bety for konkurranseforholdene er det også for tidlig å si noe om, men at det vil påvirke dem kan det neppe være tvil om.

Lars Bergman

Jag har inte så mycket att lägga till. Bara en liten kommentar till vad Håkan Hedén sa: Jag tror också att den här nordiska modellen är den som kommer att segra i den mycket diskuterade kampen mellan olika "market designs". Det engelska systemet tror jag inte kommer att locka så många. Det kan vara elegant "på papperet" men jag tror att den norsk-svenska modellen fungerar bättre i praktiken.

Ulf Dahlsten

Intressant. Jag tycker vi tackar våra inledare här med en applåd för en intressant,

upplysande diskussion. Får jag dessutom upplysa er om att den 18 februari så kommer det traditionella mötet med riksbankschefen att äga rum. Traditionellt kan man ju säga att det är, för det är ju några år som vi haft den traditionen. Vi kommer även att försöka ge några möten med snabbare planering än vi har haft tidigare för att hamna mitt i debatten i aktuella frågor. Meningen med Nationalekonomiska Föreningen är att det ska vara ett forum för utbyte mellan forskare och praktiker och ju mer aktuella frågor, desto mer spännande blir förhoppningsvis debatten i föreningen. Vi ska pröva nu om vi klarar det – vi lovar inget bestämt – vi ska se om vi inom en tvåveckorsperiod kan ordna en debatt om vi har fått århundradets pensionsreform eller inte. Vi får se om den typen av lite mer aktuella ämnen också kan locka medlemmar till debatt, även om antalet medlemsmöten blir något större än vi har haft förut. Vi prövar och ser. Tack för i dag och tack för intressanta två timmar.