



**Pär Holmberg**

Pär Holmberg är docent i nationalekonomi och teknologie doktor i elkraftteknik. Han är anställd på Institutet för Näringslivsforskning (IFN) och arbetar inom forskningsprogrammet Elmarknadens ekonomi, även knuten till Electricity Policy Research Group (EPRG) vid University of Cambridge. Pär Holmberg är särskilt intresserad av att analysera elproducenters strategiska budgivning på elbörsen och hur den påverkas av regelverket.

## Konkurrens och prisbildning

Under de gångna vintrarna har elpriserna på Nordens elmarknad nått rekordnivåer och debatten om konkurrensen på elmarknaden har varit intensiv. Den här artikeln beskriver först hur grossistmarknaden, där elproducenterna säljer sin el till återförsäljarna och större elkonsumenter, fungerar. Därefter går jag igenom elproducenternas möjligheter att utöva marknadsmakt. Avslutningsvis diskuteras hur dagens regelverk, som ska säkerställa en välfungerande grossistmarknad i Norden, är uppbyggt, och hur det eventuellt kan förbättras.

På den nordiska grossistmarknaden säljer producenterna sin el till återförsäljare och större elkonsumenter, till exempel den elintensiva industrin. Det sker i dag på två olika auktionsmarknader. På reglerkraftsmarknaden sker handel under själva leveransperioden, vilken är en timme lång i Norden. Denna auktionsmarknad är därför endast öppen för ändringar i produktion och konsumtion som kan verkställas snabbt, inom 10 minuter. I Norden är det nästan bara vattenkraftsproduktionen som uppfyller det kriteriet. Reglerkraftsmarknaden är alltså en spotmarknad för omedelbar leverans. Den huvudsakliga handeln sker dock på den andra auktionsmarknaden, den så kallade **dagen-innan-marknaden**, vilket kan betraktas som en spotmarknad för den trögrörliga produktionen och konsumtionen, det vill säga som inte kan ändras inom 10 minuter. Elpriset på denna marknad används även för att bestämma värdet av termins- och optionskontrakt vid deras slutdag.

Auktionerna på reglerkraftsmarknaden och **dagen-innan-marknaden** fungerar på ungefär samma sätt. Varje elproducent bjuder för varje leveransperiod in en utbudskurva som anger hur mycket denne är villig att producera till olika priser. Auktionsförrättaren lägger därefter samman alla köp- och säljbud till en total efterfråge- respektive utbudskurva för hela marknaden. Marknadspriset under leveransperioden sätts där utbud möter efterfrågan. Auktionsförrättaren accepterar alla köpbud över marknadspriset och alla säljbud under marknadspriset.

Vanligen används marginalprissättning på elmarknaden. Det innebär att marknadspriset, det vill säga säljarnas högsta accepterade bud eller köparnas lägsta accepterade bud, sätter priset för hela marknaden.

Att det högsta accepterade säljbudet ska sätta priset för hela marknaden är ett förfarande som ofta ifrågasätts i debatten. Men i praktiken fungerar prissättningen likadant på de flesta varumarknader, även där bestäms priset indirekt av att utbud ska vara lika med efterfrågan. På en fri marknad finns det ingen aktör som är beredd att sälja under sin marginalkostnad, så precis som på elmarknaden måste marknadspriset vara högre än eller lika med marginalkostnaden för den sista (dyraste) producerade enheten. Det enda som är speciellt med prissättningen på elmarknaden är att den tydliggörs i ett auktionsförfarande.

Elen är även annorlunda på det sättet att den är dyr att lagra. Det är i princip möjligt att lagra el i batterier, men det är dyrt, och den metoden används än så länge inte i någon stor skala. I dagsläget är el därför en färskvara som måste produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Det gör även att elpriset blir mycket känsligt för tillfälliga störningar i produktionen och för flaskhalsar i kraftöverföringen. Därför varierar elpriset mycket mera än vad som är fallet på de flesta varumarknader. Prisvariationen i Norden, som har en stor andel vattenkraft, är dock mindre än på många andra elmarknader. Dammarna vid vattenkraftsverken kan lagra vatten, vilket ger producenterna en möjlighet att öka produktionen när det är brist på el och priset är högt. Även om dammarna inte är ett lager för elektriciteten i sig, så har de ändå en utjämnande inverkan på elpriset. I framtiden kommer mängden fluktuerande förnyelsebar elproduktion att öka, men å andra sidan kommer prisvariationerna att motverkas av att elnätet blir smartare med mera aktiva konsumenter och av att elbilarnas batterier delvis kan utnyttjas för energilagring i elnätet under uppladdningen.

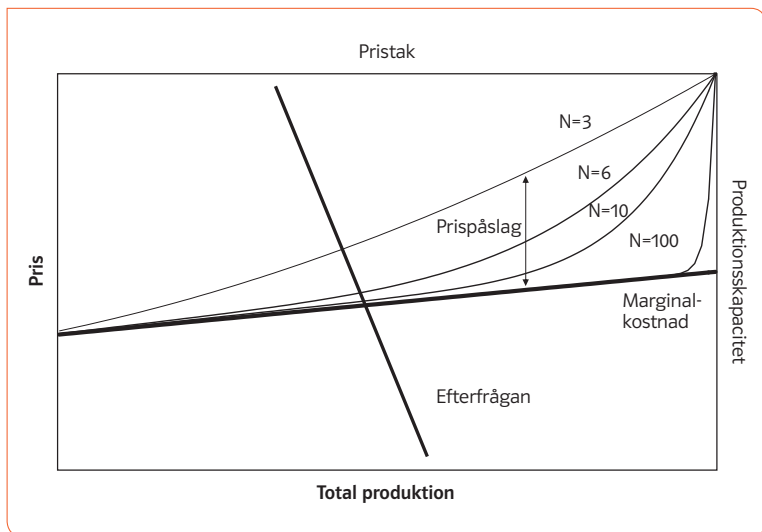
### Marknadsmakt på grossistmarknaden för el

Forskningen visar att elproducenterna ibland har mycket stora möjligheter att utöva marknadsmakt eftersom efterfrågan på el oftast är mycket prisokänslig. För att utvärdera hur aktörernas budgivning påverkas av marknadsregler och konkurrens på grossistmarknaden använder man sig vanligen av en spelteoretisk (Nash) jämvikt. En sådan strategisk jämvikt uppstår när varje aktör väljer en optimal strategi givet konkurrenternas val. I en elmarknadsauktion består en elproducents optimala strategi i att välja den utbudskurva som maximerar vinsten, givet efterfrågekurvan

och konkurrenternas valda utbudskurvor. Den strategiska utbudsfunktionsjämvikten utvecklades av Klemperer och Meyer (1989) samt av Green och Newbery (1992).

Figur 1 visar jämvikter av utbudsfunktioner för en tänkt marknad där produktionskapaciteten delats upp mellan ett antal identiska företag. Som illustreras i figuren ökar vanligen skillnaden mellan pris och marginalkostnad, det vill säga prispåslaget, med produktionsvolymen. Det beror på att elproducenternas marknadsmakt ökar ju närmare den totala maxkapaciteten deras totala produktionsnivå befinner sig. När produktionen är lika stor som maxkapaciteten måste konsumenterna köpa all tillgänglig produktion av alla producenter och varje producent får därmed mycket stor marknadsmakt oberoende av antalet konkurrenter, eftersom ingen konkurrent har kapacitet att leverera mer om någon köpare skulle vilja byta producent. Empiriska analyser visar att större elproducenters budgivning i USA:s delstat Texas (Sioshansi och Oren, 2007; Hortacsu och Puller, 2008) och på Australiens elmarknad (Wolak, 2003a) är konsistenta med antagandet att utbudskurvorna väljs i syfte att maximera den egna vinsten, givet efterfrågekurvan och konkurrenternas utbudskurvor.

**Figur 1. Elproducenternas strategiska budgivning på elmarknaden som funktion av produktion och antalet producenter (N)**



Det framgår av figur 1 att svagare konkurrens leder till högre prispåslag och lägre konsumtion. Prispåslagen resulterar därför i en samhällsekonomisk

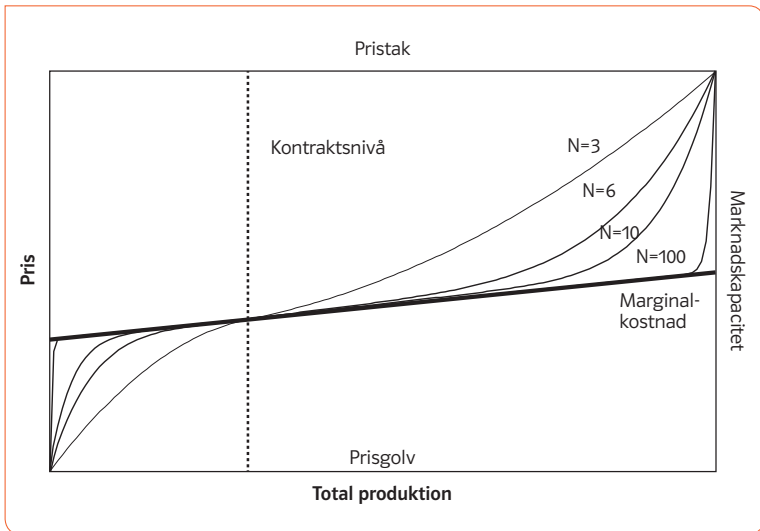
förlust, eftersom det finns konsumenter som på grund av ett högt pris väljer att inte köpa el även om de värderar denna el högre än vad det på marginalen kostar att producera den. Vidare uppstår också samhälls-ekonomiska förluster om producenterna har olika stora prispåslag, eftersom det då uppstår situationer där produktion med låga rörliga kostnader men stora prispåslag undanträngs av produktion med höga rörliga kostnader men med låga prispåslag, vilket ger en ineffektiv produktion. Holmberg och Newbery (2010) använder sig av den ovan beskrivna strategiska jämvikten och visar att på de flesta elmarknader behövs i teorin 5–10 identiska företag eller motsvarande för att hålla de samhälls-ekonomiska förlusterna under en procent av producenternas vinst. Ett villkor som den nordiska elmarknaden uppfyller huvuddelen av tiden. Utöver samhälls-ekonomiska förluster så leder prispåslag till högre vinster för elproducenterna på elkonsumenternas bekostnad, vilket normalt upplevs som en önskad fördelningseffekt. Denna omfördelning är större ju mindre priskänslig efterfrågan är.

Således visar forskningen att elproducenterna ibland har stora möjligheter att utöva marknadsmakt eftersom efterfrågan är mycket prisokänslig. Vilka medel kan då användas för att säkerställa en välfungerande grossistmarknad? Nedan kommer jag att gå igenom en rad medel som används eller föreslås användas och som har utvärderats i forskningen.

### **Terminskontrakt förbättrar konkurrensen**

Både empirisk och teoretisk forskning visar att konkurrensen på elmarknaden intensifieras, och välfärd förlusterna minskas, ju högre andel av elproduktionen som säljs i förväg, till exempel på terminsmarknaden. Anledningen är att en elproducent har svaga incitament att höja spotpriset om huvuddelen av produktionen redan sålts till ett pris som parterna kommit överens om i förväg. Om elproducenten är överkontrakterad, det vill säga den har sålt mer på terminsmarknaden än den producerar, så blir producenten en nettoköpare på spotmarknaden, och då har producenten till och med incitament att pressa ned spotpriset under sin marginalkostnadskurva, se figur 2.

**Figur 2. Terminsförsäljningens inverkan på elproducenternas strategiska budgivning på elmarknaden**



En viktig innebörd av detta är att det inte nödvändigtvis går att utvärdera konkurrensen på elmarknaden utifrån det genomsnittliga elpriset. Det kan vara så att elproducenterna utövar marknadsmakt på konsumenternas bekostnad genom att pressa upp elpriset när produktionen överstiger deras terminsförsäljning och pressar ned elpriset när produktionen understiger deras terminsförsäljning även om elpriset i genomsnitt motsvarar producenternas marginalkostnad. Det vill säga vid marknadsövervakningen är det viktigt att hänsyn tas till aktörernas kontraktspositioner.

Även om elproducenterna har kvar en del marknadsmakt, så minskar den i normalfallet efter en terminsförsäljning. Man kan då fråga sig vilka incitament en elproducent har att sälja sin produktion i förväg. Holmberg (2011) visar med hjälp av den strategiska budgivningsjämvikten att det finns omständigheter, exempelvis ett lågt pristak samt konvexa rörliga kostnader, när en producent kan öka den egna vinsten på konkurrenternas bekostnad genom att sälja sin produktion på terminsmarknaden. Det vill säga även om elproducenterna som grupp förlorar på den gemensamma terminsförsäljningen, så kan varje enskild producent ibland öka sin vinst genom den egna terminsförsäljningen. Dessutom kan en riskavers producent säkra en del av sin vinst genom att sälja på terminsmarknaden.

På motsvarande sätt förbättras konkurrensen på spotmarknaden om elproducenter är vertikalt integrerade med en elåterförsäljare. En elproducents incitament att höja elpriset minskar då, eftersom ett högre elpris minskar vinsten för den egna elåterförsäljaren. Bushnell m.fl. (2008) visar att en påtvingad vertikal separation mellan producenter och återförsäljare skulle försämra konkurrensen på grossistmarknaden för el. De beräknar att på de amerikanska marknaderna skulle välfärdsförlusterna och produktionskostnaderna öka med 45 procent om vertikal integration och avtal mellan elproducenter och elhandlare skulle förbjudas, och de menar att en sådan separation starkt bidrog till elmarknadskrisen i Kalifornien. Å andra sidan så finns det även fördelar med att separera handel och produktion av el. En sådan förändring skulle förbättra situationen för oberoende elhandlare och nya aktörer samt öka omsättningen på grossistmarknaden och på den finansiella marknaden för el. Men i dagsläget är det tveksamt om dessa fördelar överväger nackdelarna.

### Det ska vara ett högt pristak

Ett problem med elmarknaden är att konsumenterna inte har skäl att vara priskänsliga vid tillfälliga pristopp. I de flesta hushåll läses nämligen elmätarna bara av månadsvis, så det noteras inte om konsumenten minskar sin produktion just när elpriset är tillfälligt högt. Detta förstärks av att en stor del av hushållens el köps till ett förutbestämt fast pris och hushållen har ingen möjlighet att sälja el vidare till någon annan om elpriset skulle bli högt, så många hushåll påverkas inte av elpriset på spotmarknaden under en specifik leveranstimme. Dessutom har de flesta hushåll inte heller möjlighet att tillfälligt ändra sin konsumtion med hänsyn till ett tillfälligt högt elpris under de tider när familjemedlemmarna inte är hemma. Den onaturligt låga priskänsligheten som inte speglar konsumenternas verkliga preferenser och priskänslighet leder till en ineffektiv resursfördelning i samhället. För att minska välfärdsförlusten har de flesta elmarknader ett pristak och elkonsumtionen ransoneras när priset når denna nivå. Idealt ska pristaket svara mot en genomsnittlig konsuments värdering av den marginella konsumtionen (VOLL). VOLL är svår att uppskatta, och estimat av detta värde på världens elmarknader ligger i det breda intervallet €800/MWh – €70 000/MWh (Stoft, 2002). På den nordiska reglerkraftsmarknaden är pristaket satt till €5 000/MWh. Teoretiskt kan man visa att på en elmarknad med perfekt konkurrens leder ett pristak vid VOLL till samhällsekonomiskt optimala investeringar (Stoft, 2002).

Det krävs dock att pristaket är långsiktigt trovärdigt för att samhällsekonomiskt optimala investeringar ska uppnås. För politiker kan det vara

frestande att sänka pristaket när elbrist uppstår för att hålla nere elpriset, och den åtgärden har även diskuterats i Sverige under de senaste vintrarnas rekordhöga priser. Förväntningar om framtida sänkningar av pristak leder dock till underinvesteringar hos producenterna och därmed till en ökad risk för elbrist i framtiden. En tänkbar lösning för att undvika att pristak styrs eller misstänks styras av kortsiktigt politiskt tänkande, är att det bestäms av en politiskt oberoende elmarknadsreglerare. Ett liknande förfarande används redan för att öka förtroendet för centralbankernas räntesättning. I framtiden kommer många hushålls konsumtion antagligen att styras automatiskt med hänsyn till elpriset och då kan pristaket höjas väsentligt eller till och med avskaffas om timvis avläsning införs.

### Kapacitetsbetalningar behövs normalt inte

Ibland hävdas det att elproducenterna utöver marknadspriset även behöver en så kallad kapacitetsbetalning för att de ska få incitament att investera. Det är en betalning som utgår oberoende av om anläggningen producerar eller ej. De flesta elmarknader har någon form av kapacitetsbetalning. I Sverige får i dagsläget de anläggningar som ingår i den så kallade effektreserven en sådan betalning, och i debatten hävdas ibland att kapacitetsbetalningarna borde utvidgas till att omfatta alla anläggningar. Men med ett korrekt avvägt pristak som bedöms som långsiktigt trovärdigt av marknaden, så behövs det normalt sett inte några kapacitetsbetalningar.

Det finns dock omständigheter när kapacitetsbetalningar behövs. De kan till exempel vara nödvändiga i länder med lägre levnadsstandard, särskilt om allmänheten har svårt att prissäkra sig mot de kraftiga prisvariationer som ofta uppstår på en elmarknad. Då kan det vara nödvändigt att stabilisera elpriserna genom att sänka pristaket och att införa kapacitetsbetalningar som en kompensation till producenterna. Men i en väl utvecklad ekonomi, så leder en sådan åtgärd till samhällsekonomiska förluster. Särskilt nu när vi står inför en övergång till ett smartare elnät, så är det viktigt att konsumenterna får en korrekt och odämpad prissignal att reagera på.

### Offentliga budkurvor ger bättre konkurrenskontroll

Till skillnad från den nordiska elmarknaden offentliggörs aktörernas individuella budkurvor i auktionerna för många andra marknader. Det görs till exempel i Australien, Nya Zeeland, Storbritannien och delstaten Texas (USA). Ett sådant offentliggörande gör det mycket lättare att övervaka konkurrensen, då de potentiella prispåslagen enkelt kan beräknas utifrån



teorin om vinstmaximerande budgivning (Wolak, 2003b). Ett sådant offentliggörande är särskilt önskvärt för elmarknader med stor andel vattenkraft, som här i Norden, där det kan vara särskilt svårt för en utomstående granskare att avgöra vilket pris som skulle råda under perfekt konkurrens. Vattnet är en resurs som kan lagras tills de tillfällen när det behövs som mest, det vill säga när konsumtionen är hög, produktionskostnaderna för övrig produktion är höga på marginalen och elpriset är högt. Vattenkraftsproduktionen styrs därför av alternativkostnaden, som ges av förväntade elpriser i framtiden samt osäkerheten i prognosen. Den typen av prognoser är dock mycket avancerade och svåra att genomföra för en utomstående granskare, särskilt som alternativkostnaden även påverkas av elproducenternas riskpreferenser.

Det är välkänt från andra områden att prisinformation kan underlätta både direkt kartellisering och mer indirekta former av prissamarbeta. För att undvika att offentliggörandet av budkurvorna underlättar pris-samverkan mellan elproducenter, kan man välja att fördröja publiceringen, exempelvis i ett år, och eventuellt endast offentliggöra relevanta delar av budkurvorna.

Nyligen har Energimarknadsinspektionen och Nord Pool öppnat för att utvalda forskare kan få tillgång till buddata, vilket är ett stort steg i rätt riktning. Men för att ytterligare öka transparensen, trovärdigheten och vetenskapligheten i granskningen av elmarknaden, så vore det bra att alla som önskar kan få tillgång till buddata efter en lämplig tidsfördröjning.

### **Slopad marginalprissättning ger inte nödvändigtvis lägre elpriser**

Som nämnts ovan används vanligen marginalprissättning på elmarknaden, vilket svarar mot hur marknadspriset sätts på en fri varumarknad. Men i en auktion så kan man välja mer komplicerade förfaranden som vanligen syftar till att sänka priset jämfört med marknadspriset på en fri marknad. Det är också vanligt att olika varianter av diskriminerande prissättning diskuteras i debatten, men dessa diskussioner bortser ofta ifrån att bud-givningen vanligen påverkas om prissättningsmetoden ändras.

2001 bytte elmarknaden i Storbritannien till "betalning enligt bud"-prissättning, där varje accepterat bud betalas enligt begärt pris. Elpriset i Iran sätts på samma sätt och i Italien har ett liknande byte beslutats av parlamentet. Sådan prissättning används även på de flesta av världens räntepappersauktioner, en auktion som har mycket gemensamt med

auktionerna på elmarknaden. Inom Norden har både den rödgröna oppositionen och den finska teknologiindustrin (den finska motsvarigheten till teknikföretagen) fört fram andra förslag om diskriminerande prissättning där vattenkraftsel och kärnkraftsel, som har låga marginalkostnader, ska få mindre betalt än övrig produktion på spotmarknaden.

Det kan tyckas självklart att elpriset blir lägre med diskriminerande prissättning, där lägre säljbud får mindre betalt. Som ett exempel uppskattar Pöyry (2009) att det nordiska elpriset skulle minska med 37–52 procent om de finska teknikföretagens förslag infördes. Men de bortser då ifrån att diskriminerande prissättning medför att det blir lönsamt för producenterna att höja sina bud. I teorin påverkas därför inte konsumentpriserna av en ändrad prissättningsmetod vare sig vid perfekt konkurrens eller vid monopol (Holmberg, 2009). På vissa oligopolmarknader kan dock elpriset i snitt bli lägre med diskriminerande prissättning (Fabra et al., 2006; Holmberg, 2009). Det finns inte heller något entydigt empiriskt stöd för att diskriminerande prissättning skulle leda till lägre elpriser. Priset påverkades knappast vid byte från diskriminerande till marginalprissättning i USA:s räntepappersauktion (Ausubel och Cramton, 2002). I Storbritannien minskade elpriset visserligen efter bytet från marginaltill betalning-enligt-bud-prissättning, men Evans och Green (2005) visar att denna minskning berodde på de ändringar i ägarstrukturen som genomfördes vid samma tidpunkt.

Vid imperfekt konkurrens och diskriminerande prissättning finns det även risk för att budgivningen får slumpmässiga inslag på elmarknaden (Anderson m.fl., 2009). Anledningen är att alla vill sälja sin produktion i närheten av det högsta accepterade säljbudet, och utbudskurvorna blir därför mycket priskänsliga vid diskriminerande prissättning. Detta gör att producenterna under vissa omständigheter får incitament att lägga sin budkurva precis under konkurrenternas bud, vilket drastiskt kan öka försäljningen. Men alla kan inte bjuda under varandra samtidigt, så i teorin uppstår ofta en strategisk jämvikt med slumpmässiga strategier, ungefär som i fingerleken "sten, sax eller påse". Det ökar osäkerheten på marknaden, särskilt för elproducenterna. Ibland får en producent sälja mycket och ibland lite vid samma efterfrågenivå, vilket leder till ineffektiviteter i produktionen. På en duopolmarknad med diskriminerande prissättning och kvadratiska kostnader, så ökar produktionskostnaderna drastiskt, med 50–100 procent, jämfört med motsvarande marknad med marginalprissättning (Anderson m.fl., 2009). I praktiken är det troligare att varje producers optimala budkurva blir mycket känslig för små

variationer i de egna produktionskostnaderna snarare än att varje aktör väljer sina budkurvor slumpmässigt. Men konsekvensen blir ändå densamma, det vill säga en producent kommer att uppleva att konkurrenternas budkurvor varierar på ett oförutsägbart sätt och denna osäkerhet leder till onödigt stora välfärdsförluster.

Ett annat problem med diskriminerande prissättning är att det inte finns ett gemensamt marknadspris, eftersom alla aktörer handlar till olika priser. Det gör det svårare att utforma standardiserade finansiella kontrakt som både köpare och säljare kan använda för att prissäkra sig. Det har medfört att terminshandeln i Storbritannien har dålig omsättning och huvudsakligen är bilateral, vilket ökar transaktionskostnaderna och minskar transparensen. Diskriminerande prissättning gör även att det blir svårare för elproducenterna att beräkna optimala budkurvor, vilket slår hårdast mot mindre elproducenter.

### Det är bra med flera elområden

Ofta är det långa avstånd mellan den optimala placeringen av elproduktionen och de platser där konsumenterna vill bo och industrin vill bygga sina fabriker. Därför är stamnätet, elnätets motorvägar, en viktig komponent av elmarknaden. Liksom annan infrastruktur i Norden så sköts det av statliga systemoperatörer. Alla kraftledningar har överföringsbegränsningar. De blir helt enkelt överhettade om maxkapaciteten överskrids.

Om överföringskapaciteten mellan två länder inte räcker till, så måste det importerande landet öka sin produktion trots att dess marginalkostnad överstiger marginalkostnaden i det exporterande landet. Därför kan det ibland bli ganska stora skillnader i elpriset även i närliggande länder. Samhällsekonomiskt är det bra att aktörerna får möta dessa prissignaler. Det ger elproducenter incitament att bygga ut produktionen där det är en bristsituation och den elintensiva industrin får incitament att placera sina fabriker i de länder där det finns tillgång till billig produktion. Dessutom ger prisskillnaden en tydlig signal till systemoperatören som då enklare kan avgöra om det är samhällsekonomiskt att bygga ut överföringskapaciteten mellan länderna.

På samma sätt så finns det även stora samhällsekonomiska fördelar med att dela in Sverige i flera elområden, så att varje aktör får en korrekt prissignal i varje område. Det är särskilt viktigt att den nya elproduktionen placeras rätt nu när vi står inför en större utbyggnad av den förnyelsebara elproduktionen. Därför finns det uppenbara långsiktiga fördelar med att

delar upp Sverige i flera elområden. Det finns även kortsiktiga fördelar. Holmberg och Lazarczyk (2011) argumenterar att när Sverige hade ett gemensamt elpris för hela landet så blev produktionen från de tröggrörliga anläggningarna som säljs på dagen-innan marknaden för stor i norra Sverige och för liten i södra Sverige.

## // Mothandeln ger elproducenterna stora möjligheter att utnyttja regelverket //

Även om det är möjligt att negligera stamnätets flaskhalsar på dagen-innan marknaden, så måste systemoperatören i slutändan beakta dessa export- och importbegränsningar när det är dags för elproducenterna att leverera sin el på reglerkraftsmarknaden. Det görs i en process som kallas för mothandel. I denna korrigerande handel köper systemoperatören mer produktion i regioner med importbegränsningar och säljer tillbaka el till producenterna i regioner med exportbegränsningar. Det är en sidohandel som inte påverkar elpriset inom elområdet. Tanken är också att mothandeln bara ska kompensera producenterna för de extra produktionskostnader som korrigeringen medför. Priset i varje transaktion är därför diskriminerande enligt den ovan beskrivna betalning-enligt-bud principen. Men som beskrevs ovan ges producenterna incitament att höja sina bud vid diskriminerande prissättning, så åtminstone i teorin blir compensationen större än kostnaden. Ett problem med mothandeln är att även på en marknad med perfekt konkurrens så ger den elproducenterna stora möjligheter att utnyttja regelverket (Dijk och Willems, 2011; Holmberg och Lazarczyk, 2011). Innan indelningen av Sverige i fyra elområden, så kunde producenterna i princip utöva prisarbitrage på det viset att de kunde sälja all sin snabbreglerade produktionskapacitet (som får delta på reglerkraftsmarknaden) i norr till ett högt pris (som gällde för hela Sverige) på dagen-innan marknaden och sedan köpa tillbaka den i mothandeln till ett lägre pris som motsvarade dagens elområdespris för Norrland. På så sätt kunde en elproducent i norra Sverige potentiellt göra stora vinster även på den kapacitet som inte användes. Det är dock oklart hur mycket denna imperfektion i regelverket utnyttjades i praktiken. Men om det utnyttjades, så var det Svenska Kraftnät som fick finansiera kalaset, och i förlängningen så skulle det ha drabbat elkonsumenterna och skattebetalarna. Även om problemet i princip finns kvar inom de nya elområdena, så har indelningen av Sverige i fyra elområden drastiskt minskat elproducenternas incitament att utnyttja regelverket till att utöva denna typ av prisarbitrage.

En fördel med stora elområden är att det bör öka omsättningen och likviditeten på de finansiella marknaderna. Erfarenheten från USA är dock att omsättningen och likviditeten kan fungera bra även för de mycket små elområden som används vid nodprissättning (Neuhoff and Boyd, 2011).

Sammanfattningsvis så finns det stora nackdelar både på kort- och långsikt med att ha ett elpris som gäller för hela Sverige. På långsikt kommer alla att vara vinnare på att Sveriges elsystem fungerar mera effektivt. Men på kort sikt finns det även många som förlorar på att dela in Sverige i flera elområden. Det kan därför vara nödvändigt med övergångslösningar för att underlätta omställningen till ett effektivare samhälle.

### Slutsatser

Elmarknaden är imperfekt på det viset att elkonsumenterna inte har full kontroll på sin konsumtion. För att motverka denna imperfektion bör varje elmarknad ha ett pristak någonstans i intervallet €800/MWh - €70 000/MWh. Ett lägre pristak skulle ge för låga incitament att investera på elmarknaden. För att uppnå samhällsekonomiska investeringar är det även viktigt att marknaden upplever att pristaket är långsiktigt trovärdigt. Elproducenterna har mycket stora möjligheter att utöva marknadsmakt på grossistmarknaden när efterfrågan närmar sig kapacitetstaket och priset kan då nå ända upp till pristaket. Ett tillfälligt högt elpris innebär dock inte att elmarknaden inte fungerar. Vid effektbrist är det till och med nödvändigt att priset sätts till pristaket för att elproducenterna ska få täckning för sina investeringar i reservkraftverk. Det viktiga är att konkurrensen fungerar bra i normala fall, och att prispåslagen är små i genomsnitt.

## // Konkurrensen förbättras om elproducenterna säljer huvuddelen av sin produktion via kontrakt //

Hur kan elmarknadens funktion förbättras? I Norden har olika varianter av diskriminerande prissättning diskuterats. Men det komplicerar budgivningen och det finns inga entydiga vetenskapliga belägg för att det skulle leda till lägre elpriser jämfört med marginalprissättning. Tvärtom så finns det teoretiska studier som visar att diskriminerande prissättning kan öka osäkerheten på marknaden och väsentligt minska effektiviteten i produktionen.

Det är dock vetenskapligt säkerställt att konkurrensen på grossistmarknaden kan förbättras drastiskt om elproducenterna säljer huvuddelen av sin produktion i förväg via kontrakt eller terminer. Anledningen är att deras incitament att höja elpriset på dagen-innan-marknaden och reglerkraftsmarknaden då minskar. Av samma anledning kan en vertikal separation av elproduktion och elhandel försämra konkurrensen på grossistmarknaden.

För att möjliggöra en bättre övervakning av konkurrensen på den nordiska elmarknaden bör aktörernas individuella budkurvor offentliggöras, vilket är fallet på flera andra elmarknader. För att minska risken för att offentliggörandet underlättar prissamverkan kan offentliggörandet till exempel fördröjas med ett år. Det är ett steg i rätt riktning att utvalda forskare nu ser ut att kunna få tillgång till buddata från den nordiska elmarknaden, men för att öka transparensen och vetenskapligheten ytterligare så vore det bra om alla intresserade gavs denna möjlighet.

Även om omställningen är jobbig, särskilt i södra Sverige, så finns det många fördelar med att dela in Sverige i flera elområden. För att investeringarna i produktion och fabriker ska hamna på rätt plats så är det nödvändigt att aktörerna på elmarknaden möter en korrekt prissignal. Dessutom hade elproducenterna stora möjligheter att utnyttja imperfektioner i regelverket när Sverige var ett stort prisområde till att potentiellt tjäna stora pengar, vilket i så fall skedde på Svenska Kraftnäts och i förlängningen elkonsumenternas och skattebetalarnas bekostnad.



## Referenser

- Anderson, Edward J., Pär Holmberg och Andrew B. Philpott (2009), "Mixed Strategies in Discriminatory Divisible-good Auctions". IFN Working Paper 814, Stockholm.
- Ausubel, Lawrence och Peter Cramton (2002), "Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions". Working Paper 96-07, Department of Economics, University of Maryland.
- Bushnell, James, Erin Mansur och Celeste Saravia (2008), "Vertical Arrangements, Market Structure and Competition: An analysis of Restructured U.S. Electricity Markets." *American Economic Review* 98 (1), 237-266.
- Dijk, Justin och Bert Willems (2011), "The effect of counter-trading on competition in electricity markets", *Energy Policy* 39 (3), 1764-1773.
- Evans, J. och Richard Green (2005), "Why Did British Electricity Prices Fall After 1998?". Working Paper, Birmingham University, Storbritannien.
- Fabra, Natalia, Nils-Henrik M. von der Fehr och David Harbord (2006) "Designing Electricity Auctions". *RAND Journal of Economics* 37(1), 23-46.
- Green, Richard och David Newbery (1992), "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy* 100 (5), 929-53.
- Holmberg, Pär (2011), "Strategic Forward Contracting in the Wholesale Electricity Market", *Energy Journal* 31, 169-202.
- Holmberg, Pär (2009), "Supply Function Equilibria of Pay-as-Bid Auctions". *Journal of Regulatory Economics* 36(2), 154-177.
- Holmberg, Pär och David Newbery (2010), "The Supply Function Equilibrium and Its Policy Implications for Wholesale Electricity Auctions", *Utilities Policy* 18, 209-226.
- Holmberg, Pär och Ewa Lazarczyk (2011), "Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing", opublicerad rapport, IFN.
- Hortaçsu, Ali, och Steven L. Puller (2008), "Understanding Strategic Bidding in Multi-Unit Auctions: A Case Study of the Texas Electricity Spot Market". *Rand Journal of Economics* 39(1), 86-114.
- Klemperer, Paul D. och Margaret A. Meyer, (1989). "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty". *Econometrica* 57(6), 1243-1277.
- Neuhoff, Karsten. och Rodney Boyd (2011), *International Experiences of Nodal Pricing Implementation*, Working document, Climate Policy Initiative, Berlin.
- Pöyry Energy Oy (2009), "Federation of Finnish Technology Industries: New Design for the Electricity Market", Report 60K30037.01.Q320-001, Helsingfors.
- Sioshansi, Ramteen, och Shmuel Oren (2007), "How Good are Supply Function Equilibrium Models: An Empirical Analysis of the ERCOT Balancing Market". *Journal of Regulatory Economics* 31(1), 1-35.
- Stoft, Steven (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: Wiley-IEEE Press.
- Wolak, Frank A. (2003a), "Identification and Estimation of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets". *Advances in Economics and Econometrics: Theory and Applications*, Eighth World Congress, M. Dewatripont, L. Hansen och S. Turnovsky (red.), vol. 2, 115-149. Cambridge University Press, Cambridge.
- Wolak, Frank A. (2003b), "Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market 1998-2000". *American Economic Review*, 93(2), 425-430.