

Fungerar konkurrensen på elmarknaden?

Ekonomisk forskning ger inget stöd för att nordiska elproducenter systematiskt utnyttjar sin storlek för att pressa upp elpriset, dvs utövar marknads-makt. Emellanåt förefaller dock företagen utöva marknads-makt på de regionala marknader som uppstår till följd av flaskhalsar i elnäten mellan de olika regionerna. Den befintliga forskningen har emellertid inte undersökt hur marknads-makt kan utövas bl a genom underinvesteringar i produktionskapacitet, köp-makt och underutnyttjande av kärnkraften. En fullständig utvärdering av konkurrensen på den nordiska elmarknaden kräver även en skattning av dessa alternativa sätt att utöva marknads-makt.

De nordiska länderna avreglerade successivt sin elförsörjning under 1990-talet och i slutet av decenniet hade de nordiska elmarknaderna växt ihop. Större delen av den nordiska grossistelen handlas numera på den nordiska elbörsen, *Nord Pool*.¹ Trots att antalet aktörer har ökat i takt med avregleringarna framförs ofta påståenden om bristfällig konkurrens på Nord Pool. Utövar elproducenterna marknads-makt i syfte att skörda omotiverat höga vinster, eller avspeglar de höga priserna endast bränslepriser, kostnader för utsläpp och energiskatter? Mot denna bakgrund granskar vi de senaste empiriska studierna av Nord Pool. Dessa studier försöker kvantifiera i vilken utsträckning elpriset beror på att elbolagen utövar marknads-makt. Vi sammanfattar resultaten, utvärderar dem och diskuterar obesvarade frågor angående marknads-makt på den nordiska elmarknaden.

Ett utmärkande drag för den nordiska elmarknaden är den stora andelen vattenkraftsbaserad elproduktion. Ett vanligt år står vattenkraften för hälften av den nordiska elproduktionen. Vattenkraftsbaserade elmarknader fungerar annorlunda än andra marknader. Då elproduktionen begränsas av storleken på kraftverkens reservoarer, måste produktionen fördelas över tiden. Ju mer reservoarerna töms under hösten, desto mindre kan kraftverken producera under vintern. När man analyserar vattenkraftsbaserade elmarknader är det viktigt att ta hänsyn till denna intertemporala aspekt.

På en välfungerande marknad tar företagen priset för givet och ökar sin produktion tills kostnaden för att producera en extra enhet av varan – *marginalkostnaden* – är lika med priset. Ett företag utövar marknads-makt om det strategiskt manipulerar sina priser i syfte att öka vinsten. Marknadspriset

SVEN-OLOF FRIDLDFSSON OCH THOMAS P TANGERÅS

Sven-Olof Fridolfsson är fil dr i nationalekonomi och verksam vid forskningsprogrammet Elmarknadens ekonomi vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN). Han forskar även om konkurrens-politik och kartellbekämpning, samt företagsförvärv och förvärvskontrollen. sven-olof.fridolfsson@ifn.se

Thomas Tangerås är fil dr i nationalekonomi och chef för forskningsprogrammet Elmarknadens ekonomi vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN). Han forskar även om telekom, språkpolitik och konflikter. thomas.tangeras@ifn.se

Artikeln är finansierad inom ramen för IFNs forskningsprogram "Elmarknadens ekonomi." De slutsatser och bedömningar som presenteras är författarnas egna och är inte avsedda att återspegla IFNs eller finansierarnas ståndpunkter. Vi tackar Erik Lundin för hans kommentarer.

¹ Grossistel betecknar den el som säljs av producenterna till elhandlarna och de stora industriella konsumenterna och går även under namnet råel.

avviker då från marginalkostnaden. I ett vattenkraftverk ges marginalkostnaden av värdet av framtida utebliven produktion. Denna alternativkostnad för elproduktion, *vattenvärdet*, är inte observerbar. Den största utmaningen för att utvärdera konkurrensen på den nordiska elmarknaden består i att skatta detta vattenvärde.

De modernaste utvärderingarna av konkurrensen på den nordiska grossistmarknaden beräknar vattenvärden genom att simulera en välfungerande elmarknad. Systematiska prisavvikelser från simulerade vattenvärden tyder på marknadsmaktsutövning. Den främsta fördelen med denna metod är att den uttryckligen tar hänsyn till den intertemporala aspekten av vattenkraftsbaserade elmarknader.

På Nord Pool klarerar utbud och efterfrågan på olika nivåer. *Systempriset* avser jämviktspriset som skulle råda på en fullt integrerad marknad. Flaskhalsar i överföringen förhindrar dock ofta full prisutjämning. När detta händer delas den nordiska marknaden upp i regionala prisområden. Företagen kan därigenom utöva marknadsmakt både på systemnivå och inom sina respektive prisområden.

Studierna finner inga belägg för en grov och systematisk marknadsmaktsutövning på systemnivå. Om man bortser ifrån flaskhalsar i överföringsnätet är konkurrensen på den nordiska elmarknaden antingen välfungerande, eller så bedöms de kvantitativa effekterna av marknadsmaktsutövning vara små. Lokal marknadsmakt till följd av flaskhalsar förefaller dock vara mer problematisk i vissa prisområden i Norden.

Det finns dock alternativa sätt att påverka priserna som inte resulterar i kortsiktiga avvikelser från marginalkostnadsprissättning. Företagen kan underinvestera i ny kapacitet och därmed utöva långsiktig marknadsmakt. Den höga graden av vertikal integration på den nordiska elmarknaden kan dessutom ge utrymme för att utöva köpmarknadsmakt. Slutligen kan de stora elproducenterna finna det lönsamt att underutnyttja baslasten, t ex kärnkraften, för att driva upp priset. Inget av dessa tillvägagångssätt driver in en kil mellan elpriset och den marginella produktionskostnaden och kan därför inte kvantifieras inom ramen för de befintliga empiriska studierna. Huruvida de nordiska elbolagen utövar marknadsmakt genom underinvesteringar, köpmarknadsmakt eller kärnkraften är en öppen fråga.

1. Den nordiska grossistmarknaden för el

Större delen av den nordiska grossistelen handlas på den nordiska elbörsen Nord Pool, vars viktigaste delmarknad är *Elspot*.² På Elspot bestäms priset för leverans varje enskild timme påföljande dag. Elproducenternas säljkurvor läggs ihop och bildar utbudet. På liknande sätt konstrueras efterfrågan utifrån elhandlarnas och de industriella konsumenternas budkurvor. Sys-

² En del av produktionen undanhålls spotmarknaden och levereras direkt till bolagens egna kunder, antingen industriella konsumenter med långsiktiga kontrakt eller hushåll knutna till bolagens elhandelsavdelningar.

Tabell 1
Elproduktionen
(TWh) Nord Pool
området 2007

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Totalt
Vattenkraft	0	14	135	66	215
Kärnkraft	0	22	0	64	86
Annan termisk	30	41	1	14	86
Vindkraft	7	<1	1	1	10
Totalt	37	78	137	145	397

Källa: Nordel (2008).

tempriset ges där utbudet är lika med efterfrågan. I avsaknad av flaskhalsar i överföringsnätet ges jämviktspriset av systempriset för grossistel på den nordiska marknaden. Flaskhalsar hanteras på olika sätt från land till land. Norge och Danmark är indelade i olika prisområden för att fånga upp nationella begränsningar i överföringskapaciteten. Sverige och Finland utgör var sitt prisområde; inhemska överföringsbegränsningar hanteras via motköp.³ På grund av flaskhalsar kan således marknadspriserna på grossistel variera mellan de nordiska länderna och ibland även mellan olika regioner i Norge och Danmark. Nord Pool hanterar även en finansiell marknad där producerer, industriella konsumenter och elhandlare kan prissäkra både kortsiktiga och långsiktiga elleveranser genom att handla forwards, futures och optioner.

Av de 397 terawattimmar (TWh) el som producerades i Norden under 2007, stod svenska och norska vattenkraftverk för hälften. Den övriga elen producerades huvudsakligen av finsk och svensk kärnkraft samt av annan termisk produktion i Danmark och Finland.

Många köpare och säljare är aktiva på Elspot, men en rad stora spelare sticker ut. De fyra största elproducenterna i Norden – Vattenfall, finska Fortum, norska Statkraft och danska Dong hade alla ursprungligen monopol i sina hemländer. Den enda nya stora utmanaren är tyska E.ON. På den nordiska marknaden är marknadskoncentrationen låg: ingen producent åtnjuter en större marknadsandel än 20 procent. Koncentrationen är dock betydligt högre i enskilda prisområden eftersom de olika företagens produktionskapacitet är geografiskt koncentrerad. Vertikal integration är ytterligare en faktor som kan påverka konkurrensen: samtliga stora elproducenter är i egenskap av elhandlare även stora aktörer på köparsidan av marknaden.

2. Marknadsmakt och dess konsekvenser

Ett företag utövar marknadsmakt om det manipulerar sina priser i syfte att öka vinsten. En mängd faktorer bidrar till att elmarknaden torde vara särskilt utsatt för marknadsmakt (Joskow 2008): några få stora företag kon-

³ Svenska Kraftnät, som äger och driver överföringsnätet i Sverige, har nyligen annonserat att man kommer dela in Sverige i olika prisområden senast 2011.

trollerar större delen av produktionskapaciteten, företagen är vertikalt integrerade, efterfrågan är prisokänslig och flaskhalsar i nätet ger upphov till lokal marknadsmakt samt begränsar möjligheterna till import.

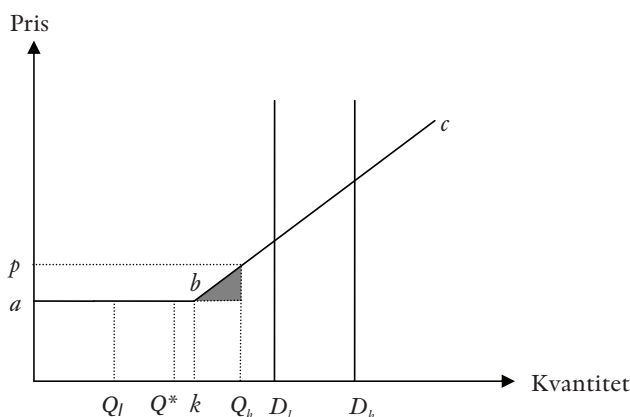
På en välfungerande marknad tar alla företag priset för givet och ökar sin produktion tills kostnaden för att producera en extra enhet av varan – *marginalkostnaden* – är lika med priset. Det strategiska företaget tar hänsyn till att ökad produktion leder till lägre priser. Värdet av en produktionsökning – *marginalinkomsten* – är således lägre än priset. Marknadsmakt innebär att företagen ökar produktionen tills marginalinkomsten är lika med marginalkostnaden. Eftersom företagen producerar mindre än på en välfungerande marknad, resulterar marknadsmakt i att priset överstiger marginalkostnaden. Det vanligaste måttet på marknadsmakt bygger därför på skillnaden mellan priset och marginalkostnaden.

Marknadsmakt i ett system med vattenkraft

Årsproduktionen i ett vattenkraftverk är begränsad av kraftverkets totala reservoarkapacitet över året. En ökning av produktionen på hösten innebär därför att den förväntade produktionen på följande vår blir lägre. Företagets relevanta kostnad är därför alternativkostnaden av att sälja elen i framtiden, det s k *vattenvärdet*. Denna intertemporal aspekt av produktionsbesluten fångas i figur 1.

Anta att elproduktionen består av vattenkraft samt termisk produktion, t ex kol- och kärnkraft. Analysen fokuserar på vattenkraften, så vi antar att producenter av termisk el inte utövar marknadsmakt. Utbudet av termisk kraft ges därför av dess marginalkostnad, dvs linjen *abc* i figur 1. Baslasten utgörs här av kärnkraft som produceras med konstant marginalkostnad *a* upp till kapaciteten *k*. Marginalkostnaden ökar därefter i takt med att mer och mer ineffektiv termisk produktion tas i bruk. Året består av två perio-

Figur 1
En elmarknad med
vattenkraft



Källa: Egna beräkningar.

der, sommar och vinter. Efterfrågan är hög på vintern (lika med D_h) och låg på sommaren (lika med D_l). Om den termiska produktionen ges av Q_h under vintern och av Q_l under sommaren, blir vattenkraftproduktionen $D_l - Q_l$ och $D_h - Q_h$ under sommaren respektive vintern.

På en välfungerande marknad är företagen pristagare. Eftersom elen är dyrare på vintern än under sommaren, p vs a , är det lönsamt för vattenkraftverken att flytta produktion från sommaren till vintern. Denna överföring sker tills priserna sammanfaller i båda perioderna eller tills man slår i produktionstaket på vintern. I figur 1 uppstår prisutjämning vid priset a och t ex termisk produktion Q^* i varje period. I avsaknad av flaskhalsar kommer vattenkraften att fånga upp all fluktuation i efterfrågan, vilket innebär att både priserna och marginalkostnaderna sammanfaller i de båda perioderna. Att marginalkostnaderna jämnas ut över tiden innebär även att kostnaderna för att producera el minimeras.

Om vattenkraften i stället produceras strategiskt uppstår ingen prisutjämning. Vid konkurrenslösningen Q^* i figur 1, säljs vattenkraften till priset a sommar som vinter. Genom att flytta vattenkraftproduktion från vinter till sommar uppnås ett högre genomsnittspris för den årliga produktionen eftersom vinterpriset på el stiger från a till p . Därmed uppstår även en välfärdsförlust eftersom kostnaden för elproduktionen ej minimeras. Denna kostnad kan avläsas i figur 1: under vintern produceras för mycket el med fossila bränslen, nämligen $Q_h - k$, vilket ger upphov till den extra kostnaden motsvarande den mörka triangeln i figur 1.

Konkurrensen tenderar att jämna ut fluktuationer i priset på grossistel. Slutsatsen ligger då nära att prisfluktuationer i sig tyder på marknadsmakt. I praktiken varierar dock priserna även på välfungerande elmarknader till följd av begränsningar i produktionskapaciteten och överföringsnätet, oförutsedda förändringar i efterfrågan och fluktuerande marginalkostnader för termisk produktion. Vattenvärdet reflekteras i stället av det *förväntade* framtida priset på grossistel. På Nord Pool ger forwardpriserna de bästa skattningarna för de förväntade priserna på Elspot. Om Nord Pools spot- och finansiella marknader fungerar väl, och i avsaknad av kapacitetsbegränsningar, torde spot- och forwardpriserna sammanfalla. Systematiska skillnader mellan spot- och forwardpriser tyder därför på marknadsmakt. Man kan dock inte dra den motsatta slutsatsen att harmoniserade priser nödvändigtvis innebär en välfungerande marknad. Om t ex bolagen förväntas utöva marknadsmakt i framtiden, kommer även forwardpriserna att reflektera den framtida marknadsmakten.

För att få en kompletterande bild av hur pass väl marknaden fungerar kan man använda sig av produktionsbaserade metoder. Utmaningen ligger i att skatta vilka produktions- eller reservoarnivåer som är förenliga med välfungerande konkurrens och jämföra dessa med de realiserade produktions- eller reservoarnivåerna i Norden. Ett antal simuleringsmodeller har utvecklats i detta syfte.

3. Skattning av marknadsmakt genom simuleringar

Marknadsmakt driver en kil mellan elpriset och marginalkostnaden. De empiriska studierna på den nordiska elmarknaden skattar storleken på denna kil. Tillvägagångssättet är att skatta marginalkostnaden för att producera el och jämföra skattningen med de faktiska priserna.

Utmaningen är således att skatta marginalkostnaden. Teknisk data kan användas för att generera tillförlitliga skattningar av kostnaderna för termisk produktion. Den främsta kostnaden för kärnkraft och fossila bränslen utgörs av bränslekostnader. Verkningsgraden mäter med vilken effektivitet bränslet omvandlas till energi och är tillgänglig för ett antal kraftverk. Bränslekostnaden skattas således genom att multiplicera verkningsgraden med bränslepriset. Följaktligen är industrins marginalkostnad tillgänglig för elmarknader som huvudsakligen förlitar sig på kärnkraft och fossila bränslen.⁴ Marginalkostnaden för vattenkraft, dvs dess alternativkostnad eller vattenvärdet, är svårare att beräkna eftersom den huvudsakligen består av värdet av att skjuta upp produktionen. Skattningar erhålls genom marknadssimuleringar.⁵ Med hjälp av numeriska simuleringar fördelas vattenkraften över tiden i syfte att maximera den förväntade välfärden under perioden. Givet en effektiv produktion och effektiva reservoarnivåer kan vattenvärdet beräknas. Konkurrensen bedöms vara välfungerande om det observerade spotpriset i stort sammanfaller med det simulerade vattenvärdet.

Simuleringar av den optimala produktionen av vattenkraft kräver skattningar av såväl fördelningen av vatteninflödet som av efterfrågan. Historiska vatteninflöden utnyttjas för att skatta förväntat inflöde. Samtliga simuleringar av den nordiska elmarknaden tar samma genväg för att bestämma efterfrågan: den antas vara vertikal (helt prisokänslig) och lika med den observerade produktionen vid varje tidpunkt.

En ytterligare komplikation är att vattenvärdena kan variera mellan olika vattenkraftverk. Ett kraftverk med en stor reservoar och en liten turbin har ett förhållandevis lågt vattenvärde eftersom det kan köras med full kapacitet under lång tid utan att väsentligt påverka den framtida produktionskapaci-

⁴ Klassiska studier har använt denna direkta skattningsmetod för att mäta marknadsmakten på såväl den kaliforniska elmarknaden (t ex Joskow och Kahn 2001; Borenstein m fl 2002), som på den brittiska (Wolfram 1999). Resultaten är tveitydiga. Studierna fann tecken på betydande marknadsmaktutövning i Kalifornien. I Storbritannien var däremot marknadsmakten begränsad.

⁵ Ett antal andra empiriska studier (Hjalmarsson 2000; Vassilopoulos 2003; Johnsen m fl 2004; Steen 2004; Bask m fl 2007) använder indirekta metoder för att skatta graden av marknadsmakt på den nordiska elmarknaden. Dessa metoder skattar inte elens marginalkostnad utan utgår från observerade priser och kvantiteter. Statistiska metoder i kombination med antaganden om funktionsformer för såväl efterfrågan som marginalkostnaden för att producera el gör det möjligt att skatta graden av marknadsmakt. Till skillnad från simuleringar är dessa metoder huvudsakligen statiska och tar inte hänsyn till att produktionsbesluten i vattenkraftverk är intertemporala. Av detta skäl presenterar vi inte resultaten för dessa studier i denna översikt. Notera dock att slutsatserna från dessa studier och simuleringar i hög grad överensstämmer (se Fridolfsson och Tangerås 2009).

teten. Produktionsbesluten i ett kraftverk med en liten reservoar och en stor turbin kan däremot ha en väsentlig påverkan på den framtida produktionskapaciteten. Allt annat lika har ett sådant kraftverk ett högre vattenvärde. Vattenkraftverk kan dessutom ha olika vattenvärden då vatteninflödet vanligtvis varierar med klimatiska och geografiska förhållanden. Helst borde varje enskilt kraftverk modelleras. En sådan detaljerad simulering är dock omöjlig att hantera numeriskt. Detaljnivån med vilken reservoarer och turbiner modelleras varierar med de olika simuleringsmodellerna.

Olli Kauppi och Matti Liskis modell

Olli Kauppi och Matti Liski vid Helsingfors handelshögskola har utvecklat en simuleringsmodell för att skatta marknadsmakten på den nordiska elmarknaden (Kauppi och Liski 2008). Utbudet av termisk produktion skattas med hjälp av säsongsvariationer och priset på fossila bränslen. Modellen simulerar det veckovisa medelvärde av systempriset, dvs det marknadsklarerande priset för den integrerade nordiska marknaden. Potentiella konkurrensbegränsande effekter av flaskhalsar kan därför inte bedömas inom ramen för denna modell. Modellen aggregerar samtliga vattenmagasin och turbiner till en enda stor tank och turbin. Detta innebär att samtliga vattenkraftverk antas ha samma tekniska förutsättningar och inflöden, men i olika skalor. Modellen belyser endast om just vattenkraften har utnyttjats för att utöva marknadsmakt.

Econ-Pöyrys BID-modell

BID-modellen som ägs av konsultföretaget Econ-Pöyry har utvecklats för att analysera lönsamheten av investeringar i produktionen och överföringen av el.⁶ Econ-Pöyry har senare vidareutvecklat modellen i syfte att studera marknadsmakt (Damsgaard m fl 2007). BID-modellen använder teknisk data för att beräkna marginalkostnaden för termisk produktion. BID tar även hänsyn till kostnader för att starta och stänga termiska kraftverk. Modellen har data för varje timme och hanterar regionala prisområden. Därmed kan BID även skatta lokal marknadsmakt som uppstår till följd av flaskhalsar i nätet. Vattenreservoarer och vattenkraftverkens turbiner är aggregerade per prisområde. BID tar även i viss mån hänsyn till skillnader i vattenkraftverk genom att anta en fördelning av vattenvärdet inom varje område.

Pomo-modellen av EME Analys

Pomo ägs av konsultföretaget EME Analys och används i första hand för att skatta framtida elpriser. Pomo har även använts för att jämföra priser med marginalkostnader på den nordiska marknaden (Edin 2001, 2006). Marginalkostnadskurvor för termisk produktion beräknas utifrån teknisk data. Pomo skattar systempriset veckovis. Reservoarer, inflöden och turbin-

⁶ BID är en förkortning för Better Investment Decisions.

kapaciteter aggregeras i en enda stor vattenkraftverkanläggning. Pomo tar hänsyn till skillnader mellan vattenkraftverk genom att anta en fördelning av vattenvärdet.

Ytterligare simuleringsmodeller

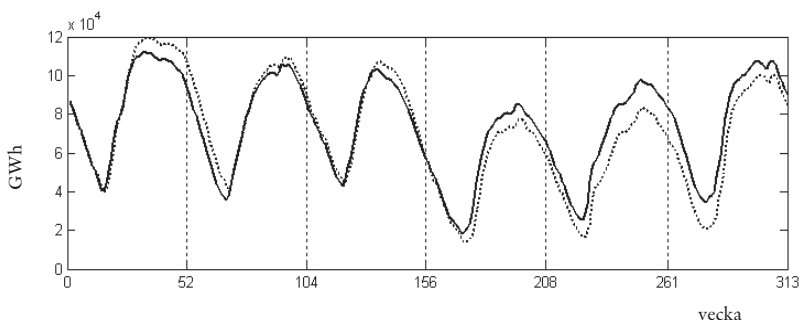
Ett flertal andra dynamiska simuleringsmodeller vore potentiellt användbara för att studera marknadsmakt; se Ilonen (2005) för en detaljerad beskrivning. EMP-modellen (Samkjöringsmodellen) som säljs och underhålls av konsultföretaget Powel är den detaljrikaste simuleringsmodellen. Den är indelad i ett antal regionala delsystem och tar hänsyn till både överföringsbegränsningar och hydrologiska skillnader. EMP-modellen antar en välfungerande priskonkurrens och används främst till att skatta framtida spotpriser. Modellen har också använts för att skatta marknadsmakt, men rapporterna är konfidentiella och vi har inte haft tillgång till dem.

Mars-modellen utvecklades av den f d systemoperatören i västra Danmark, Eltra. Modellen tillåter strategisk prissättning av termisk produktion med vattenvärden från EMP-modellen. Balmorel är ett simuleringsverktyg för elpriser i Östersjöregionen och kan simulera såväl välfungerande marknader som marknadsmakt. Balmorel finansieras av the Danish Energy Research Program.

Resultat

Kauppi och Liski (2008) finner för perioden 2000-05 att vattenkraftsproducenter systematiskt överproducerade under sommaren och underproducerade under vintern i förhållande till det samhällsekonomiskt optimala produktionsmönstret. De hävdar att reservoarerna har varit för låga under hösten och vintern i förhållande till lösningen under välfungerande konkurrens. De tolkar detta mönster som ett uttryck för marknadsmakt. De visar också att en simuleringsmodell med en strategisk producent som kontrollerar 30 procent av vattenkraftskapaciteten bättre passar det observerade mönstret än modellen med en välfungerande marknad. Som framgår av figur 2 verkar otillräckliga reservoarer främst ha varit ett problem under

Figur 2
Observerad (hel) vs
simulerad (bruten)
reservoarnivå



Källa: Kauppi och Liski (2008).

Område	Avvikelser från modellerat (konkurrensmässigt) pris		
	Sommar-höst 2001	Sommar-vinter 2002-03	Sommar-höst 2006
Sverige	-5%	-12%	12%
Norge	-9%	-13%	12%
Finland	-16%	-15%	10%
Jylland	-5%	18%	6%
Själland	-2%	-6%	6%

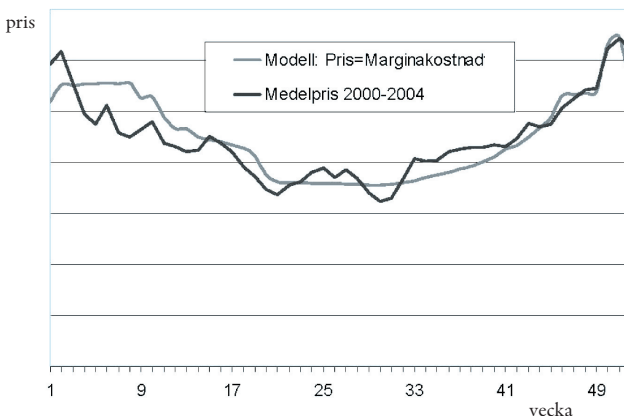
Tabell 2
Avvikelser från
modellerat (konkur-
rensmässigt) pris

Källa: Damsgaard m fl (2007).

den första delen av perioden. Från 2003 och framåt förefaller i stället reservoarnivåerna ha varit för höga.

BID-modellen simulerades för två perioder med vattenbrist, sommaren och vintern 2002-03 och sommaren och hösten 2006, samt för en period med normal nederbörd, sommaren och hösten 2001 (Damsgaard m fl 2007). Tabell 2 redovisar resultatet.

BID-modellen för perioden 2002-03 överensstämmer med ett marknadsmaktscenario såtillvida att produktionen var för hög under hösten, vilket inledningsvis drev ned priserna under den nivå som är förenlig med välfungerande konkurrens, för att senare generera höga priser under vintern. Damsgaard m fl (2007) ifrågasätter dock om prisutvecklingen förklaras bäst av marknadsmaktsutövning. Tabell 2 visar att det genomsnittliga prispålägget under perioden var negativt i de flesta regioner. Dessutom var prisprofilen olönsam för perioden som helhet i förhållande till de simulerade priserna. Ett undantag är Jylland, där priserna låg närmare 20 procent över de simulerade priserna och genererade 11 procent extra intäkter i förhållande till konkurrenslösningen. År 2006 var situationen annorlunda.



Figur 3
Jämförelse mellan
genomsnittligt och
simulerat systempris

Källa: Edin (2006).

Från augusti och framåt låg priserna genomgående över konkurrensnivån i samtliga prisområden. Trots detta dras inga starka slutsatser, då oförutsedda chocker i vattenreservoarerna kan ha bidragit till resultatet. År 2001 kunde inga tecken på marknadsmaktsutövning skönjas; produktionen överskred systematiskt den simulerade konkurrenslösningen.

Pomo-modellen har simulerats för perioderna 1996–2001 (Edin 2001) och 2000–04 (Edin 2006). Figur 3 visar den simulerade och faktiska prisutvecklingen för den senare perioden. Det genomsnittliga systempriset låg över konkurrensnivån från sensommaren (vecka 32) fram till mitten av vintern (vecka 3) och under konkurrensnivån resten av tiden. Edin (2001, 2006) uppfattar dock de skattade prisskillnaderna som så små att konkurrensen på den nordiska elmarknaden bör betraktas som välfungerande.

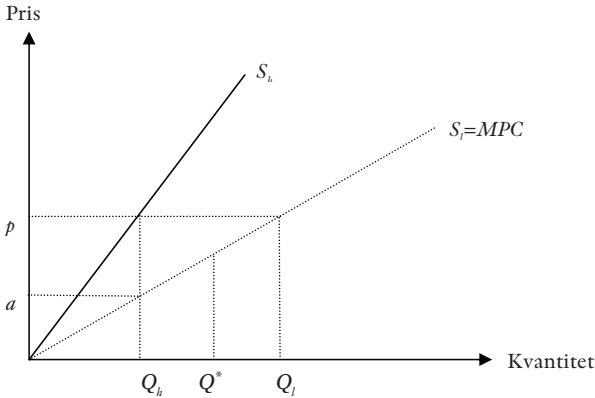
Utvärdering

De tre simuleringsmodellerna, Kauppi-Liski, BID och Pomo, målar upp en samstämmig bild av den nordiska elmarknaden. Simuleringarna tyder på att vattenkraftproducenterna tömde sina reservoarer under sommaren och att vattenreservoarerna därmed blev otillräckliga i början av vintern. Vanligtvis låg priserna under konkurrensnivån under sommaren och den tidiga hösten och tenderade att öka under den kalla årstiden. Dessutom kan flaskhalsar i transmissionsnätet ha lett till lokal marknadsmakt, såsom i Jylland under perioden 2002–03. Damsgaard m fl (2007) ifrågasätter dock om det observerade beteendet är ett tecken på marknadsmakt. Företagens intäkter var som regel låga i förhållande till konkurrenslösningen, vilket tyder på att det faktiska beteendet kan ha varit olönsamt.

Vilka slutsatser kan dras om välfärdseffekterna av producenternas beteende? Eftersom samtliga simuleringsmodeller antar att efterfrågan är oberoende av priset, kan de inte fånga ineffektiviteter som härrör från undanträngd konsumtion. Välfärdsförluster av en felaktig allokering av produktionen över tiden skulle däremot kunna skattas. När vattenkraft ineffektivt förflyttas från perioder med hög efterfrågan till perioder med låg efterfrågan, förflyttas i praktiken termisk produktion åt andra hållet. Av de tre simuleringsmodellerna ovan försöker endast Kauppi och Liski (2008) kvantifiera välfärdsförlusten av inter-temporal substitution av värmekraftverken. De uppskattar att välfärdsförlusten av marknadsmakt var ca 7 procent, eller 600 miljoner euro under 2000–05.

Tillförlitliga kapacitetsuppgifter är avgörande för mätningen av den aggregerade marginalkostnaden för fossila bränslen. Både planerade och oplanerade underhåll drar dock ner kapacitetsutnyttjandet och begränsar nyttan av officiella uppgifter om kraftverkens kapaciteter. Pomo och BID använder historiskt kapacitetsutnyttjande för att mäta faktisk förmåga. Historiskt kapacitetsutnyttjande kan dock också ha påverkats av marknadsmakt. Om så är fallet kommer industrins marginalkostnad att överskattas, vilket i sin tur leder till en underskattning av graden av marknadsmakt.

Kauppi och Liski (2008) undviker problemet med att uppskatta term-



Figur 4
Prisutjämnning med
marknadsmakt i termisk
produktion

Källa: Egna beräkningar.

iskt kapacitetsutnyttjande genom att endast skatta vattenkraftens marknadsmakt. De skattar endast utbudet av termisk produktion, ej dess marginalkostnad. Detta försvårar simuleringen av den optimala mängden vattenkraftsproduktion. Valfördsmaximering kräver att marginalkostnaden för termisk produktion utjämnas över tiden. I avsaknad av termisk marknadsmakt är detta detsamma som att utjämna elpriserna över tiden. Om i stället termisk produktion utnyttjas för att utöva marknadsmakt kommer i allmänhet en utjämnning av elpriset över tiden inte att innebära att kostnaderna minimeras. Figur 4 illustrerar denna effekt.

Termiska producenter antas utöva marknadsmakt när efterfrågan är hög men inte när den är låg. Utbudet av termisk produktion vid låg efterfrågan, S_l , är således lika med dess marginalkostnad, MPC , men är lägre än konkurrensnivån när efterfrågan är hög och lika med S_h . Anta att vattenkraften fördelas över tiden på så sätt att priserna utjämnas, exempelvis vid priset p . Eftersom marginalkostnaden vid hög efterfrågan ges av $a < p$, vore det samhällsekonomiskt optimalt att expandera den termiska produktionen från Q_h till Q^* och att minska den från Q_l till Q^* vid låg efterfrågan. Detta uppnås genom att flytta vattenkraftproduktion från perioder med hög efterfrågan till perioder med låg efterfrågan. Genom att inte ta hänsyn till marknadsmakt i termisk produktion överskattar i detta fall simuleringsmodellerna den optimala vattenkraftproduktionen under hög efterfrågan och underskattar den optimala vattenkraftsproduktionen när efterfrågan är låg. Den simulerade reservoarnivån under välfungerande konkurrens blir därmed överskattad.

Termiska kraftverk är vanligtvis förknippade med kostnader för att starta och stänga av elproduktionen. Dyliga *rampingkostnader* innebär att även produktionsbesluten för termisk produktion är intertemporala: det finns en välfördsvinst av att bibehålla en relativt konstant produktionsvolym för varje kraftverk. Genom att ignorera rampingkostnader underskattar man värdet av termisk produktion när efterfrågan sjunker eftersom det är kost-

samt att ställa om till lägre produktion. Omvänt överskattar man värdet av termisk produktion när efterfrågan ökar eftersom det även är kostsamt att ställa om till högre produktion. Därmed överskattar respektive underskattar man marknadsmakten under perioder med hög respektive låg efterfrågan. BID-modellen tar i viss mån hänsyn till start- och avstängningskostnader emedan Pomo ignorerar dem. Dessa kostnader är mindre relevanta för Kauppi-Liski-modellen, som inte skattar marknadsmakten för termisk produktion.⁷

Flaskhalsar i överföringsnätet delar ofta upp den nordiska elmarknaden i mindre regionala marknader. Lokal marknadsmakt kan då uppstå, i synnerhet då vissa producenter har en regionalt dominerande ställning. Analyser på systemnivå, såsom Kauppi-Liski- och Pomo-modellerna, kan inte fånga lokal marknadsmakt. Välfärdsanalyser som bortser från flaskhalsar kommer dessutom att överskatta den samhällsekonomiska kostnaden av marknadsmakt.⁸

Alternativkostnaden av vatten varierar i olika kraftverk beroende på reservoarens storlek i förhållande till turbinens kapacitet och vattentillrinningen. Genom att lägga ihop samtliga reservoarer, turbiner och tillrinningen, överskattar simuleringsmodellerna vattenkraftens flexibilitet och reservoarernas storlek. Följaktligen är möjligheten till intertemporal substitution av vattenkraft mer begränsad i verkligheten än i simuleringsmodellerna. Det är oklart hur detta påverkar den socialt optimala användningen av vattenkraft, men ett värdefullt känslighetstest vore att undersöka hur simuleringsresultaten beror på denna förenkling.

4. Alternativa sätt att utöva marknadsmakt

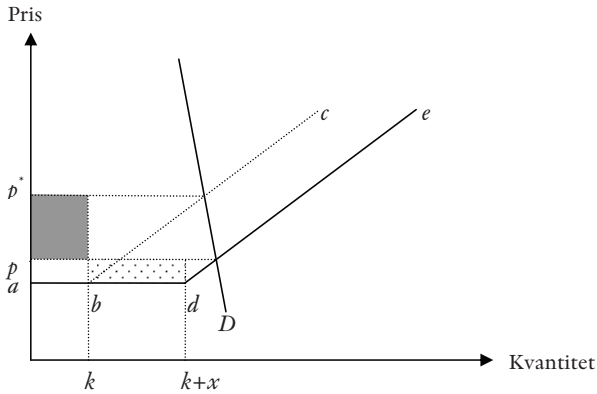
Standardmättet på marknadsmakt baseras på storleken på prispåslagen som producenterna lägger ovanför marginalkostnaden. Ju högre påslag desto sämre fungerar konkurrensen. Emedan höga prispåslag kan tas som bevis på marknadsmakt innebär inte frånvaron av prispåslag nödvändigtvis att konkurrensen fungerar. Det finns andra sätt att utöva marknadsmakt på som är relevanta för den nordiska marknaden och som inte fångas av skillnaden mellan pris och marginalkostnad.

Investeringar i ny produktionskapacitet

På kort sikt planerar företagen produktionen givet sin kapacitet. På lite längre sikt måste företagen även bestämma sin produktionskapacitet. Företagens investeringsbeslut avgörs av samma avvägningar som deras produktionsbeslut: högre produktionskapacitet ökar vinsten i takt med att pro-

⁷ Mansur (2008) visar att rampingkostnader kan vara viktiga. I en studie av Pennsylvania, New Jersey och Maryland marknaden (PJM) fann han att man överskattade kostnaden av marknadsmakt med en faktor av fyra om man inte tog hänsyn till dessa kostnader.

⁸ Cho och Kim (2007) skattar att 40 procent av den årliga välfärdsförlusten på Kaliforniens elmarknad under perioden 1998-2000 kan härledas till flaskhalsar.



Figur 5
Långsiktig marknads-
makt

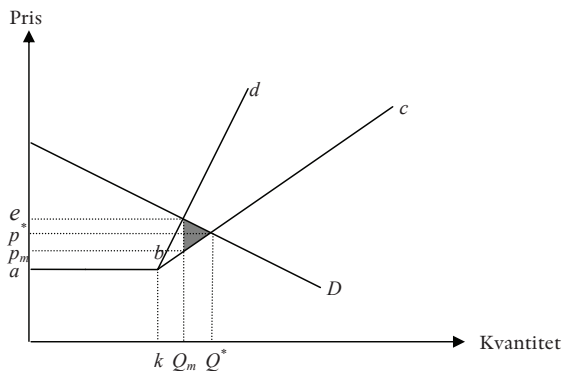
Källa: Egna beräkningar.

duktionen ökar, men lönsamheten på den installerade produktionskapaciteten sjunker till följd av lägre priser.

Figur 5 illustrerar avvägningen mellan pris och kapacitet. Anta att marknaden på kort sikt kännetecknas av välfungerande konkurrens, dvs utbudet ges av marginalkostnadskurvan abc . Jämviktspriset p^* uppstår där efterfrågan D möter utbudet. Anta att en producent planerar att utöka kapaciteten i sitt kärnkraftverk från k till $k+x$. Med konstant marginalkostnad lika med a skiftar utbudet utåt till $abde$ och priset sjunker till p . Producentöverskottet på den utökade kapaciteten utgörs av det prickiga området och är lika med produktionen gånger vinstmarginalen: $x(p-a)$. Förlusten på den installerade kapaciteten är det ljusa området och är lika med $k(p^*-p)$. Priset går ner så mycket att investeringen blir olönsam. Eftersom den kortsiktiga konkurrensen fungerar är priset *alltid* lika med marginalkostnaden, *även* om företaget utövar marknads-makt i sitt investeringsbeslut.

Långsiktig marknads-makt begränsas i den utsträckning nya företag har möjlighet att etablera sig på marknaden. Ett företag som inte tidigare var aktivt på marknaden tar endast hänsyn till producentöverskottet $x(p-a)$ och inte prisreduktionen (p^*-p) . Nyetablering är lönsamt om investeringskostnaden är lägre än det prickiga området. Även hotet om nyetablering kan räcka för nyinvesteringar i kapacitet eftersom etablerade företag då åtminstone även får vinsten $x(p-a)$ och inte endast förlusten $k(p^*-p)$. På den nordiska elmarknaden, speciellt i Sverige, har politiska etableringshinder länge förhindrat storskaliga nyetableringar. E.ON, t ex, har huvudsakligen byggt sin marknadsandel genom att köpa upp existerande kapacitet. För att skatta effekten av marknads-makt skulle det vara nödvändigt att särskilja effekten av de politiska etableringshindren. Vi förväntar oss att politiska överväganden kommer att fortsätta att spela en avgörande roll på elmarknaden, men kanske mindre som en barriär för nyetableringar. Tvärtom subventioneras nybyggandet av viss klimatvänlig produktion och förbudet mot att investera i ny kärnkraftskapacitet har lyfts. Över de närmaste tio åren förvän-

Figur 6
Köparmakt



Källa: Egna beräkningar.

tas närmare 200 miljarder kr investeras i kärnkraft och vindkraft i Sverige (Svensk Energi 2008).

Vertikal integration och köparmakt

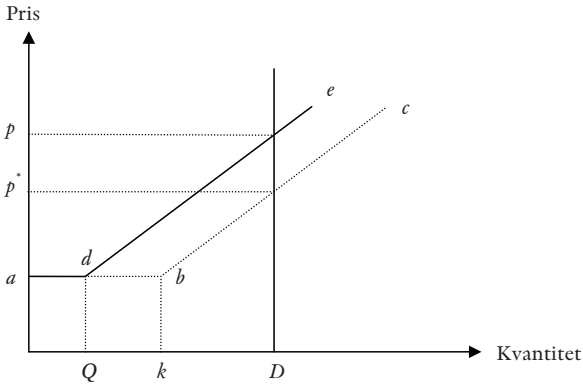
De stora elbolagen är aktiva på Nord Pool både som köpare och säljare, eftersom de både producerar el och säljer den vidare till slutkonsumenterna. I Sverige köper Vattenfall, Fortum och E.ON tre fjärdedelar av den el som omsätts på Elspot för konsumtion i Sverige. Köparmakt kan uppstå i den utsträckning vissa av de stora elbolagen är nettoköpare på Elspot.

Figur 6 illustrerar de val en strategisk köpare står inför. Anta att producenterna inte utnyttjar marknadsmakt, så att utbudet ges av marginalkostnaden abc . Ju mer en handlare köper på marknaden desto högre blir priset. Den marginella inköpskostnaden abd är därför högre än den marginella produktionskostnaden. Jämvikt uppstår där den marginella inköpskostnaden är lika med marginalvärdet av efterfrågan D , vid kvantiteten Q_m och priset p_m . En elhandlare använder sin köparmakt till att pressa ner priset från p^* till p_m . Även köparmakt leder således till underkonsumtion, Q_m i stället för Q^* . Köparmakt driver en kil mellan marginalvärdet e av efterfrågan och priset p_m på varan men ej mellan pris och marginalkostnad. Därför är standardmättet på marknadsmakt oanvändbart för att skatta köparmakt.

Baslast som källa till marknadsmakt

Standardmättet på marknadsmakt på elmarknaden är skillnaden mellan spotpriset och marginalkostnaden av den dyraste aktiva produktionsenheten, den så kallade topplasten. På en fungerande marknad kommer alla billigare produktionsenheter att producera för fullt. Elproducenterna kan emellertid tjäna på att dra ned kapacitetsutnyttjandet av den billigare baslasten. Anta att baslasten utgörs av kärnkraft med kapacitet k och att topplast bjuds ut till sin marginalkostnad i figur 7.

På en välfungerande marknad ges utbudet av marginalkostnadskurvan adc . Jämviktspriset p^* uppstår där marknaden klarerar. Vi antar för enkel-



Figur 7
Kapacitetsutnyttjan-
det av baslasten

Källa: Egna beräkningar.

hets skull att efterfrågan D är helt prisokänslig. Genom att sänka kärnkraftsproduktionen från k till Q skiftar man utbudskurvan inåt till ade . Därmed ökar priset från p^* till p eftersom billig baslast ersätts av dyr topplast. Företaget har utnyttjat marknadsmakt, men den fångas inte upp av standardmåtten eftersom priset fortfarande sammanfaller med marginalkostnaden av den dyraste aktiva enheten. Denna typ av prismanipulation är förmodligen relativt lätt att dölja eftersom utomstående kan finna det svårt att bedöma orsaken till att ett kärnkraftverk inte utnyttjar hela sin produktionskapacitet. Inte minst konkurrensmyndigheten skulle förmodligen tveka innan den hävdar att elproducenter använder för mycket tid åt underhåll av och säkerhet i kärnkraftverk.

Notera att neddragningar i kärnkraftsproduktionen är speciellt lönsamma i ett system med stora mängder vattenkraft. För att upprätthålla leveranssäkerheten underhålls reaktorer under sommaren. Genom att ersätta kärnkraftsproduktion med vattenkraft under sommaren kan dock produktionsbortfallet flyttas till den mer lönsamma vinterperioden. Utdragna stopp i kärnkraftsproduktionen kan ses som ett maskerat (och mera lönsamt) sätt att spilla vatten.

Av intresse i detta sammanhang är att Sverige både är mer beroende av vattenkraften än Finland och systematiskt har sämre kapacitetsutnyttjande i sina kärnkraftverk, se figur 8. Det faktum att svenska kärnkraftverk samägs av de olika elproducenterna emedan finska kärnkraftverk till viss del ägs av elproducenter och stora industriella konsumenter, talar ytterligare för att det är mer frestande för de svenska ägarna än för de finska att pressa upp priset med hjälp av kärnkraften.⁹ En noggrann statistisk analys är dock nödvändig innan man kan dra slutsatser om huruvida kärnkraften används strategiskt eller inte.

⁹ Vattenfall äger 66 procent av Forsmark och 70 procent av Ringhals. Fortum äger 22 procent av Forsmark och 43 procent av Oskarshamn, emedan E.ON äger 10 procent av Forsmark, 30 procent av Ringhals och 55 procent av Oskarshamn (Konkurrensverket 2007). Vattenfall, E.ON och Fortum äger respektive 50, 30 och 20 procent av den installerade svenska kärnkraften.

Figur 8
Kapacitetsutnytt-
jandet i svenska vs
finska kärnkraftverk,
1995–2008.



Källa: IAEAs PRIS-databas (www.iaea.org/programmes/a2).

5. Slutsatser

De empiriska studier vi har utvärderat ger inga starka stöd för påståendet att konkurrensen på den nordiska elmarknaden är otillfredsställande. Överlag avviker systempriset endast marginellt från vad som är förenligt med välfungerande konkurrens och det är långt ifrån uppenbart att de uppmätta avvikelserna kan härledas till att företagen utövar marknadsakt. Följaktligen finns det ingen uppenbar grund till att intervensera på marknaden genom att ändra reglerna för budgivning eller via prisregleringar.

Det finns dock fog för påståendet att elbolagen ibland utnyttjar flaskhalsar i överföringsnätet för att utöva lokal marknadsakt. Problemen med lokal marknadsakt kan förvärras i den mån flaskhalsar blir viktigare i framtiden. I dag regleras investeringarna i överföringsnätet: all internationell överföringskapacitet måste vara till hälften statsägd. Denna reglering kan hämma konkurrensen genom att effektivt blockera alla privata initiativ till att bygga bort flaskhalsar mellan länderna.

Det är hög tid att undersöka om marknadsakt utövas på annat vis än genom kortsiktiga manipulationer av marginella produktionsenheter. Det vore synnerligen lämpligt att närmare undersöka incitamenten för att investera i ny produktionskapacitet, för att underutnyttja kärnkraften, samt effekterna av vertikal integration. För att kunna använda nya och i vissa fall bättre metoder vore det av fundamental betydelse att få tillgång till bättre pris-, produktions- och finansiella data. Vi föreslår att Nord Pool följer andra europeiska länders exempel och tillhandahåller data över varje företags beteende på marknaden till såväl forskare som myndigheter.

- Bask, M, J Lundgren och N Rudholm (2007), "Market Power in the Expanding Nordic Power Market", manuskript, Umeå universitet.
- Borenstein, S, J Bushnell och F A Wolak (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", *American Economic Review*, vol 92, s 1376-1405.
- Cho, I K och H Kim (2007), "Market Power and Network Constraint in a Deregulated Electricity Market", *Energy Journal*, vol 28, s 1-34.
- Damsgaard, N, S Skrede och L Torgersen (2007), "Exercise of Market Power in the Nordic Power Market", Econ Pöyry Working Paper 2007-003, Stockholm.
- Edin, K A (2001), "Elprisökningens orsaker", rapport, Tentum, Stockholm.
- Edin, K A (2006), "Marknadsmakt i vattenkraft-värmekraftssystem", Elforsk rapport 06:87, Stockholm.
- Fridolfsson, S O och T Tangerås (2009), "Market Power in the Nordic Electricity Wholesale Market: A Survey of the Empirical Evidence", *Energy Policy*, vol 37, s 3681-3692.
- Hjalmarsson, E (2000), "Nord Pool: A Power Market Without Market Power", Discussion Paper 28, Göteborgs universitet.
- Ilonen, M (2005), "Analyzing the Functionality of the Nordic Electricity Market with Simulation Models from the Perspective of Transmission System Operator: Case-Eltra's MARS Model", masteruppsats, Helsingfors universitet.
- Johnsen, T A, S K Verma och C Wolfram (2004), "Zonal Pricing and Demand-side Responsiveness in the Norwegian Electricity Market", Working Paper PWP-063, University of California Energy Institute, Berkeley.
- Joskow, P L (2008), "Lesson Learned From Electricity Market Liberalization", *Energy Journal*, vol 29, special issue 2, s 9-42.
- Joskow, P L och E Kahn (2001), "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during Summer 2000", *Energy Journal*, vol 23, s 1-35.
- Kauppi, O och M Liski (2008), "An Empirical Model of Imperfect Dynamic Competition and Application to Hydroelectricity Storage", manuskript, Helsinki School of Economics.
- Konkurrensverket (2007), "Konkurrensen i Sverige 2007", http://www.konkurrensverket.se/upload/Filer/Trycksaker/Rapporter/rap_2007-4.pdf (2009-10-07).
- Mansur, E T (2008), "Measuring Welfare in Restructured Electricity Markets", *Review of Economics and Statistics*, vol 90, s 369-386.
- Nordel (2008), "Annual Statistics 2007", <http://www.nordel.org> (2009-10-07).
- Steen, F (2004), "Do Bottlenecks Generate Market Power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market", Discussion Paper 26, Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Svensk Energi (2008), "Elen, klimatet och konkurrenskraften", PowerPoint presentation, 11 September 2008, Stockholm.
- Vassilopoulos, P (2003), "Models for Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets", masteruppsats, University of Paris IX.
- Wolfram, C (1999), "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", *American Economic Review*, vol 89, s 805-882.