

Konkurrensen på den nordiska elmarknaden

– vad säger den senaste forskningen?

Thomas Tangerås på uppdrag av Konkurrensverket

UPPDRAGSFORSKNINGSRAPPORT 2023:7

Konkurrensverkets uppdragsforskningsrapport, december 2023
Författare: Thomas Tangerås
Foto: Scandinav

Förord

I Konkurrensverkets uppdrag ingår att främja forskning på konkurrens- och upphandlingsområdet. En del av det arbetet genomförs genom uppdragsforskning; forskning som genomförs på vårt uppdrag för att belysa eller undersöka en viss fråga inom våra ansvarsområden.

El är en samhällsviktig infrastruktur och elnätet drivs som ett naturligt monopol. Det är däremot olika företag som levererar elen och som sätter elpriserna som deras kunder behöver betala.

Under 2022 uppstod en energikris i samband med Rysslands invasion av Ukraina. Detta ledde till drastiskt ökade elpriser som drabbade de svenska hushållen hårt. Eftersom el är en livsviktig nödvändighet riskerar inte företagen att förlora efterfrågan från sina kunder. Det finns då en risk att företagen kan utnyttja sin makt genom att ta ut högre priser för elen än vad som är motiverat. Det är därför viktigt att undersöka hur konkurrensen på elmarknaden fungerar samt om det finns risker för otillåten marknadsmakt.

På uppdrag av Konkurrensverket har docent Thomas Tangerås, vid Institutet för Näringslivsforskning, analyserat hur viktiga förändringar på elmarknaden de senaste åren har påverkat företags möjligheter och incitament att utöva marknadsmakt på elmarknaden.

Till projektet har det knutits en referensgrupp bestående av Erik Lundin (Institutet för Näringslivsforskning), Mats Bergman (Södertörns Högskola), Richard Friberg (Handels högskolan i Stockholm), Johan Stennek (Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet), Therése Hindman Persson (Energimarknadsinspektionen). Från Konkurrensverket har Mark Bernard, Alma Hemberg och Joakim Wallenklint deltagit.

Författaren ansvarar själv för bedömningarna och slutsatserna i rapporten.

Stockholm, december 2023

Rikard Jermsten
Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning	5
Summary	7
1. Inledning	9
2. Elsystemet	10
3. Elmarknaden	16
3.1 Terminalsmarknaderna	16
3.2 Dagen-före-marknaden	17
3.3 Balansmarknaderna	19
4. Drivkrafterna att utnyttja marknadsmakt på elbörsen	21
4.1 Utnyttjande av marknadsmakt i teorin	21
4.2 Hur skattar man marknadsmakt?	24
4.3 Metodmässiga utmaningar	25
4.4 Är det olagligt att utnyttja marknadsmakt?	26
5. Marknadsmakt på den nordiska elmarknaden	28
5.1 Håller företag tillbaka kapacitet från marknaden?	28
5.2 Utnyttjar företag marknadsmakt i vattenkraften?	32
5.3 Utnyttjar företag marknadsmakt i kärnkraften?	37
5.4 Marknadsmakt genom strategiska felmeddelanden	40
5.5 Utnyttjar företag kapacitetsbegränsningar i elnätet?	42
6. Obesvarade konkurrensfrågor på elmarknaden	46
6.1 Utnyttjande av marknadsmakt under energikrisen	46
6.2 Strukturella ändringar på elmarknaden	49
6.3 Konkurrensen på marknaderna för balanskraft	50
6.4 Ytterligare konkurrensfrågor	52
7. Slutsatser	54
Referenser	55

Sammanfattning

Elmarknaden är känslig för utnyttjande av marknadsstyrka varvid producenter ökar elpriset i vinstsyfte. Företag kan ta högre priser utan att förlora särskilt mycket försäljning då efterfrågan på el är okänslig för prisändringar. Vissa företag har stora möjligheter att påverka priset eftersom de äger betydande delar av produktionen. Dessutom förstärks marknadsstyrkan av flaskhalsar i elnätet som ibland skapar lokala marknader. Politiska och juridiska etableringshinder bidrar till att upprätthålla företagets marknadsstyrka på lång sikt.

Denna rapport utvärderar forskningen om marknadsstyrka på den nordiska elmarknaden i ljus av följande frågor: Hur väl fungerar konkurrensen på elmarknaden? Vilken relevans har tidigare forskning för att förstå situationen på elmarknaden idag? Vilka studier vore särskilt viktiga för att öka vår kunskap om elmarknaden? Vilka data behövs i så fall? Dessa frågor är särskilt angelägna givet de rekordhöga elpriserna som uppstod under energikrisen 2022. Utnyttjande av marknadsstyrka skulle ha lagt ytterligare sten till bördan för konsumenterna som redan betalade rekordpriser till följd av de förhöjda kostnaderna för elproduktion.

På en elmarknad med fullständig konkurrens täcker priset den rörliga kostnaden för att producera den marginella enheten el som konsumeras, och det finns ingen billigare produktion att tillgå. Ingen el säljs till överpris och ingen el produceras med förlust. Ofullständig konkurrens innebär att elen säljs dyrare än den lägsta kostnaden för att producera den. Det grundläggande problemet med att mäta konkurrensen är att utomstående sällan känner till denna kostnad. För att undersöka frågan måste man i stället skatta hur faktorer som mäter drivkrafterna att utöva marknadsstyrka inverkar på hur företagen beter sig på marknaden.

De redovisade studierna använder olika metoder för att undersöka konkurrensen på den nordiska elmarknaden. En studie skattar att företag med marknadsstyrka säljer mindre el när värdet av att hålla tillbaka produktion är större. En annan dokumenterar att produktionen med vattenkraft i vissa fall sjunker från en dag till den nästa även om priset för leverans följande dag är högre än dagens elpris. En tredje visar att ägarnas vinster skulle ha varit lägre om deras kärnkraftsproduktion varit högre. Även om vissa resultat är mer tillförlitliga än andra, förkastar alla studierna hypotesen om att fullständig konkurrens råder. De ekonomiska effekterna tycks dock ha varit små i den mån studierna har estimerat graden av konkurrens. Prisökningarna uppskattas i regel till fyra procent eller lägre.

Drivkrafterna att utöva marknadsstyrka har sannolikt ändrats till följd av utvecklingen på elmarknaden. Under energikrisen uppstod situationer med lokal elbrist i en omfattning som man aldrig sett förut. I sådana fall kan företag tjäna särskilt stora belopp på att höja elpriset. Studierna av konkurrensen på elmarknaden har använt data från perioder med låga priser och en relativt liten risk för elbrist. Därför kan man inte utan vidare använda tidigare resultat för att beräkna konsekvenserna av marknadsstyrka under energikrisen. Strukturella ändringar av elmarknaden torde också ha påverkat värdet av att utnyttja marknadsstyrka. Till exempel innebär tyska statens övertagande av det finska elbolaget Fortums ägarandelar i det svenska elbolaget Sydkraft att samägandet av kärnkraften minskade med förmodligen positiva effekter på konkurrensen. Den ökande andelen av väderberoende elproduktion har ökat pris- och volymrisken på elmarknaden och försvårat att planera elförsörjningen i förväg. Trots deras ökande betydelse för en välfungerande elförsörjning, är många delar av elmarknaden nästan outforskade utifrån ett konkurrensperspektiv. Detta gäller terminsmarknaden som är grundläggande för pris- och volymsäkring på marknader med hög risk. Andra exempel är marknaderna för kortsiktig balansering av elsystemet.

En utmaning med att studera konkurrensen på den nordiska elmarknaden har varit att detaljerade data inte gjorts tillgängliga för utomstående. Elbörsen Nord Pool har till exempel inte medgivit tillgång till annat än aggregerade budgivningsdata. Inte heller de omfattande data som den europeiska energibyrån ACER samlar in är allmänt tillgängliga i forsknings-syfte.

Fördjupad forskning förutsätter tillgång till bättre data. För att skatta betydelsen av elbrist och flaskhalsar i elnätet för konkurrensen på lokal nivå behöver man information om bud-givningen för individuella företag inom enskilda elområden. Data över företagens termins-kontrakt är nödvändiga för att utvärdera de finansiella marknaderna. Budgivningsdata från marknaderna för balanskraft behövs för att undersöka konkurrensen på dessa marknader. Forskning från elmarknader i Europa och på annat håll visar vad man kan åstadkomma med detaljerade högkvalitativa data. Dessa studier har dokumenterat hur företag utnyttjar mark-nadsmakt på sätt som man inte kan fånga upp med sådana data över den nordiska elmark-naden som för nuvarande är tillgängliga.

Summary

The electricity market is susceptible to exercise of market power whereby producers increase the price of electricity to earn higher profits. Companies can charge high prices without large losses in sales because the demand for electricity is insensitive to changes in the price. Some companies have a substantial ability to influence the price through their ownership of a large share of electricity production. Their market power is reinforced by bottlenecks in the transmission network that sometimes create local markets. Political and legal barriers to entry contribute to maintaining generation owners' long-term market power.

This report surveys the empirical research on market power in the Nordic electricity market based on the following questions: How competitive is the market? How relevant are current results to understand today's electricity market? Which investigations would be particularly useful to increase knowledge about the electricity market? Which types of data would be required to conduct such analysis? These questions are particularly pertinent given the record-high electricity prices experienced during the 2022 energy crisis. Exploitation of market power would have put additional burden on consumers already suffering from excessive electricity prices due to increased costs of fossil-fueled electricity generation.

In a perfectly competitive electricity market, the price of electricity equals the variable cost of producing the marginal unit of electricity consumed. There is no available capacity to produce the consumed electricity at a lower price. By implication, no electricity is sold at an excessive price and no electricity is produced at a loss. Imperfect competition implies that electricity is sold at a higher price than the minimal cost of producing it. The fundamental problem of evaluating competition is that outsiders cannot observe this cost. To assess competition, one must estimate how factors measuring the incentive to exercise market power affect market behavior.

The surveyed research articles use a variety of methods to investigate competition in the Nordic electricity market. One article estimates that producers with market power sell less electricity when the value of contracting output is larger. Another documents how hydro power production in certain circumstances falls from one day to the next, although the price of electricity for delivery the subsequent day is larger than the current price. A third article shows that the profits of generation owners would have been smaller if nuclear production had been larger. Although some results are more reliable than others, all articles in the survey reject the hypothesis of perfect competition. However, studies that estimate the degree of competition report limited economic consequences of market power. Price increases are usually estimated at four percent or lower.

Recent market developments have probably changed firms' incentives to exercise market power. During the energy crisis, scarcity situations occurred of a magnitude never seen before. In such circumstances, generation owners can profit excessively by increasing the electricity price. Previous studies are based on sample data from periods with relatively low prices and low risk of electricity shortages. Consequently, one cannot use those results to assess the implications of market power during the energy crisis. Structural changes in the electricity market are also likely to have affected the incentives to exploit market power. The German government's purchase of the ownership shares held by the Finnish company Fortum in the Swedish company Sydkraft implied that joint ownership of Swedish nuclear power decreased, presumably with a positive effect on competition. The increasing share of intermittent electricity production has increased the fluctuations in prices and volumes,

which in turn makes it more difficult to plan available capacity in advance. Despite their increasing importance for a well-functioning electricity supply, many submarkets are essentially unresearched from a competition perspective. One example is the forward market which is essential for the possibility to hedge increasing electricity market risks. Other examples are the short-term balancing markets.

A challenge of evaluating competition in the Nordic electricity market comes from the inaccessibility of detailed data. Nord Pool power exchange has only allowed outsiders access to aggregate level bid-data. Not even the vast amounts of data collected by the EU energy agency ACER are generally available for research purposes.

Research into the competitive effects of recent electricity market changes necessitates better data. Estimating the importance of scarcity and transmission constraints for competition at the local market level requires firm-level bidding data for individual bidding zones. Forward positions and prices are required to examine the financial markets. Bidding data from the balancing power markets are necessary to assess competition in those markets. Evidence from electricity markets elsewhere in Europe and beyond demonstrates the potential of detailed high-quality data to investigate the competitiveness of electricity markets. Those studies have shown how companies exercise market power in ways that cannot be detected based on such data from the Nordic electricity market that are currently available.

1. Inledning

Elmarknaden har många egenskaper som gör den sårbar för utnyttjande av marknads-makt varvid producenter driver upp elpriset för att öka sin vinst. Efterfrågan på el är okänslig för ändringar i elpriset. Därför kan producenter ta ett högre elpris utan att förlora särskilt mycket i försäljning. Vissa företag har stora möjligheter att påverka priset eftersom de äger stora andelar av produktionen. Marknadskoncentrationen förstärks av de flaskhalsar som ibland uppstår i elnätet och skapar lokala marknader. Juridiska och politiska etablerings-hinder begränsar konkurrensen på lång sikt.

Till följd av marknadsstrukturen, är en central fråga för myndigheterna på EU-nivå och i de enskilda medlemsstaterna i vilken utsträckning företag utnyttjar marknads-makt för att ta ut högre elpriser än vad som är förenligt med fullständig konkurrens. Denna fråga är särskilt angelägen givet de rekordhög-a elpriserna som uppstod under energikrisen. Utnyttjande av marknads-makt skulle ha lagt ytterligare sten till bördan för europeiska elkonsumenter som redan var hårt drabbade av höga elpriser till följd av de extraordinära kostnaderna för fossil elproduktion under 2022.

Denna rapport utvärderar den nyare empiriska forskningen om konkurrensen på den nordiska elmarknaden. Rapporten undersöker även hur viktiga förändringar på elmark-naden påverkar företags drivkrafter att utöva marknads-makt. Genom att jämföra resultaten från dessa analyser, belyser rapporten följande frågor: Hur väl fungerar konkurrensen på elmarknaden? Vilken relevans har tidigare forskning för att förstå situationen på elmark-naden som den ser ut idag? Vilka studier vore särskilt viktiga för att öka vår kunskap om elmarknaden? Vilka data behövs i så fall?

I kapitel 2 ges en inledande beskrivning av elsystemet i Sverige, och vilka som äger produk-tionskapaciteten. Därefter beskriver kapitel 3 de olika delmarknaderna på den avreglerade elmarknaden och hur de samverkar för att elförsörjningen ska fungera. Drivkrafterna att utöva marknads-makt diskuteras i kapitel 4. Analysen är särskilt anpassad till den svenska elförsörjningen som är starkt beroende av vattenkraft. I kapitlet diskuteras olika metoder för att skatta marknads-makt på elmarknaden.

Kapitel 5 innehåller en kritisk utvärdering av forskningen om konkurrensen på den nordiska elmarknaden. Jämfört med tidigare studier undersöker dessa nyare artiklar frågor som inte tidigare har studerats, använder nya data, eller utvecklar nya kvantitativa metoder för att utvärdera konkurrensen på elmarknaden. Självständig empirisk analys har inte genomförts inom ramen för projektet.

I kapitel 6 diskuteras viktiga ändringar på elmarknaden och hur dessa kan tänkas påverka konkurrensen på elmarknaden. Diskussionen i kapitel 7 drar slutsatser om konkurrensen på elmarknaden, vilka fördjupande studier som behövs och vilka data som är nödvändiga för att genomföra sådana studier på ett tillförlitligt och robust sätt.

2. Elsystemet

Det högspända transmissionsnätet utgör huvudpulsådern i det svenska elsystemet genom att det kopplar ihop storskalig elproduktion, som vatten- och kärnkraft, med transformatorstationer för regionala elnät. I Sverige finns totalt 157 anslutningspunkter till transmissionsnätet. Regionnäten i sin tur ansluter elintensiv industri, som stålverk och pappersbruk, samt mindre produktionsanläggningar till elnätet. Regionnäten ansluter även transformatorstationer till de lågspända lokalnäten som i sin tur ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet, liksom eventuell mikroproduktion. Figur 1 visar en karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum.

Figur 1 Karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum 2021



Bild: Svenska kraftnät (svk.se)

Det svenska elsystemet är en del av det integrerade europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt Litauen, Polen och Tyskland. Den fysiska integrationen av de nationella elnäten mellan de nordiska länderna och till Kontinentaleuropa är en pågående process. Det senaste exemplet är North Sea Link som öppnade 2021 och som skapade en direkt nätförbindelse mellan Storbritannien och Norge. De internationella överföringsprojekten från svensk sida utgörs av Aurora Line som ska öka överföringskapaciteten mellan norra Sverige och Finland samt Hansa Powerbridge som ska förstärka sammankopplingen mellan södra Sverige och Tyskland.¹ Affärsverket Svenska kraftnät (Svk) äger det inhemska transmissionsnätet och är även delägare i de flesta internationella överföringsförbindelserna. Undantaget är Baltic Cable mellan södra Sverige och Tyskland som i sin helhet ägs av det norska elbolaget Statkraft. Sex företag äger och driver regionnät, varav de största är Vattenfall och Ellevio. Totalt 149 privata och offentliga företag äger och driver lokalnät i Sverige.

Vad gäller produktionen av el, påverkar olika kraftslag elförsörjningen på olika sätt eftersom de skiljer sig åt i vilken utsträckning de är planerbara, flexibla och uthålliga. Produktionen i en anläggning är planerbar om man god tid i förväg, exempelvis dagen före, kan säga med stor säkerhet hur mycket av den installerade kapaciteten som kommer vara tillgänglig under driftstimmen. Exempel är vattenkraft och kärnkraft. Elproduktion är flexibel om den kan ökas eller minskas på kort varsel, inom ramen av 15 minuter eller kortare, utan att det uppstår stora kostnader i samband med själva produktionsändringen. Exempel är gas- och oljekraft. Elproduktionen i en anläggning är uthållig om man kan upprätthålla samma produktionsnivå under lång tid. Exempel är kärnkraft och elproduktion baserad på fossila bränslen. Vattenkraft är både planerbar och mycket flexibel. Uthålligheten varierar beroende på fyllningsgraden i vattenreservoaren. Väderberoende elproduktion som vind- och solkraft är varken planerbar, flexibel eller uthållig.

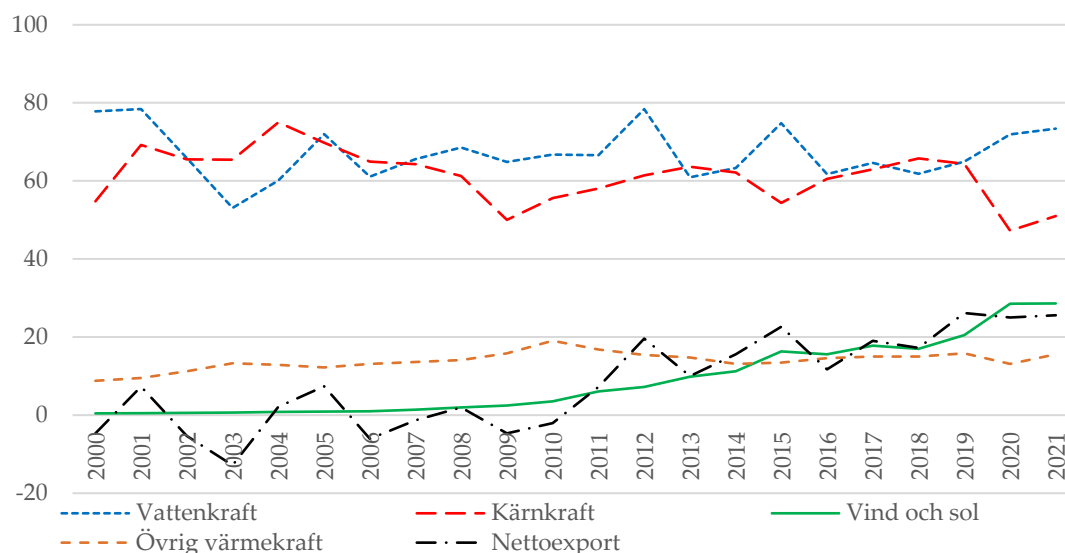
En ekonomiskt effektiv elförsörjning bygger ofta på att elen produceras med olika typer av kraftverk. Baskraften täcker den grundläggande elförbrukningen och produceras mest ekonomiskt av planerbara och uthålliga kraftverk med låga rörliga och höga fasta kostnader. Denna produktion behöver inte vara flexibel. Typexemplet är kärnkraft. Vind- och solkraft kan också räknas som baskraft eftersom den producerar med låga rörliga kostnader, även om elen från dessa energikällor inte är planerbar. Elförbrukningen i Norden är stabilt högre om vintern än om sommaren. Därför finns det behov av kraftverk som kan producera över längre perioder, men som även kan ställas av under perioder med låg elförbrukning utan att det blir för dyrt. Sådan elproduktion har typiskt högre rörlig och lägre fast kostnad än baskraften. Kolkraft är lämpad för att fånga upp säsongsmässig variation i elförbrukningen. Elförbrukningen varierar även på kort sikt. Toppkraften utgörs av sådan elproduktion som är flexibel och ekonomiskt effektiv att köra under korta intervall. Typexemplet är olje- och gaskraft som har hög rörlig kostnad och relativt låg fast kostnad. Vattenkraften är speciell eftersom den både täcker delar av den grundläggande efterfrågan (baskraft) och är tillräckligt flexibel för att hantera kortsiktiga svängningar i efterfrågan (toppkraft).

Figur 2 visar elproduktionen i Sverige fördelat på de viktigaste kraftslagen för varje år under perioden 2000–2021. Vattenkraft är den viktigaste energikällan och står för ungefär 44 procent av den svenska elproduktionen. Den uppvisar stora årliga variationer, bland annat därför att inflödet ändrar sig från år till år. Värme kraftverk är ett vitt begrepp som omfattar all elproduktion som använder bränsle för att producera elenergi med hjälp av värme.

¹ Se [fingrid.fi/en/grid/construction/aurora-line](https://www.fingrid.fi/en/grid/construction/aurora-line) för en beskrivning av Aurora Line och [svk.se/hansapowerbridge](https://www.svk.se/hansapowerbridge) för en beskrivning av Hansa Powerbridge.

Kärnkraften är den viktigaste och producerar ungefär 30 procent av Sveriges el, men har haft en trendmässig nergång sedan 2004 då de 11 dåvarande reaktorerna gemensamt producerade 75 terawattimmar (TWh) el.² Fem reaktorer har lagts ner sedan dess. Genomförda och planerade effekthöjningar i återstående reaktorer bidrar till att begränsa den totala effektminskningen något.³ Övrig värmekraft står för ungefär 5 procent av den årliga elproduktionen och består för det mesta av el producerad i fjärrvärmeverk och enstaka oljekraftverk. Det finns även gasturbiner, men dessa används mycket sällan.

Figur 2 Årlig produktion och nettoexport av el (TWh) i Sverige, 2000–2021



Källa: Statistikmyndigheten SCB (statistikdatabasen.scb.se)

Den mest anmärkningsvärda utvecklingen i figur 2 är ökningen i väderberoende elproduktion, särskilt vindkraft, sedan 2006. Sverige har gått från att vara självförsörjande på årsbasis (med viss variation) till att bli nettoexportör av el. Särskilt följer produktionen av vindkraft och nettoexporten varandra sedan 2011. För närvarande exporterar Sverige motsvarande hela sin vindkraftsproduktion på årsbasis.⁴

Sverige kan tyckas ha en ganska stabil elförsörjning eftersom hela den inhemska elförbrukningen täcks av planerbar elproduktion. Denna bild måste dock nyanseras. Historiskt har det mesta av den svenska elproduktionen bestått av storskalig vattenkraft i norr och kärnkraft i södra Sverige, kompletterat med fossilbaserad värmekraft i södra Sverige. Den nord-sydliga nätstrukturen som framgår av figur 1 speglar behovet av att transportera el producerad i norr till stora befolkningscentra längre söderut. Obalanser mellan lokal produktion och

² Utnyttjandet av kapaciteten i kärnkraften har uppvisat stor variation från år till år. Förbättrat utnyttjande av återstående kapacitet förklarar att produktionsrekordet inträffade efter att Barsebäck 1 lades ner 1999.

³ Forsmark 1 har nyligen höjt effekten med 100 MW. I jämförelse hade Ringhals 1 en effekt om 881 MW.

⁴ Den ökade vindkraftsproduktionen kan härledas till det särskilda stödet till förnybar elproduktion som infördes 2003. Se till exempel Sven-Olof Fridolfsson och Thomas Tangerås, A reexamination of renewable electricity policy in Sweden (*Energy Policy* 58, July, 57–63, 2013) för en beskrivning och analys av systemet med elcertifikat. Numera är stödet nästan försumbart. Anläggningar som togs i drift efter den 31 december 2021 har inte rätt till elcertifikat. Riksrevisionen, Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt uppbyggda (RiR 15, 2023) beskriver utvecklingen av systemet med elcertifikat.

förbrukning av el skapar ibland situationer då elnätet inte har tillräcklig kapacitet att överföra all den efterfrågade elproduktionen. För att ta hänsyn till dessa *flaskhalsar* är Sverige indelat i fyra elområden. När det uppstår flaskhalsar får varje elområde ett eget elpris för att förbättra den lokala balansen mellan utbud och efterfrågan på elbörsen. Figur 3 visar en geografisk beskrivning av indelningen i elområden i Norden och Baltikum. Danmark och Norge är indelade i två respektive fem elområden. Alla andra EU-länder, förutom Italien, utgör enskilda elområden med nationella elpriser.⁵

Figur 3 Karta över elområden i Norden och Baltikum 2022



Bild: Svenska kraftnät (svk.se)

Tabell 1 visar produktionen under 2022 för de viktigaste kraftslagen inom varje av de svenska elområdena, och anger även förbrukningen fördelat per elområde.⁶ De lokala obalanserna mellan produktion och förbrukning framgår tydligt. De två norra elområdena Luleå (SE1) och Sundsvall (SE2) hade gemensamt ett stort elöverskott om 60,7 TWh under 2022. De två södra elområdena Stockholm (SE3) och Malmö (SE4) hade gemensamt ett underskott av elproduktion om 15,8 TWh.

⁵ Luxemburg är ett specialfall och har samma pris som Tyskland. Nordirland har samma pris som Irland. Indelningen av Sverige i elområden skedde i slutet av 2011. Dessförinnan utgjorde Sverige ett enskilt elområde.

⁶ Produktionsdata från SvK anger inte industriell kraftvärme. Denna elproduktion uppgick exempelvis till 6,7 TWh under 2021 enligt SCB.

Tabell 1 Elproduktion och förbrukning i TWh per elområde under 2022

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	22,4	38,6	7,5	1,0	69,5
Kärnkraft			50,1		50,1
Sol- och vindkraft	5,5	14,0	9,4	5,3	34,2
Övrig värmekraft	0,2	1,0	5,2	1,6	8,0
Totalt	28,1	53,6	72,2	7,9	161,8
Förbrukning (inkl. nätförluster)	9,1	11,9	74,5	21,4	116,9

Källa: Svenska kraftnät (svk.se)

Det finns stora regionala skillnader vad gäller produktionsmixen. SE1–SE3 har stora andelar planerbar elproduktion. All kärnkraft ligger i SE3. SE4 skiljer sig ut genom att det är ont om produktion. Dessutom kommer två tredjedelar av produktionen i SE4 från väderberoende kraftkällor, medan resten är vattenkraft och värmekraft.

Tabell 2 visar hur stor andel av olika typer av planerbar elproduktion som de största elbolagen ägde inom de enskilda svenska elområdena och totalt under 2018. Tabellen redovisar endast de företag som hade ägarandelar om minst 10 procent av den installerade kapaciteten för respektive kraftslag och elområde. Vattenfall är den största ägaren av vattenkraft i norra Sverige (SE1 och SE2) och av kärnkraft. Däremot hade andra bolag den största ägarportföljen av vattenkraft i södra Sverige under 2018, där Fortum hade mer än hälften i SE3 och Statkraft nästan två tredjedelar i SE4. Men eftersom den totala installerade kapaciteten är relativt liten i dessa två elområden, blir dessa två företags ägarandel på nationell nivå vad gäller vattenkraft relativt beskedlig. Övrig värmekraft är för det mesta lokaliserad till de två södra elområdena, där särskilt Sydkrafts ägarandel i SE4 sticker ut.

Tabell 2 Ägarfördelning planerbar elproduktion i procent av kapaciteten per elområde under 2018⁷

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft (MW)	5 371	8 165	2 190	244	15 970
Vattenfall	88 %	25 %	25 %		46 %
Fortum		27 %	59 %		22 %
Sydkraft		25 %		36 %	13 %
Statkraft				64 %	6 %
Kärnkraft (MW)			8 692		8 692
Vattenfall					57 %
Fortum					16 %
Sydkraft					26 %
Övrig värmekraft	65		1 628	1 128	2 821
Vattenfall			12 %		7 %
Fortu			27 %		16 %
Sydkraft	100 %			60 %	26 %

⁷ De angivna ägarandelarna är bearbetade data utifrån källmaterial till Farzad Hesamzadeh Moghimi med flera, Climate policy and strategic operations in a hydro-thermal power system (*The Energy Journal* 44(5), 67–93, 2023).

En intressant aspekt är hur den lokala ägarkoncentrationen är mycket mer snedfördelad inom de olika elområden än på nationell nivå. Notera till exempel att Sydkraft äger 56 procent av den samlade vattenkraften och värmekraften i SE4.

De olika kärnkraftverken är gemensamt ägda av två eller flera av de stora elbolagen. Forsmark ägs till 66 procent av Vattenfall och 10 procent av Sydkraft (som i sin tur ägs av det tyska energibolaget Uniper). Mellansvenska Kraftgruppen, som är ett konglomerat av kommunala elbolag, äger 24 procent av Forsmark. Oskarshamn ägs till 55 procent av Sydkraft och till 45 procent av Fortum. Ringhals ägs till 70 procent av Vattenfall och till 30 procent av Sydkraft.

Tabell 2 redovisar inte siffror för vindkraften eftersom denna inte är planerbar och därför svår att använda strategisk för att påverka elpriset. Dessutom är ägandet av vindkraft mycket fragmenterat. Någon form av koncentrerat ägande fanns i SE1 där E.ON ägde 36 procent av den installerade vindkraftskapaciteten och i SE2 där Statkraft ägde 26 procent av kapaciteten.⁸

⁸ Ibid.

3. Elmarknaden

Elmarknaden består av två huvuddelar. Den ena delen är den avreglerade och konkurrensutsatta marknaden för *handel* med el. Här bestämmer marknadspriserna hur mycket producenterna får i ersättning för den el de levererar, hur mycket konsumenterna betalar för den el de använder, och storleken på de handelsvinster som uppstår när el producerad i ett elområde säljs till ett högre pris i ett annat elområde. Den andra delen är den reglerade marknaden för *överföring* av el. Här bestämmer regleringsmyndigheten, Energimarknadsinspektionen, vilka tariffer nätföretagen får ta ut av sina kunder. Orsaken till den ekonomiska regleringen är kostnaden för att bygga konkurrerande infrastruktur som kraftigt försvårar konkurrensutsättning av elnäten.

Figur 4 Tre faser av elmarknaden

Fas 1	Fas 2	Fas 3
Terminsmarknaderna Pris- och volymsäkrar framtida inköp och försäljning. Kan handlas flera år innan leverans.	Dagen-före-marknaden Elbörsen bestämmer spotpriser på el för varje driftstimme och elområde påföljande dag.	Balansmarknaderna Säkerställer den fysiska balansen mellan produktion och förbrukning.

Denna rapport fokuserar helt på den avreglerade delen av elmarknaden, och då särskilt grossistmarknaden där elproducenterna säljer el direkt till elintensiv industri och andra stora konsumenter och till elhandlare som i sin tur säljer el till mindre slutkunder.⁹ Förenklat kan handeln med grossistel delas in i tre faser, vilka illustreras i figur 4.

3.1 Terminsmarknaderna

Den första fasen av handeln på elmarknaden utförs på terminsmarknaden där el köps och säljs viss tid innan leverans. Elhandlare kan ha behov av att binda kostnaden för sina planerade inköp av el för att minska sin exponering mot kortsiktiga ändringar i elpriset. Detta gäller särskilt för sådana elhandlare som har många kunder med fastprisavtal. Även elintensiv industri och andra stora elkonsumenter kan värdera möjligheterna att säkra elpriser och volymer för att ha kontroll på sina långsiktiga kostnader för elinköp. Elproducenter kan önska att säkra viss framtida försäljning för att garantera sina intäkter.

Terminsmarknaderna har utvecklats för att möta behovet av pris- och volymsäkring av förbrukning och produktion. Plattformer som *Nasdaq Commodities* organiserar handel av standardiserade kontrakt. Dessa har oftast en relativt kort löptid, från en månad till maximalt tre eller fem år. Kontrakten som handlas på *Nasdaq Commodities* är finansiella, vilket innebär att de inte innebär något åtagande om fysisk leverans av el från den ena parten till den andra.

⁹ Se Lars Bergman och Bo Diczfalusy, *Spänning på hög nivå – en ESO-rapport om elnätets roll för säkra elleveranser* (ESO-rapport nr 4, 2020) eller Erik Lundin och Magnus Söderberg, *Analys av priser och reglering på den svenska elnätmarknaden* (Forskningsrapport SNS, 2022) för studier av region- och lokalnäten och deras ekonomiska verksamhet.

Producenter och stora konsumenter kan även ingå bilaterala kontrakt direkt med varandra med längre tidshorisont. *Power Purchase Agreements* (PPA-avtal) har varit särskilt betydelsefulla för elmarknadens utveckling de senare åren. Ett PPA-avtal ingås normalt mellan ägaren till ett planerat vindkraftverk och en köpare som önskar prissäkra sin elförbrukning genom att särskilt finansiera förnybar elproduktion. PPA-avtal garanterar ett fast pris för en andel av elproduktionen över en del av anläggningens livshorisont. Sådana kontrakt är ofta en förutsättning för att få banklån som täcker investeringskostnaden för vindkraftverken. PPA-avtal och andra bilaterala avtal kan vara finansiella eller fysiska. Det senare fallet innebär ett åtagande om fysisk leverans av el.

3.2 Dagen-före-marknaden

Den största delen av elen som produceras i Norden säljs på *dagen-före-marknaden* där el-handelsföretag och elintensiv industri köper sin el från producenterna. De priser som hushållen betalar till elhandlarna för sin elförbrukning sätts vanligtvis med ett påslag på dagen-före-priset. Dagen-före-priset utgör även referenspris för de terminskontrakt som aktörerna på elmarknaden kan använda i fas 1 för att prissäkra sin produktion och förbrukning. Detta pris benämns även som *spotpriset* på el.

Marknadsaktörerna i Norden (förutom Island) och Baltikum handlar el dagen före på två konkurrerande elbörser. Den största heter *Nord Pool* och sålde 381,5 TWh el på dagen-före-marknaden under 2019. Detta utgjorde drygt 95 procent av produktionen i Norden och Baltikum det året.¹⁰ Konkurrenten *Epex Spot* öppnade för handel i juni 2020 och är än så länge mycket mindre än Nord Pool på den nordiska marknaden, mätt i omsatt volym.

På dagen-före-marknaden anger producenterna varje dag innan klockan tolv hur mycket el som de önskar att sälja till olika priser varje hel driftstimme under nästa dygn. Samtidigt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje driftstimme nästa dygn. Därefter skapas en utbudskurva för Norden för varje enskild timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud på Nord Pool och Epex Spot. En motsvarande efterfrågekurva skapas genom att summera alla köpbud för respektive timme.¹¹ *Systempriset* för gällande timme för Norden sätts till den nivå där det totala utbudet är lika med den totala efterfrågan på dagen-före-marknaden.

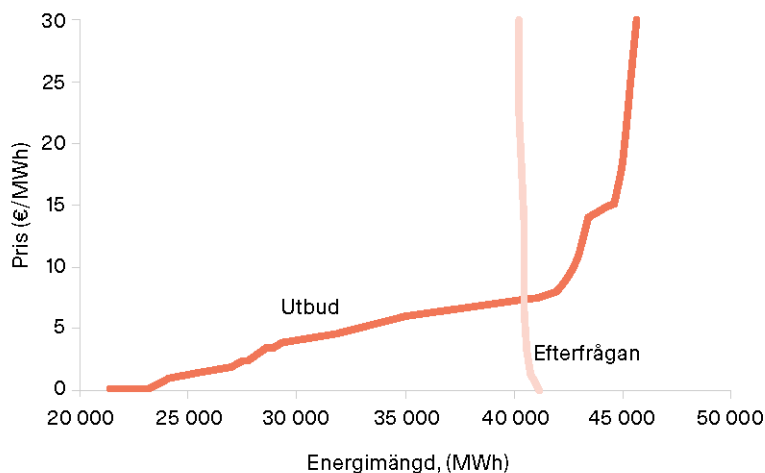
Figur 5 visar utbuds- och efterfrågekurvorna för driftstimme 14–15 den 5 maj 2020. Systempriset var 7,32 EUR/MWh, och totalt handlades 40 500 MWh el till systempriset den timmen. Bilden är representativ såtillvida att man kan dra två generella slutsatser om elmarknadens egenskaper på bakgrund av efterfråge- och utbudskurvorna. För det första är efterfrågan på dagen-före-marknaden mycket okänslig för prisändringar. Detta beror bland annat på att hushåll och andra små konsumenter har långsiktiga leveransavtal i stället för avtal baserade på timpriser. För det andra ökar utbudspriserna drastiskt när man närmar sig den maximala kapaciteten som bjuds in på marknaden. Den senare egenskapen innebär att små skift i

¹⁰ Handelsdata är från Nord Pool:s årsredovisning för 2019. Produktionsdata är från Nord Pool:s marknadsdata. Båda är tillgängliga på nordpoolgroup.com. Från och med 2020 ändrade Nord Pool hur de beräknar sina handelsdata. Numera summerar de försäljnings- och inköpsvolymen på deras enskilda marknader.

¹¹ För att få så hög effektivitet som möjligt klareras dagen-före-marknaden gemensamt i Europa med hjälp av algoritmen *Euphemia*. Se exempelvis nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf för en beskrivning av Euphemia.

efterfrågan eller utbudet kan ha relativt stora eller små effekter på dagen-före-priser beroende på om resurssituationen är ansträngd eller inte. Den första situationen kännetecknas av att efterfrågekurvan befinner sig långt till höger i figuren och den andra av att efterfrågekurvan är längre till vänster.

Figur 5 Utbuds- och efterfrågekurvor i Norden 5 maj 2020 kl. 14–15¹²



Systempriset är ett teoretiskt marknadspris som beräknas på en övergripande nordisk nivå. För att det även ska fungera som ett faktiskt marknadspris, förutsätter det att elnätet har tillräcklig kapacitet att transportera all el från där den produceras till där den efterfrågas. Ibland kan dock de regionala obalanserna mellan produktion och förbrukning bli så stora att elnätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera alla flöden som behövs för att balansera utbudet och efterfrågan till systempriset. Obalanser uppstår typiskt under timmar med hög efterfrågan då en ökning av elförbrukningen i storstadsområden som Malmö och Stockholm gör att behovet att överföra el överstiger nätets kapacitet. För att återspegla kapacitetsbrister i elnätet, beräknar marknaden även lokala elpriser. Figur 3 illustrerar denna indelning.

För att hantera de flaskhalsar som kapacitetsbristen i elnätet ger upphov till skapas ett enskilt elpris för varje elområde på dagen-före-marknaden. Genom att elpriset sjunker i elområden med överskott av elproduktion och ökar i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområdena medan utbudet ökar i de senare elområdena. Den förbättrade balansen mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde, minskar behovet av överföringskapacitet på marknaden. Områdespriserna ändras tills flödena av el matchar kapaciteten att överföra el i transmissionsnätet. Elpriset i ett exportområde ges därmed av den nivån där utbudet inom elområdet är lika med efterfrågan inom området plus exportkapaciteten från området. I ett importområde ges elpriset av den nivån där efterfrågan inom elområdet är lika med utbudet inom området plus importkapaciteten till området.

¹² Figuren är kopierad från Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås, En teknikneutral elmarknad – med en effektiv marknadsdesign och nättariffstruktur (SNS forskningsrapport, 2023b).

Alla inköp inom ett enskilt elområde betalar det lokala elområdespriset och all försäljning inom samma elområde ersätts med det lokala elområdespriset. Det är ägarna av överföringsförbindelserna mellan de två elområdena som tjänar på prisskillnaderna vid flaskhalsar i elnätet. *Flaskhalsintäkten* mellan två elområden beräknas som prisskillnaden multiplicerat med handeln mellan de två områdena.¹³

3.3 Balansmarknaderna

Mängden el som matas in på nätet måste hela tiden och överallt motsvara den faktiska elförbrukningen för att undvika kostsamma störningar och avbrott i elsystemet. En ökning i förbrukningen relativt produktionen märks genom att frekvensen i elsystemet sjunker. Omvänt ökar frekvensen om produktionen ökar jämfört med förbrukningen.

I Sverige har Svenska kraftnät det övergripande ansvaret för att bibehålla systemfrekvensen vid 50 hertz (Hz). För att förenkla denna uppgift finns det regler som ska säkerställa att elbolagen har ekonomiskt egenintresse att uppnå balans mellan mängden el de säljer och mängden de producerar för varje driftstimme och inom varje elområde. Motsvarande har elhandlare och industriella konsumenter intresse att uppnå balans mellan den el de köper och den de använder, till följd av dessa regler. Kortfattat måste varje företag med *balansansvar* betala en avgift till Svenska kraftnät i den mån som man bidrar till att skapa eller förvärva en befintlig obalans.¹⁴ För att mäta en sådan obalans jämför Svenska kraftnät den faktiska nettoförbrukningen inom elområdet och under driftstimmen för de företag som den balansansvariga representerar, med de samlade nettoinköp som dessa företag har gjort på dagen-före- och intradagsmarknaden samt deras eventuella långsiktiga fysiska leveransavtal.

Det finns olika marknader där företag kan balansera sina positioner. En av dessa är elbörsens (Nord Pool eller Epex Spot) *intradagsmarknad*. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före-marknaden har stängt och stänger 60 minuter innan driftstimmen. Intradagsmarknaden fungerar ungefär som en aktiemarknad där företag lägger köp- och säljbud som matchas löpande. Intradagsmarknaden följer dagen-före-marknadens indelning i elområden.

Svenska kraftnät hanterar en rad egna marknader för balanskraft. Den största av dessa mätt i volym är den manuella frekvensåterställningsreserven (mFRR) som normalt kallas *reglerkraftmarknaden*. De olika marknaderna för balanskraft skiljer sig åt vad gäller kraven för hur snabbt kapaciteten måste kunna aktiveras. På reglerkraftmarknaden är kravet att produktion ska kunna startas inom femton minuter efter att Svenska kraftnät har begärt aktivering.¹⁵ Budgivningen till reglerkraftmarknaden stänger 45 minuter innan driftsstimmen, och fungerar på ett liknande sätt som dagen-före-marknaden. Aktörerna lägger bud för hur mycket som de önskar i ersättning för att öka sin produktion (uppreglera) eller är villiga att betala för att minska sin produktion (nedreglera) inom gällande driftstimme. Även flexibel

¹³ Svk benämner flaskhalsintäkter som kapacitetsavgifter. I EU:s regelverk benämns de som intäkter från överbelastning.

¹⁴ Det finns ungefär 40 balansansvariga parter på den svenska elmarknaden, se mimer.svk.se/Company/Search.

¹⁵ Andra kortsiktiga marknader för reserver är *FFR* (1 sekund aktiveringstid), *FCR-Disturbance* (5–30 sekunder), *FCR-Normal* (1–3 minuter) och *aFRR* (2 minuter). Se Holmberg och Tangerås, En teknikneutral elmarknad – med en effektiv marknadsdesign och nättariffstruktur, för en detaljerad beskrivning och analys av dessa marknader och andra stödtjänster.

elförbrukning kan delta på reglerkraftmarknaden genom motsvarande upp-och ned-regleringsbud. Svenska kraftnät avropar sedan de lägsta buden först för att täcka behovet för upp- eller nedreglering inom driftstimmen. Även marknaderna för balanskraft följer dagen-före-marknadens indelning i elområden.

Balansmarknaderna är än så länge mycket mindre än dagen-före-marknaden. Under 2019 uppgick handeln på Nord Pool:s nordisk-baltiska intradagsmarknad till 15,8 TWh jämfört med 381,5 TWh på dagen-före-marknaden.¹⁶ Under 2021 uppgick den totala handlade volymen på den nordiska reglerkraftmarknaden till 5,4 TWh.¹⁷ Det kortsiktiga regleringsbehovet av elsystemet kommer sannolikt öka till följd av ökningen i väderberoende elproduktion som vind- och solkraft. Svenska kraftnät bedömer att omsättningen på marknaderna för balanskraft inom de närmsta åren kommer att öka från 500 miljoner kronor per år under 2017 till tre miljarder under 2025.¹⁸

¹⁶ Handelsdata är från Nord Pool:s årsredovisning för 2019, tillgänglig på nordpoolgroup.com.

¹⁷ Data är från nordpoolgroup.com.

¹⁸ Se pressmeddelandet "Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt" den 1 februari 2021, svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt---3292104, hämtat 23 september 2023.

4. Drivkrafterna att utnyttja marknadsmakt på elbörsen

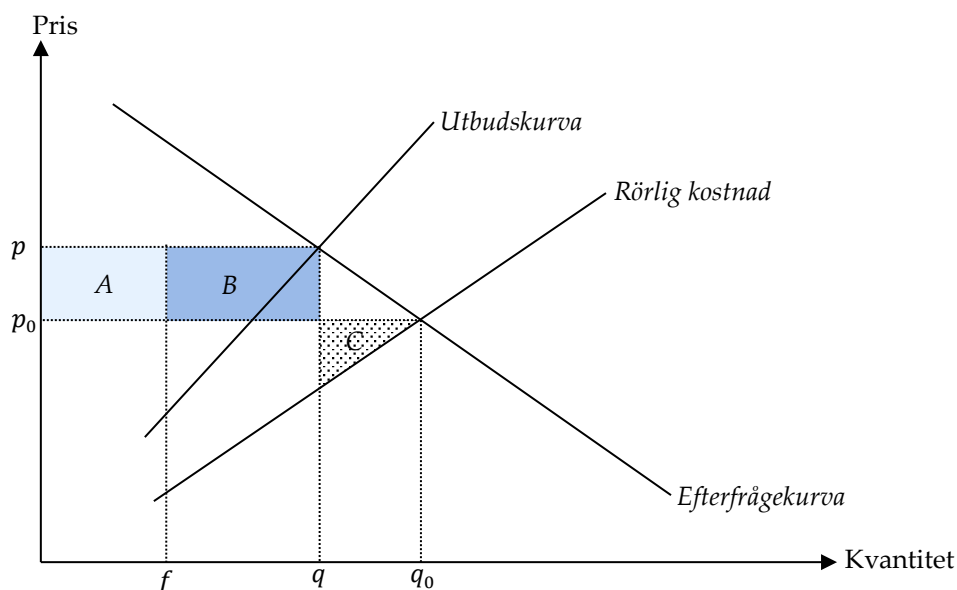
På en elmarknad med fullständig konkurrens täcker priset den rörliga kostnaden för att producera den marginella konsumerade enheten, och det finns inte billigare el att tillgå. Ingen el säljs till överpris och ingen el produceras med förlust. På en konkurrensmässig dagen-före-marknad skickar varje konsument en efterfrågekurva till elbörsen som anger den marginella betalningsviljan för el. Den individuella utbudskurvan utgör i sin tur varje enskild producers rörliga produktionskostnad. Under sådana omständigheter skulle det beräknade systempriset i figur 5 utgöra det konkurrensmässiga marknadspriset på dagen-före-marknaden i avsaknad av överföringsbegränsningar i det nordiska elsystemet.

Däremot är det inte alltid i marknadsaktörernas ekonomiska intresse att bete sig konkurrensmässigt. Detta kapitel diskuterar incitamenten att utnyttja marknadsmakt på *kort sikt*, alltså givet företagets befintliga produktionskapacitet och den tillgängliga kapaciteten i elnätet. På längre sikt måste man ta hänsyn till företagets incitament att investera i ny kapacitet eller att lägga ner befintlig kapacitet. Analysen i detta kapitel fokuserar på *unilateralt* utövande av marknadsmakt. Kollektiv marknadsmakt handlar om att företagen samarbetar för att gemensamt öka sin vinst. Kapitlet diskuterar även metoder för hur man kan skatta huruvida företag utnyttjar kortsiktig, unilateral marknadsmakt.

4.1 Utnyttjande av marknadsmakt i teorin

Genom att bjuda in sin kapacitet på marknaden till ett pris över den rörliga produktionskostnaden, kan ett elbolag göra övervinster på den delen av kapaciteten som säljs på marknaden. Förlusten av ett högre pris är att företaget säljer mindre än vad som annars skulle ha varit fallet.

Figur 6 Utövande av marknadsmakt på dagen-före-marknaden



Figur 6 illustrerar företagets avvägning i ett efterfråge- och utbudsviagram. Den horisontella axeln i figuren anger kvantiteten som företaget säljer och den vertikala axeln ger priset på elbörsen. Efterfrågekurvan visar den efterfrågan som företaget möter på dagen-före-marknaden i ett visst elområde under en viss timme. Den individuella efterfrågekurvan beräknas som den totala efterfrågan inom elområdet gällande timme minus konkurrenternas utbudskurvor. Om företaget skickar in en utbudskurva till elbörsen som motsvarar företagets rörliga kostnad, uppstår jämviktspriset vid p_0 och företagets försäljning uppgår till q_0 i jämvikt där utbud möter efterfrågan. Genom att företaget i stället skickar in en högre utbudskurva, ökar jämviktspriset till p , medan företaget säljer den lägre kvantiteten q . Vinsten för företaget av att utnyttja marknadsstyrka på detta sätt är att det kan sälja kvantiteten q till priset p på elbörsen i stället för p_0 . Intäktsökningen till följd av det högre elpriset mäts i diagrammet som summan av den ljusa rektangeln A och den mörka rektangeln B . Företagets försäljning på elbörsen kommer dock sjunka från q_0 till q . Den ekonomiska förlusten utgörs av det prickiga området C som mäter skillnaden mellan priset och företagets rörliga kostnad eftersom företaget även gör en besparing genom att minska sin produktion. Företaget tjänar mera på att bjuda upp priset på sin produktion än att sannfärdigt bjuda in sin rörliga kostnad eftersom vinsten $A+B$ av ett högre pris är strängt större förlusten C av en lägre försäljning.

En alternativ strategi till att bjuda in elproduktionen till ett högre utbudspris än den rörliga kostnaden, är att hålla tillbaka kapacitet från marknaden. Exempelvis skulle företaget i figur 6 kunna bjuda in el till sin rörliga kostnad upp till kvantiteten q och ingen ytterligare kapacitet än så. Företaget skulle fortfarande sälja q MWh el till jämviktpriset p . Notera även att vinsten skulle bli den samma om företaget erbjöd kvantiteten q till priset noll per MWh. Att begränsa kapaciteten kan vara en attraktiv strategi jämfört med att inflatera företagets utbudskurvor, vilket vi återkommer till i avsnitt 5.1.

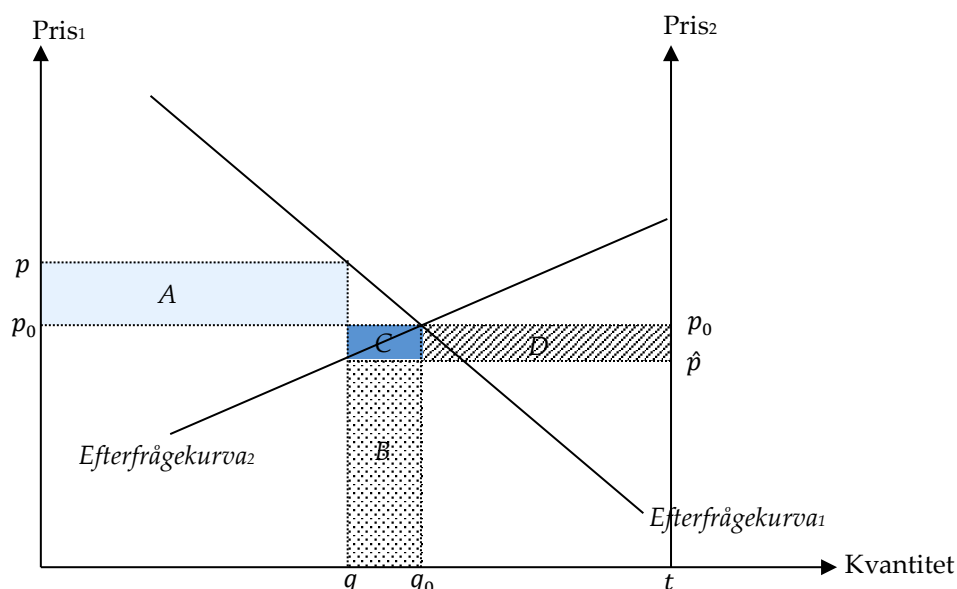
Som figur 2 visade, består en stor del av den svenska elproduktionen av vattenkraft. El producerad med vattenkraft har inga rörliga produktionskostnader. I stället uppstår en alternativkostnad som består av det förväntade värdet av att spara vattnet i reservoaren för framtida elproduktion. Detta *vattenvärde* beror på företagets förväntningar om den framtida elmarknaden. Det optimeringsproblem som ett vattenkraftverk måste lösa är hur mycket vatten som ska användas för produktion i dag och hur mycket som ska sparas för framtida bruk. Denna avvägning illustreras i badkarsdiagrammet nedan, figur 7.

I diagrammet har ägaren av vattenkraftverket till uppgift att fördela en given total kapacitet t över två påföljande driftstimmar. Försäljningen timme 1 mäts från vänster till höger på den horisontella axeln och från höger till vänster i timme 2. Priset under timme 1 ges på den vertikala axeln till vänster och under timme 2 på den vertikala axeln till höger. *Efterfrågekurva₁* anger från vänster till höger den individuella efterfrågan som företaget möter på elbörsen timme 1, och *Efterfrågekurva₂* anger från höger till vänster den individuella efterfrågan som företaget möter under timme 2, båda som sjunkande funktioner av priset.

På en konkurrensmässig marknad tar företaget priset för givet och fördelar så mycket av vattenkraften som möjligt till timmen med det högsta priset. I figuren pågår omfördelningen av vattenkraft till den punkt där elpriset är detsamma i båda marknaderna och lika med p_0 . Företaget producerar således q_0 i timme 1 och $t - q_0$ i timme 2. Därav följer att systematiska prisskillnader mellan två påföljande timmar kan uppstå på en konkurrensmässig elmarknad med vattenkraft endast om det finns begränsningar i produktionen som gör det omöjligt att flytta ytterligare vattenkraft från lågpris- till högpristimmen.

Antag i stället att företaget utövar marknads-makt och därför tar hänsyn till effekterna på priset när man beslutar hur mycket produktion man ska erbjuda marknaden. Genom att minska försäljningen i timme 1 till nivån q ökar elpriset till p den timmen. Ökningen i omsättning som följer av det högre priset ges av den ljusa rektangeln A . Minskningen i omsättning till följd av den lägre försäljningen ges av den prickiga rektangeln B plus den mörkare rektangeln C . Produktionsökningen från $t - q_0$ till $t - q$ i timme 2 minskar elpriset från p_0 till \hat{p} den timmen. Den ökade försäljningen ökar omsättningen motsvarande den prickiga rektangeln B under timme 2. Det lägre priset minskar omsättningen motsvarande den randiga rektangeln D under samma timme. Nettoeffekten av att allokera en större andel av produktionen från timme 1 till timme 2 är en nettoökning av omsättningen lika med $A-C-D$. Ett företag som äger vattenkraft tjänar på att minska försäljningen i drifttimmar då priset reagerar mycket på försäljningen och att öka försäljningen motsvarande i timmar då priset är mindre känsligt för försäljningen. Ofta innebär detta att utbudet minskar i timmar med hög efterfrågan och ökar i timmar med låg efterfrågan. Utövandet av marknads-makt kan på så sätt både öka prisskillnaderna på marknaden och förvärra situationer med resursbrist.

Figur 7 Utövande av marknads-makt med vattenkraft



Företagets vinstmaximerande bud på dagen-före-marknaden under en viss driftstimme ges av den nivå där den marginella intäktsökningen av ett högre elpris under timmen precis motsvarar den marginella förlusten av att försäljningen sjunker under timmen. Matematiskt kan man formulera detta jämviktstvillkor som

$$p - c(q) = \frac{1}{-D_p(p)}(q - f)\alpha. \quad (1)$$

Vänsterledet mäter skillnaden mellan jämviktspriset p och företagets rörliga kostnad (eller alternativkostnad) $c(q)$ givet företagets försäljning q . Ju större är skillnaden mellan priset och den rörliga kostnaden desto mer marknads-makt utnyttjar företaget. Skillnaden är noll på en konkurrens-mässig marknad. Högerledet i ekvationen mäter företagets incitament att utnyttja marknads-makt och utgörs av tre olika komponenter. Uttrycket $D_p(p)$ utgör pris-

känsligheten i efterfrågan, mätt som (den negativa) lutningen av den individuella efterfrågekurvan $D(p)$ som möter företaget på elbörsen. Ju brantare denna lutning är desto mer kan företaget höja priset utan att förlora särskilt mycket i försäljning. Uttrycket $q - f$ mäter skillnaden mellan företagets försäljning q på dagen-före-marknaden och kvantiteten f som man har sålt i förväg på termin eller direkt till företagets slutkunder. Ju större andel av den totala försäljningen man har sålt på termin desto mindre tjänar företaget på att utnyttja marknads-makt. I figur 6 får företaget endast intäktsökningen B i stället för $A+B$ av prisökningen på dagen-före-marknaden om företaget redan har sålt kvantiteten f innan. Den sista variabeln α i jämvikt villkor (1) är en organisationsparameter som mäter i vilken utsträckning som företagets målsättning är att maximera sin vinst. Ett privat vinstdrivande företag har en organisationsparameter lika med 1. Men andra aktörer, som till exempel offentligt ägda elbolag, kan ha andra målsättningar än att endast göra vinst. Ett alternativt mål att öka försäljningen för att driva ner elpriset skulle ge α under 1. Därmed skulle bolaget utnyttja mindre marknadsmakt, även om det vore relativt enkelt att höja elpriset på grund av en brant efterfrågan och företaget inte hade sålt någon större mängd el på termin.

4.2 Hur skattar man marknadsmakt?

Utifrån jämvikt villkor (1) kan man utveckla strategier för att skatta utnyttjande av marknadsmakt på elmarknaden. Den enklaste metoden är om man har data för företagens rörliga kostnader. Då kan man beräkna vänsterledet i (1) direkt genom att jämföra elpriset med den rörliga kostnaden. Sådana data är ibland tillgängliga för elmarknader som främst förlitar sig på värmekraft för sin elförsörjning. Varje anläggning för värmekraft är definierad utifrån sin termiska omräkningsfaktor (heat-rate) som är ett tekniskt mått på hur många enheter elektrisk energi som anläggningen kan producera för varje enhet bränsle som den förbrukar. Utifrån tekniska data från de olika värmekraftverken och inköpskostnaderna för fossila bränslen kan man konstruera diagram över den rörliga kostnaden för att producera el på företags- eller industrinivå. Studier av elmarknader i Storbritannien, Kalifornien och Belgien skattar marknadsmakt enligt denna metod.¹⁹ Alla dessa hittar elpriser som ligger signifikant över den skattade rörliga produktionskostnaden.

Marknadsmakt innebär att elen säljs dyrare än den lägsta kostnaden för att producera den. Det grundläggande problemet är att utomstående sällan känner till denna kostnad. En felkälla är att det finns uppstartskostnader för olika anläggningar som inte fångas av tillgängliga tekniska data. En annan är att man inte har tillförlitlig information om anläggningarnas faktiska produktionskapacitet. Som vi såg ovan, kan företag utöva marknadsmakt även om de sannfärdigt bjuder in sin rörliga produktionskostnad genom att de i stället håller tillbaka annan produktionskapacitet från marknaden. En tredje orsak, som är särskilt relevant för den nordiska elmarknaden, är att elförsörjningen fundamentalt bygger på andra energikällor än just värmekraft. I Sverige produceras nästan hälften av all el med vattenkraft som inte har någon rörlig produktionskostnad, utan en alternativkostnad.

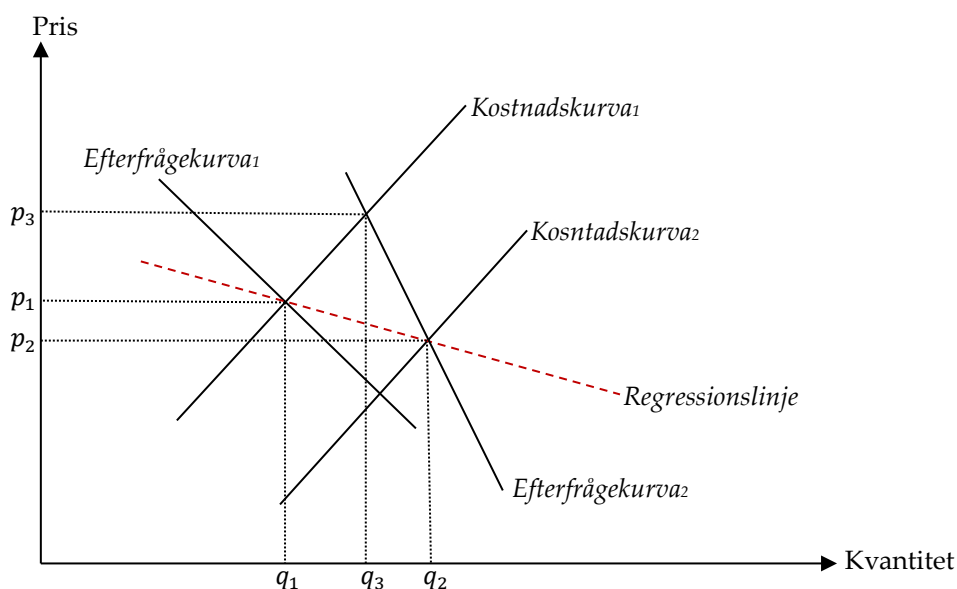
¹⁹ För en studie av elmarknaden i Storbritannien se Catherine Wolfram, Measuring duopoly power in the British electricity spot market (*American Economic Review* 89(4), September, 805–826, 1999). Studien av elmarknaden i Kalifornien är Severin Borenstein med flera, Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market (*American Economic Review* 92(5), December, 1376–1405, 2002). Elmarknaden i Belgien analyseras av Charlotte De Cannière, Market integration and market efficiency: Evidence from transmission constraints in the Belgian electricity sector (Opublicerat manuskript, KU Leuven, 2022).

Utan information om företagens rörliga kostnader kan man i stället utgå från faktorer i högerledet i jämviktsrelationen (1) och se hur dessa påverkar priset. På en marknad med fullständig konkurrens ska de inte ha någon systematisk effekt alls. Denna ansats har med framgång använts till att skatta konkurrensen på elmarknaden exempelvis på Nya Zeeland, i Colombia och på den iberiska halvön.²⁰ Hur tillförlitligt man kan mäta högerledet i (1), beror bland annat på hur detaljerad information som man har tillgång till. Det har generellt varit mycket svårare att få detaljerade data från den nordiska marknaden än många andra elmarknader i Europa och på annat håll. En viktig historisk orsak har varit att elbörsen Nord Pool inte medgivit tillgång exempelvis till annan budgivningsdata än på systemnivå. Numera samlar den europeiska energibyrån ACER in data från elbörserna i hela EU, men inte heller dessa data är tillgängliga i forskningssyfte. I jämviktsvillkor (1) är det således bara elpriset i vänsterledet som är allmänt tillgängligt på den nordiska marknaden.

4.3 Metodmässiga utmaningar

Även med data över priskänsligheten i efterfrågan, de enskilda företagens försäljning och terminspositioner, är det fortfarande en utmaning att skatta i vilken grad som företagen utnyttjar marknadsmakt. Särskilda ekonometriska problem uppstår till följd av att elpriset och företagens försäljning bestäms simultant av jämvikten på elbörsen. Till följd av denna *endogenitet* uppstår ett *identifikationsproblem* som förvårar att skilja mellan vanliga prisseffekter och sådana som beror på konkurrensen. Ordinär regressionsanalys ger felaktiga skattningar av marknadskoefficienterna.

Figur 8 Skattningar på en marknad med fullständig konkurrens



²⁰ För studien av elmarknaden i Nya Zeeland, se Shaun D. McRae och Frank A. Wolak, How do firms exercise unilateral market power? Evidence from a bid-based wholesale electricity market (I: Eric Brousseau och Jean-Michel Glachant (reds.) *The Manufacturing of Markets. Legal, Political and Economics Dynamics*, Cambridge University Press, 390–420, 2014). Shaun D. McRae och Frank A. Wolak. Market power in a hydro-dominated wholesale electricity market, (Opublicerat manuskript, Stanford University, 2017) analyserar elmarknaden i Colombia. Studien av den iberiska elmarknaden genomfördes av Koichiro Ito och Mar Reguant, Sequential markets, market power and arbitrage (*American Economic Review*, 106(7), 1921–1957, 2016).

Figur 8 illustrerar ett klassiskt identifikationsproblem på en marknad med fullständig konkurrens. Anta att man mot bakgrund av elpriser och individuella försäljningsdata önskar skatta ett företags kostnadskurva. Låt för enkelhets skull data bestå av två par kvantitets- och prisobservationer. *Kostnadskurva₁* och *Efterfrågekurva₁* ger försäljning q_1 till priset p_1 i jämvikt, medan q_2 och p_2 ges av skärningspunkten mellan *Kostnadskurva₂* och *Efterfrågekurva₂*. Ordinär regressionsanalys av de två datapunkterna skulle ge upphov till den streckade regressionslinjen i diagrammet, alltså en felaktigt skattad och negativt lutande kostnadskurva. Problemet är att simultana skift i den rörliga produktionskostnaden och efterfrågan har gett upphov till den observerade försäljningen och priserna på marknaden.

Ordinär regressionsanalys ger meningslösa resultat eftersom endogeniteten mellan priserna och försäljningen gör det omöjligt att skatta företagets rörliga kostnader endast baserat på kvantitets- och prisdata. Enklare skulle det vara om endast efterfrågekurvan rörde sig medan *Kostnadskurva₁* låg fast. Då skulle de två paren av observationer ges av (q_1, p_1) och (q_3, p_3) . I detta specialfall skulle ordinär regressionsanalys vara tillräcklig för att skatta företagets rörliga produktionskostnad. Den ekonometriska insikten är att så kallade instrumentvariabler räcker för att skatta kostnadskurvan. En instrumentvariabel är i detta sammanhang en observerbar variabel som har en direkt påverkan på efterfrågan på el, men utan något direktinflytande på den rörliga produktionskostnaden. Den enda påverkan som instrumentvariabeln har på företagets försäljning är indirekt genom hur elpriset ändrar sig. IV (Instrumentvariabel) metoden möjliggör att skatta företagets rörliga kostnad genom att utnyttja variationen i efterfrågan som följer av variationen i instrumentvariabeln och att man därigenom essentiellt sätt håller kostnadskurvan fast. På motsvarande sätt kan man skatta företagets efterfrågan på el med hjälp av instrumentvariabler som har en direkt påverkan på företagets rörliga produktionskostnad utan något direktinflytande över efterfrågan på el.

4.4 Är det olagligt att utnyttja marknadsmakt?

Den mest relevanta inhemska lagstiftningen är konkurrenslagen (2008:579). Vad gäller utnyttjande av unilateral marknadsmakt förbjuder lagen missbruk av dominerande ställning, till exempel att påtvinga någon oskäliga inköps- eller försäljningspriser eller att begränsa produktion eller marknader till nackdel för konsumenterna (2 kap. 7§). Det är dock tillåtet för företag som inte har dominerande ställning att utnyttja unilateral marknadsmakt. På europeisk nivå stipulerar fördraget om Europeiska unionens funktionssätt de grundläggande reglerna för handel och konkurrens som medlemsstaterna har att förhålla sig till. EUF-fördragets artikel 102 förbjuder missbruk av en dominerande ställning i den mån som det kan påverka handeln mellan medlemsstater.

Den så kallade Remit-förordningen (EU 1227/2011) anger specifika konkurrensregler för energimarknaderna som är striktare än reglerna i EUF-fördraget. Enligt förordningens artikel 5 är det förbjudet att bedriva otillbörlig marknadspåverkan på grossistmarknaderna för energi. Förbudet gäller oavsett om verksamheten har en dominerande ställning eller inte. Med otillbörlig marknadspåverkan avser förordningen agerande som "på ett konstlat sätt påverkar priserna att ligga på en nivå som inte motiveras av marknadskrafterna för tillgång och efterfrågan, inklusive den faktiska tillgången och kostnaderna för produktion, lagring och transportkapacitet samt efterfrågan". Otillbörlig marknadspåverkan omfattar bland

annat att "avsiktligt ge sken av att tillgången på produktionskapacitet för el eller naturgas eller tillgången på överföringskapacitet är en annan än den kapacitet som verkligen är tekniskt tillgänglig, om sådan information påverkar eller sannolikt kommer att påverka grossistenergiprodukternas pris". En rimlig tolkning är att Remit-förordningen innehåller förbud mot utnyttjande av unilateral marknadsstyrka på elmarknaden.

5. Marknadsmakt på den nordiska elmarknaden

Detta kapitel redovisar resultaten från nyare kvantitativ forskning om konkurrensen på den nordiska elmarknaden, det vill säga forskningsartiklar som publicerats sedan 2009. Dessa modernare studier undersöker antingen konkurrensfrågor som inte tidigare har studerats, använder sig av data för elmarknaden som tidigare inte har varit allmänt tillgängliga, eller bygger på nya kvantitativa metoder för att utvärdera konkurrensen på elmarknaden. Personliga synpunkter sammanfattas i en särskild paragraf benämnd "kommentarer".

År 2009 valdes som brytpunkt eftersom en tidigare artikel utvärderar forskningen åren dessförinnan.²¹ De redovisade studierna analyserar prisbildningen på den nordiska dagen-före-marknaden eftersom det är just denna marknad som har genererat störst intresse i forskningen. Det finns även enskilda studier av andra delar av elmarknaden, och som kort redovisas i kapitel 6. Översikten innehåller endast artiklar som är publicerade eller avser publikation i vetenskapliga facktidskrifter. Detta utesluter uppsatser på mastersnivå.

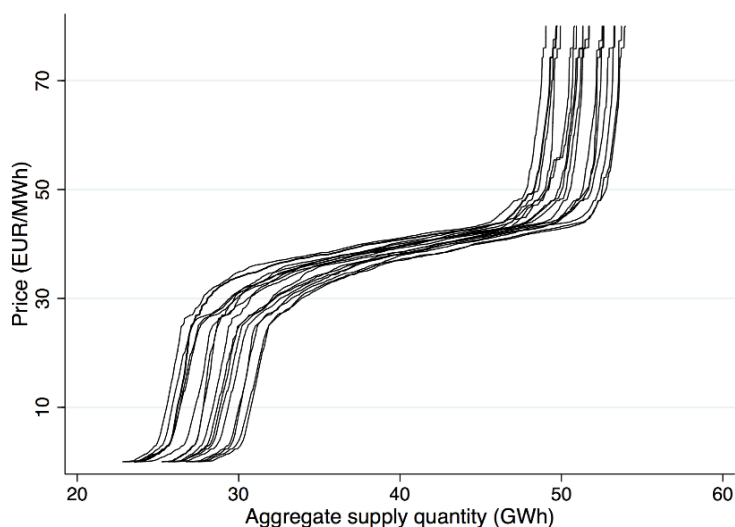
5.1 Håller företag tillbaka kapacitet från marknaden?

Erik Lundin och Thomas Tangerås har utvecklat en metod för att utvärdera konkurrensen på elmarknaden med utgångspunkten att man inte har data för företagets rörliga kostnader.²² Metoden bygger på att skatta hur högerledet i jämviktsvillkoret (1) påverkar elpriserna. En generell utmaning med en sådan ansats är att utomstående oftast inte har data över priskänsligheten i efterfrågan som företagen möter på marknaden. För att lösa detta problem utgår studien ifrån antagandet att företagen utnyttjar marknadsmakt genom att bjuda in en begränsad kapacitet till ett lågt pris i stället för att bjuda in hela sin kapacitet till överpris. Ett sådant beteende skulle ta sig uttryck som horisontella skift i utbudskurvorna på marknaden. Följande figur hämtat från deras studie uppvisar just ett sådant mönster.

²¹ Sven-Olof Fridolfsson och Thomas Tangerås, Market power in the Nordic electricity market: A survey of the empirical evidence (*Energy Policy* 37(9), September, 3681–3692, 2009).

²² Erik Lundin och Thomas P. Tangerås, Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool (*International Journal of Industrial Organization* 68, 102536, 2020).

Figur 9 Utbudskurvor på dagen-före-marknaden 1–7 mars, 2013



Innebörden av kvantitetskonkurrens är att alla producenter möter samma efterfrågelutning på marknaden. Denna kan man skatta utifrån aggregerade budkurvor som de i figur 9.

En annan utmaning med att kvantifiera högerledet i (1) är att utomstående sällan har data över företagens individuella försäljning q , hur mycket de har sålt på termin f , eller organisationsparametern α . Lundin och Tangerås angriper detta problem genom att anta att varje företag har linjärt ökande rörliga kostnader som i figur 6, och att alla företag har samma organisationskoefficient. Med dessa antaganden kan man skriva om jämviktsvillkor (1) som

$$Q = \beta_0 + \beta_1 p - \beta_2 P_Q(Q - F). \quad (2)$$

Variabeln Q mäter den totala försäljningen för alla företag med marknadsmakt, och F mäter hur mycket dessa företag totalt har sålt på termin. Sådana aggregerade data är lättare tillgängliga än data på företagsnivå. Variabeln P_Q i ekvation (2) mäter hur mycket priset sjunker när Q ökar.

Den kvantitativa analysen i artikeln bygger på timvisa data för den nordiska dagen-före-marknaden mellan 2011 och 2013. Som mått på Q används den totala kvantitet som alla företag bjuder in till ett systempris lika med noll, rensat för vindkraftsproduktion, medan F bygger på uppgifter från de stora bolagens årsredovisningar. Lutningen P_Q baseras på lutningen i utbudskurvan på systemnivå som i figur 5 och bygger på ett mått som utvecklats av Erik Lundin.²³

Ett ekonometriskt problem med att skatta koefficienterna i (2) är att försäljningen och elpriset bestäms simultant på elbörsen och att efterfrågelutningen samvarierar med elpriset. Som diskuterades i avsnitt 4.3, riskerar ordinär regressionsanalys att ge snedvridna resultat där man feltolkar de skattade koefficienterna som utövande av marknadsmakt. För att säkerställa tillförlitliga resultat och rensa för endogenitet använder studien metoden med instrumentvariabler som också beskrevs i avsnitt 4.3. Lundin och Tangerås använder två

²³ Erik Lundin, Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden (*Journal of Industrial Economics* 69(3), 485–536, 2021). Denna artikel diskuteras i avsnitt 5.3.

instrumentvariabler: prognoser över förväntad efterfrågan och prognoser över förväntad vindkraftsproduktion. Sådana prognoser har en direkt effekt på elpriserna och lutningen på efterfrågekurvorna, men det är inte troligt att den omvända relationen gäller eftersom prognoserna bland annat bygger på vädervariabler som förväntade utetemperaturer och vindhastigheter. För att metoden ska kunna identifiera marknadsmakt måste det även gälla att dessa prognoser inte har någon *direkt* effekt på de kvantiteter som företag med marknadsmakt säljer på elbörsen. Alla sådana effekter uppstår i stället *indirekt* genom elpriset och lutningen på efterfrågekurvan.

Analysresultaten visar för det första att den skattade koefficienten β_1 är positiv och statistiskt signifikant. Ett högre systempris är alltså förenat med att företag med marknadsmakt säljer större volymer på dagen-före-marknaden. Mer intressant är att den skattade koefficienten β_2 är negativ och signifikant. Detta innebär att dessa företags försäljning på dagen-före-marknaden tenderar minska när priset av att hålla tillbaka försäljning är starkare. En sådan effekt är förenlig med utövande av marknadsmakt, men uppstår inte under fullständig konkurrens. Baserat på resultaten i studien kan man alltså förkasta nollhypotesen $\beta_2 = 0$ om fullständig konkurrens.

Den strukturella modellen och de skattade koefficienterna möjliggör att kvantifiera graden av marknadsmakt på den nordiska elmarknaden. Ett vanligt mått på konkurrensen är det så kallade Lernerindexet som mäter avvikelsen mellan pris och rörlig kostnad i procent av priset, nämligen

$$\frac{p-c(q)}{p} \times 100 = 4 \%. \quad (3)$$

Utnyttjandet av marknadsmakt gav prisökningar på i genomsnitt fyra procent på dagen-före-marknaden mellan 2011 och 2013 baserat på resultaten i Lundin och Tangerås artikel.

Den grundläggande analysen innehåller flera faktorer som fordrar ytterligare undersökning. För det första finns ett teoretiskt antagande om att företagen har linjärt ökande rörliga kostnader. Lundin och Tangerås provar även icke-linjära specifikationer utan att det påverkar slutsatserna i någon större grad. För det andra bygger analysen på uppskattningar av företagens positioner på terminsmarknaden. Företagen anger i sina årsredovisningar mål om att täcka 70–80 procent av produktionen med terminskontrakt. Sensitivitetsanalys visar att det beräknade Lernerindexet är känsligt för storleken på dessa positioner.

Kommentarer: För en del företag på elmarknaden är de specificerade antaganden om företagens rörliga kostnader sannolikt dåliga beskrivningar av verkligheten. Särskilda uppstarts-kostnader för värmekraftanläggningar gör att ett företags produktionskostnader kan öka betydligt även om produktionen ökar ganska lite. Dessutom kan det finnas kostnader av att ändra produktionen i ett kraftverk från en driftstimme till den nästa som gör att den rörliga produktionskostnaden blir icke-linjär. Begränsningar finns exempelvis vad gäller vattenkraftverks möjligheter att snabbt öka och minska produktionen. Studier har visat att de skattade koefficienterna av marknadsmakt riskerar bli snedvridna om man inte tar korrekt hänsyn till sådana dynamiska effekter.²⁴ Man kan inte heller direkt observera hur mycket som företagen med marknadsmakt säljer på elbörsen. Dessutom kan man i nuläget endast tillämpa metoden på övergripande systemnivå eftersom budkurvor på elområdesnivå inte är tillgängliga för utomstående. Av tabell 2 framgår att marknadskoncentrationen är mycket

²⁴ Se till exempel Mar Reguant, Complementary bidding mechanisms and startup costs in electricity markets (*Review of Economics Studies* 81(4), 1708–1742, 2014).

högre i SE4 än för Sverige som helhet. Detta betyder att lokal marknads-makt som uppstår när det finns flaskhalsar i elnätet kan vara ett stort problem även om utnyttjandet av marknads-makt förfaller varat begränsat baserat på samlade data för hela den nordiska marknaden.

Per Hjerstrand och Thomas Tangerås har nyligen utvecklat en metod för att undersöka konkurrensen på den nordiska elmarknaden som bygger på mer generella antaganden än metoden i Lundin och Tangerås.²⁵ Till grund för deras alternativa metod ligger endast ett antagande om att företagens kostnader ökar när de producerar mera el. För det andra bygger metoden på att man endast har tillgång till aggregerade data över elpriser och försäljningen från elbörsen. Detta sista antagande gör bland annat att man kan tillämpa metoden på elområdesnivå.

Hjerstrand och Tangerås utvecklar ett nödvändigt och tillräckligt villkor för att testa om de priser och kvantiteter som man observerar på elmarknaden är förenliga med fullständig konkurrens. Villkoret är att producenternas försäljning är högre när priset är högre. Detta samband är även känt som lagen om utbud. Formellt kan man beskriva detta villkor som

$$(p - \hat{p})(q - \hat{q}) \geq 0 \tag{4}$$

där (p, q) och (\hat{p}, \hat{q}) anger marknadspris och försäljning för två olika driftstimmar.

Den kvantitativa analysen använder timvisa data från dagen-före-marknaden mellan 2012 och 2022 för varje av de fyra svenska elområdena. För att testvillkoret ska vara giltigt måste varje enskilt företag ha samma kostnadsfunktion för alla timmarna som undersöks. Hjerstrand och Tangerås utför därför separata test för varje enskilt dygn och elområde under mätperioden. Priserna och försäljningen inom ett visst elområde under ett givet dygn var förenliga med fullständig konkurrens i elområdet det dygnet om och endast om försäljningen i elområdet var högre under timmar med högre än med lägre områdespriser. Varje dygn innehåller 276 sådana parvisa jämförelser för varje elområde.

I princip måste testvillkoret vara uppfyllt för varje av de 276 jämförelserna för att fullständig konkurrens ska kunna råda under dygnet. Ett sådant villkor vore dock för hårt eftersom det inte tillåter företagen att göra några missbedömningar av riktningen på elprisskillnaderna när de lägger sina bud på elbörsen. Hjerstrand och Tangerås utvecklar därför ett mått på hur mycket priserna skulle behöva förändras för att uppfylla testvillkoret. Ju närmare måttet ligger noll i ett givet elområde för ett givet dygn desto bättre uppfyller priserna och försäljningen på elbörsen villkoren för fullständig konkurrens i just det elområdet under just det dygnet. Man kan därefter summera över alla dygnen från och med 2012 till och med 2022 för att beräkna ett genomsnittligt mått för varje av de fyra svenska elområdena. Tabell 3 visar de beräknade genomsnitten. Den första raden bygger enbart på pris-och försäljningsdata, medan den andra raden även tar hänsyn till prognoser över vindkraften för att kontrollera för osäkerhet i den tillgängliga produktionskapaciteten.

Tabell 3 Testresultat för prisskillnader på dagen-före-marknaden under 2012–2022

	SE1	SE2	SE3	SE4
Standard	0,002	0,002	0,002	0,035
Variabel kapacitet	0,002	0,001	0,002	0,021

²⁵ Per Hjerstrand och Thomas Tangerås. Non-parametric tests for perfect competition - with an application to the Nordic-Baltic wholesale electricity market (Opublicerat manuskript, IFN, 2023).

Analysresultaten visar att priserna och försäljningen på dagen-före-marknaden i genomsnitt låg mycket nära vad som kan sägas vara förenligt med fullständig konkurrens i elområde Luleå (SE1), Sundsvall (SE2) och Stockholm (SE3), se figur 3 för en karta. Däremot avviker elområde Malmö (SE4) från mönstret. Dessa avvikelser kan bero på ofullständig konkurrens särskilt på grund av den höga lokala ägarkoncentrationen av produktionskapacitet i elområdet som redovisades i tabell 2.

Kommentarer: Den metod som Hjerstrand och Tangerås utvecklat har särskilt två svagheter. För det första finns en risk att man inte upptäcker marknadsmakt även om företagen betar sig strategiskt för att höja priserna. För det andra går det inte att kvantifiera utnyttjandet av marknadsmakt i de fall där testet förkastar nollhypotesen om fullständig konkurrens. Dessutom utgör måttet inte något statistiskt test för att beräkna sannolikheter för att marknaderna betar sig på ett sätt som är i strid med fullständig konkurrens. Skarpare test eller fördjupad analys fordrar antingen att man lägger mer struktur på det teoretiska ramverket eller att man har tillgång till mer detaljerade data.

5.2 Utnyttjar företag marknadsmakt i vattenkraften?

Thomas Tangerås och Johannes Mauritzen har utvecklat en teoretisk modell för att studera elmarknader med stor andel vattenkraft.²⁶ Det teoretiska bidraget är att modellen tar hänsyn till att företag som äger vattenkraft även kan delta på andra marknader än dagen-före-marknaden. Till exempel kan man sälja el på intradags- eller reglerkraftmarknaden om detta är lönsamt. Företagen utnyttjar marknadsmakt genom hur de fördelar sin produktion över tid och mellan olika marknader. Det förväntade värdet av att delta på dessa andra marknader utgör företagets vattenvärde på dagen-före-marknaden. Man kan därför testa för marknadsmakt genom att undersöka elprisskillnaderna mellan olika marknader.

För det första visar Tangerås och Mauritzen att man kan byta ut uttrycket $c(q)$ för företagets vattenvärde i jämviktsvillkor (1) med *morgondagens* pris på intradagsmarknaden eller reglerkraftmarknaden. Man kan därefter undersöka om lutningen på efterfrågan på dagen-före-marknaden har någon systematisk effekt på denna prisskillnad. På en marknad med fullständig konkurrens ska effekten vara noll. Formellt kan man skriva

$$p - r = \beta_1 - \beta_2 P_Q. \quad (5)$$

Vänsterledet i denna ekvation mäter skillnaden mellan priset p på dagen-före-marknaden och elpriset r på intradagsmarknaden eller reglerkraftmarknaden följande dag för samma leveranstimme som försäljningen på dagen-före-marknaden avser. Nollhypotesen om fullständig konkurrens innebär att $\beta_2 = 0$.

Tangerås och Mauritzen visar också att ett företag som äger vattenkraft ökar sin produktion från en dag till nästa på en marknad med fullständig konkurrens om priset på dagen-före-marknaden är högre än *dagens* pris på intradagsmarknaden eller reglerkraftmarknaden. Detta resultat är intuitivt eftersom dagens pris mäter hur mycket företaget tjänar på att sälja el idag och dagen-före-priset hur mycket företaget tjänar på att sälja den i morgon. Formellt innebär fullständig konkurrens att

²⁶ Thomas P. Tangerås och Johannes Mauritzen, Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market (*Journal of Industrial Economics* 66(4), 904–941, 2018).

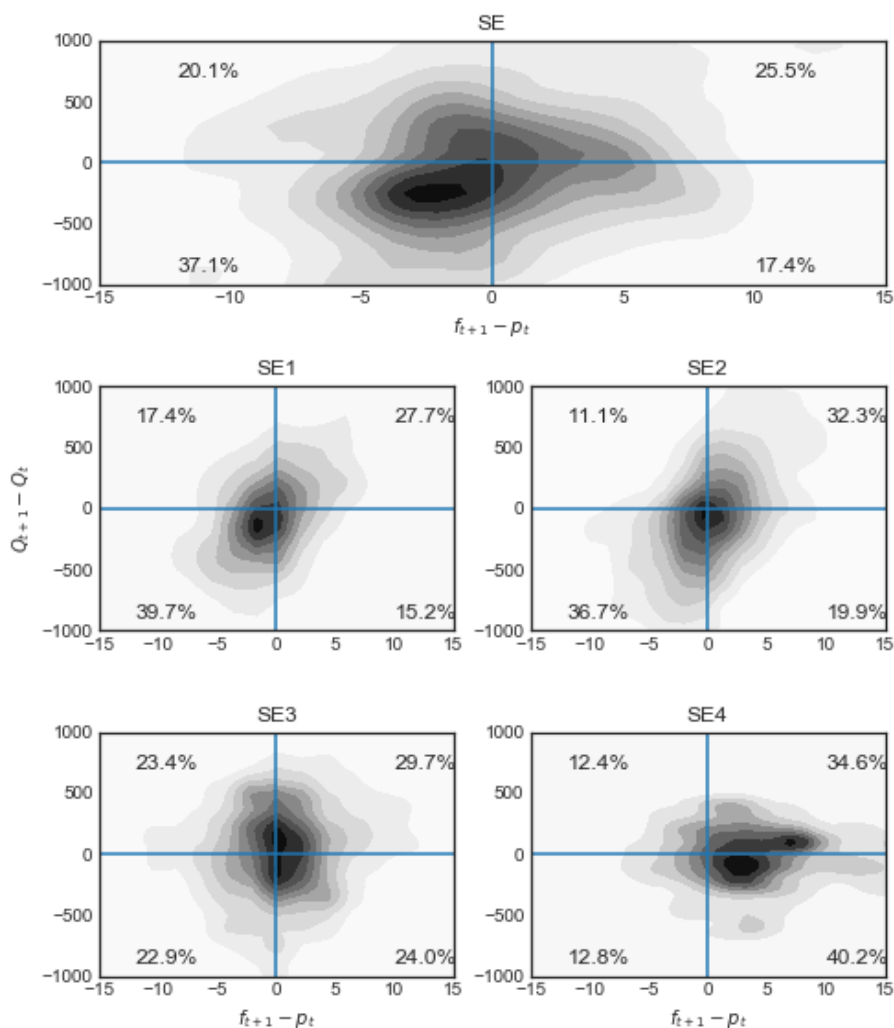
$$(p - r^-)(q - q^-) \geq 0 \quad (6)$$

där r^- mäter priset på intradagsmarknaden eller reglerkraftmarknaden för en viss leveranstimme idag, q^- är produktionen med vattenkraft i dag under denna leveranstimme, p är dagen-före-priset och q mäter produktionen med vattenkraft för motsvarande leveranstimme i morgon.

Den kvantitativa analysen bygger på timvisa produktionsdata för vattenkraft från Svenska kraftnät och timvisa pris- och försäljningsdata från Nord Pool för den nordiska dagen-före-marknaden och intradagsmarknaden mellan 2010 och 2013. Denna period fångar upp indelningen av den svenska marknaden i elområden år 2011. Variabeln P_Q i ekvation (5) mäter hur mycket priset sjunker när försäljningen ökar och bygger på samma data som studien som redovisades i förra avsnitt. Marknadsmakt skattas separat före och efter reformen och för varje av de fyra svenska elområdena efter indelningen.

För det gemensamma svenska elområdet innan elområdesreformen, uppvisar resultaten från ordinär regressionsanalys ett statistiskt signifikant och positivt samband mellan lutningen på efterfrågekurvan på systemnivå och skillnaden mellan dagen-före-priset och följande dags intradagspriser under timmar med hög efterfrågan, det vill säga en positiv koefficient β_2 i ekvation (5). Skattningarna efter reformen ger en positiv och statistiskt signifikant β_2 koefficient i SE2 under låglasttimmar, men en negativ och signifikant koefficient under höglasttimmar. Resultaten för de andra elområdena är ej signifikanta.

Figur 10 Testresultat för prisskillnader på dagen-före och intradagsmarknaden 2010–2013²⁷



Vad gäller skattningar av olikheten (6) anger figur 10 skillnader mellan dagen-före-priser och samma dags intradagspriser på den horisontella axeln och skillnader i vattenkraftproduktionen för samma leveranstimme mellan två olika dagar på den vertikala. Alla observationer som antingen ligger i den övre kvadranten till höger eller den nedre kvadranten till vänster är förenliga med ekvation (6). Figuren utgör en slags värmekarta där mörkare områden har flera observationer. Som vi ser är data från det gemensamma elområdet SE innan reformen och för de tre elområden SE1–SE3 efter reformen i stort sett förenliga med fullständig konkurrens. Det tydligaste undantaget är SE4 där produktionen med vattenkraft tenderar vara lägre påföljande dag när dagen-före priset är högre än dagens intradagspris.

Tangerås och Mauritzen använder priser från intradagsmarknaden för att mäta vattenvärdet på dagen-före-marknaden. På intradagsmarknaden är försäljningen mätt i volym liten jämfört med dagen-före-marknaden, särskilt i SE4. En källa till osäkerhet är därför om intradagsmarknaden ger representativa och robusta signaler vad gäller alternativkostnaden för

²⁷ Figuren är kopierad från Tangerås och Mauritzen, Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market.

vattenkraft. Färre observationer ger dock endast upphov till estimat med lägre statistisk signifikans om priserna annars är förväntningsriktiga. Systematiskt felsatta priser skulle ge producenter med vattenkraft ekonomiska incitament att handla på intradagsmarknaden för att tjäna pengar på mellanskillnaden. Detta argument talar för att intradagsmarknaden inte torde ge upphov till transaktioner som är systematiskt felprissatta. Forskning på data från intradagsmarknaden ger visst stöd för detta påstående.²⁸

Kommentarer: Jämfört med Lundin och Tangerås, erbjuder studien av Tangerås och Mauritzen en bättre metod för att mäta företagets rörliga kostnader genom att använda priserna på alternativa marknader för att fånga vattenvärdet i elproduktionen. Dock kvarstår svårigheterna att ta hänsyn till priskänsligheten i efterfrågan inom lokala elområden eftersom sådana data endast finns tillgängliga på nordisk systemnivå. Detta problem var eventuellt något mindre då Sverige bestod av ett enda elområde eller när skattningarna gäller marknadsmakt under timmar med låg efterfrågan eftersom marknaden är mer integrerad i sådana fall. Studien tar inte heller hänsyn till terminsmarknaden vilken kan ha stor betydelse för konkurrensen på elmarknaden. Det diagnostiska testet av fullständig konkurrens som Tangerås och Mauritzen utvecklar i (6) delar vissa svagheter med Hjerstrand och Tangerås villkor i (4). Förekomsten av marknadsmakt riskerar underskattas, och metoden lämpar sig inte heller att kvantifiera problemet med marknadsmakt om nollhypotesen om fullständig konkurrens förkastas.

I en studie av konkurrensen på den nordiska elmarknaden utgår Maria Sandsmark och Berit Tennbakk från antagandet att genomsnittet av de sex timmarna med lägst genomsnittligt dagen-före-pris inom varje enskilt elområde utgör vattenvärdet på dagen-före-marknaden för de resterande 18 timmarna under dygnet inom samma elområde.²⁹ Den underliggande tanken är att vattenkraften har så stor flexibilitet att den fritt kan omfördela vatten inom dygnet. Syftet med deras studie att identifiera timmar med avvikande priser snarare än att identifiera marknadsmakt. De sätter därför tröskelvärdet att endast timmar där timpriset avviker minst tio procent från det genomsnittliga minimumpriset ska markeras i data.

Den kvantitativa analysen bygger på timvisa prisdata från Nord Pool för den nordiska dagen-före-marknaden mellan vecka 13, 2002 och vecka 12, 2003. Författarna undersöker prisbildningen inom de norska elområdena.

Resultaten visar särskilt stora relativa prisavvikelser i södra Norge under våren och sommaren 2002. Sommaren 2002 var dock de norska elpriserna mycket låga. Även små prisökningar var därför tillräckliga för att fångas upp. Efter små justeringar av metoden registrerades inga substantiella avvikelser. Under vinterveckorna registrerades inga särskilt stora avvikelser.

Kommentarer: Metoden att använda de lägsta timpriserna under dygnet som mått på vattenvärdet samma dygn kommer till sin konstruktion alltid att ge upphov till skillnader mellan timpriserna och företagets uppmätta vattenvärde. Med ett antagande om full flexibilitet i hur företagen kan fördela vatten mellan olika driftstimmar kommer *alla* systematiska prisskillnader förklaras som utnyttjande av marknadsmakt. Ett sådant synsätt bortser helt

²⁸ Xiao Hu, Jūratė Jaraitė och Andrius Kazūkauskas, The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market (*Energy Economics* 96, 105159, 2021).

²⁹ Maria Sandsmark och Berit Tennbakk, Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets (*Energy Policy* 38, 1500–1509, 2010).

från begränsningar i produktionskapaciteten, reservoarbegränsningar och i vilken utsträckning vattenkraftverk kan fördela vatten mellan olika driftstimmar. Ett schablonmässigt tillägg om tio procent som forskarna använder för att ta hänsyn till sådana begränsningar, innebär ett underförstått antagande om att den ekonomiska kostnaden (skuggpriset) av begränsningarna gällande en viss driftstimme alltid är proportional med elpriset för den timmen. En svaghet i den metod som föreslås är att man tenderar att uppmäta särskilt stora prisavvikelser i procent under timmar med överskott av produktion och låga priser i stället för situationer med resursbrist. Sådana anomalier har begränsade samhällsekonomiska kostnader även om de skulle bero på att företagen utnyttjat marknadsmakt.

Ett alternativ till att skatta vattenvärden baserat på prisdata från elbörsen eller någon av marknaderna för balanskraft är genom simuleringsmodeller. En dynamisk modell används då för att fördela vatten över en viss tidsperiod som en vecka eller ett år i syfte att maximera vattnets samhällsekonomiska värde givet data över elförbrukning, vindkraftsproduktion, vatteninflöden, överföringskapacitet i elnätet och annan systemrelevant information. Marknaden är konkurrensmässig om de observerade priserna på elbörsen inte avviker för mycket från de simulerade vattenvärdena. Vad som utgör en stor avvikelse är godtyckligt.

Farzad Hassanzadeh Moghimi och hans medförfattare utvecklar en avancerad modell över den nordiska elmarknaden och simulerar denna modell för år 2018.³⁰ Simuleringsresultaten visar små genomsnittliga skillnader mellan priser och beräknade vattenvärden. Däremot fångar inte de simulerade vattenvärdena variationen i elpriset över mätperioden. Artikeln simulerar även marknadsutfallet under olika antaganden om ofullständig konkurrens. Här visar det sig att en modell där de två största företagen utövar marknadsmakt genom att flytta produktion från perioder med högt pris till perioder med lågt pris bäst fångar upp nivån på och variationen i elpriserna. Detta resultat gäller särskilt under vintern och våren.

Kommentarer: De simulerade vattenvärdena under antagandet om fullständig konkurrens är mera stabila än de observerade elpriserna. Dessa skillnader mellan priser och vattenvärden betyder inte att man kan förkasta hypotesen om fullständig konkurrens. Sådana mönster är vanligt förekommande i denna typ av modeller eftersom simuleringar bygger på information om systemvillkoren som de som planerade produktionen inte hade tillgång till vid tillfället. På grund av osäkerheten tenderar simuleringar generellt att överdriva den flexibilitet som faktiskt fanns i elsystemet under mätperioden man studerar. Analysen som visar att en modell med ofullständig konkurrens förmår att replikera de faktiska elpriserna relativt väl ger dock en kompletterande bild av en marknad där priserna kan bero på utnyttjande av vattenkraft. Dessa resultat antyder att företagen tjänade på prisvariationen på marknaden. Notera till slut att simuleringsanalysen bortser från att företag normalt säkrar delar av sin försäljning på terminsmarknaden. En modell med realistiska antaganden om företagets terminspositioner skulle eventuellt spåra de faktiska priserna på marknaden även bättre än de resultat som redovisas i artikeln.

³⁰ Moghimi med flera, Climate policy and strategic operations in a hydro-thermal power system.

5.3 Utnyttjar företag marknadsmakt i kärnkraften?

Det ekonomiska incitamentet att utnyttja marknadsmakt beror på i vilken utsträckning företagen på marknaden har ägarandelar i varandras verksamheter. En huvudorsak till att samägande kan öka utnyttjandet av marknadsmakt är att ägarna då tar större hänsyn till att prisökningar ökar vinsten även i andra företag som säljer el på elbörsen. I jämvikt villkoret (1) kan vi tolka ökat samägande som att organisationsparametern α ökar. Myndigheter har länge varit uppmärksamma på samägandet av svensk kärnkraft som en potentiell källa till konkurrensproblem.

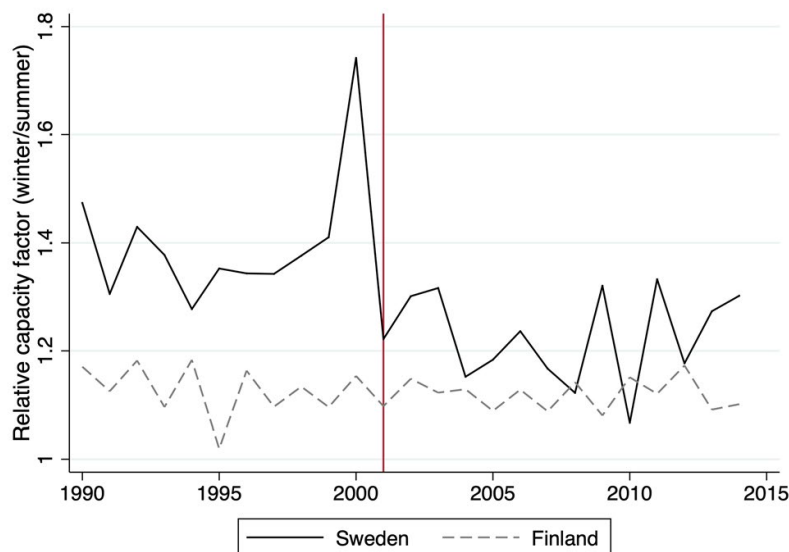
Erik Lundin utvärderar om det gemensamma ägandet av svensk kärnkraft kan ha lett till snedvridna priser på elmarknaden.³¹ Han undersöker först konsekvenserna av förändringarna i ägarkonstellationen under 2000-talets början. Sydkraft blev då kompensert med ägarandelar i Ringhals efter nedläggandet av reaktor 1 i Barsebäck. Bolaget köpte även andelar i Forsmark från Vattenfall. Kort därefter övertog det tyska elbolaget E.ON majoritetsägandet i Sydkraft. Ungefär samtidigt köpte det finska elbolaget Fortum in sig i svensk kärnkraft genom andelar i Forsmark och Oskarshamn. Därmed ägde Vattenfall 70 procent av Ringhals medan E.ON hade 30 procent. De två bolagen ägde vardera 66 procent och 10 procent av Forsmark, medan det finska elbolaget Fortum hade 22 procent. E.ON och Fortum delade på Oskarshamn med 55 procent respektive 45 procent.

Figur 11 visar produktionsdata för svensk jämfört med finsk kärnkraft mellan 1990 och 2013. Graferna visar det genomsnittliga kapacitetsutnyttjandet under vintermånaderna från november till mars relativt till kapacitetsutnyttjandet för sommarmånaderna från april till oktober för varje år i mätperioden. Beräkningarna bygger på månadsvisa dataserier från statistikmyndigheterna i Finland och Sverige. För det första är kapacitetsutnyttjandet i kärnkraften relativt högre under vintermånaderna i båda länderna. Detta följer naturligt av att elpriserna är högre om vintern än om sommaren och att det därför har lönat sig att lägga underhållsperioder till sommaren. Man ser även att kärnkraftverken i Sverige historiskt har fördelat en större del av sin totala produktion till vinterhalvåret än vad man har gjort i Finland. Det mest intressanta är trendbrottet i kapacitetsutnyttjandet i Sverige i början av 2000-talet varefter de tre svenska kärnkraftverken började fördela en relativt större andel av sin produktion till sommarmånaderna än vad de gjorde åren innan. Notera särskilt att produktionen i de finska kärnkraftverken inte uppvisade något synligt trendbrott. Lundin visar att detta relativa trendbrott var statistiskt signifikant.

Mönstren i figur 11 är konsistenta med att företagen utövar marknadsmakt i kärnkraften genom att flytta produktion från vinter- till sommarmånaderna för att driva upp elpriserna om vintern och att det ökade samägandet i kärnkraften förstärkte detta beteende. Orsaken till att man flyttar produktion är att man laddar kärnkraftverket med en viss mängd uran en gång per år som man sedan fördelar över året. Detta är snarlikt som ett vattenkraftverk som ska fördela med en viss mängd vatten i sin reservoar över en längre driftsperiod, se kapitel 4 för en diskussion av hur företag utnyttjar marknadsmakt i vattenkraft.

³¹ Lundin, Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden.

Figur 11 Kapacitetsutnyttjandet i kärnkraften 1990–2013³²



Trendbrottet i figur 11 vad gäller den svenska kärnkraften kan i princip ha berott på att marknaden ändrade sig på ett sådant sätt att det blev mer effektivt att fördela produktionen jämnare över året efter år 2000. Det är därför jämförelsen med den finska kärnkraften spelar roll. Sådana ändringar borde rimligen ha påverkat även den finska kärnkraften som i realiteten levererar el till samma integrerade marknad. Lundin poängterar dock att man inte nödvändigtvis kan tolka resultaten i figuren som utövande av marknadsmakt eftersom det kan ha existerat alternativa förklaringar. Man kan inte utifrån figuren utesluta att särskilda regeländringar i Sverige som inte hade med det ökade samägandet att göra, kan ha påverkat svensk och finsk kärnkraft olika. Dessutom kan det ha funnits effektivitetsvinster av att ändra hur man körde de svenska kärnkraftverken mellan sommar och vinter som inte hade med marknadsmakt att göra och som föranledde utländska företag att köpa in sig i svensk kärnkraft av just den orsaken i början av millenniet.

Lundin utnyttjar sedan information om priskänsligheten i efterfrågan för att ställa kärnkraften i relation till incitamenten att utnyttjande marknadsmakt. Ansatsen är snarlik den som Lundin och Tangerås såväl som Tangerås och Mauritzen använder, men inte identisk. Han skattar följande ekvation

$$q_{fel} = \beta_0 + \beta_1 p - \beta_2 P_Q. \quad (7)$$

Skillnaden mellan detta uttryck och (2) är att den beroende variabeln q_{fel} i (7) mäter den kärnkraftskapacitet som ägarna anmält som otillgänglig för marknaden antingen till följd av planerat underhåll eller på grund av oförutsedda fel på anläggningarna som medfört stopp eller nerdragningar i produktionen. Nollhypotesen om fullständig konkurrens är som tidigare $\beta_2 = 0$ så att det inte finns något statistiskt samband mellan priskänsligheten i efterfrågan och i vilken utsträckning som företagen anmäler underhåll eller fel i kärnkraftsproduktionen. Orsaken till att man skulle maskera marknadsmakt i kärnkraften som underhållsarbete eller felmeddelanden, handlar om att den rörliga kostnaden för kärnkraften är så låg relativt till elpriset att det sällan är ekonomiskt effektivt att minska produktionen på en marknad med fullständig konkurrens.

³² Bilden är kopierad från Lundin, Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden.

Den kvantitativa analysen i denna del bygger på timvisa data för den nordiska dagen-föremarknaden mellan 2011 och 2013. För att mäta den oberoende variabeln q_{fel} , använder Lundin information från Nord Pools databas för felmeddelanden (Urgent Market Messages) där varje företag som handlade på elbörsen var tvunget att ange alla fel över en viss storlek, orsaken i form av olika felkoder, och hur länge felet förmodades kvarstå. Lundin beräknar lutningen P_Q i efterfrågan i ekvation (7) utifrån Nord Pools utbuds- och efterfrågekurvor på systemnivå.

Lundin skattar ett positivt och signifikant β_2 värde för planerat underhåll, men hittar inga resultat för oplanerade fel. Det planerade underhållet av kärnkraftsreaktorer tenderar alltså vara mera omfattande när priset för att hålla tillbaka produktion från marknaden är starkare. En sådan effekt är förenlig med utövande av marknadsmakt, men uppstår inte under fullständig konkurrens.

Testet i (7) skattar inte hur samägandet av kärnkraft påverkar utövandet av marknadsmakt. För att utvärdera samägandets konsekvenser för effektiviteten på elmarknaden, bygger Lundin en numerisk modell där företagen veckovis tilldelar kärnkraft på marknaden under tre olika vinstantaganden. Det första antagandet är fullständigt samarbete där kärnkraft bjuds in på marknaden för att maximera den totala vinsten för alla de tre stora producenterna som samäger svensk kärnkraft. Det andra antagandet är diversifierad optimering där kärnkraften endast maximerar vinsten av själva kärnkraften utan att ta hänsyn till påverkan på annan produktion. Den tredje varianten är operativ optimering där varje företag bjuder in den kärnkraft de själva har operativt ansvar för utan att ta hänsyn till de andra företagens vinst. Lundin jämför därefter de tre modellerna för att se vilken som passar bäst med den observerade kärnkraftsproduktionen och priserna på elmarknaden.

Den kvantitativa analysen i Lundin bygger på veckovisa data för den nordiska dagen-föremarknaden mellan 2011 och 2013. Lundin visar att modellen där företagen tilldelar kärnkraft till marknaden för att maximera den totala vinsten (fullständigt samarbete) om sommaren och maximerar vinsten av själva kärnkraften (diversifierad optimering) under vintern stämmer bäst överens med de observerade data av de tre modellerna. Han tolkar detta resultat som att samhället är mera påpassligt med hur ägarna kör kärnkraften under vintern än sommarhalvåret vilket gör att företagen använder relativt mindre marknadsmakt om vintern. Till exempel fanns avtal om att man skulle begränsa underhåll av kärnkraften om vintern och dessutom kan det ha funnits ett implicit hot om reglering.

Kommentarer: Som även diskuteras i artikeln måste modellresultaten tolkas med försiktighet. Vissa av de empiriska skattningarna kan potentiellt förklaras med omvänd kausalitet, och simuleringens resultat utgör endast indirekt empirisk evidens. Den simulerade produktionen i kärnkraftverken uppvisar till exempel större veckovis variation än vad som är fallet i verkligheten. Som i den simuleringsmodell av vattenkraften som diskuterades i förra avsnitt, är sådana mönster vanligt förekommande eftersom simuleringar bygger på information om systemvillkoren som de som planerade produktionen inte hade tillgång till. Dessutom har ägarna information om hur man mest effektivt driver ett kärnkraftverk och planerar underhållsarbete samt vilka begränsningar som finns i driften av kärnkraftverk, och som det är svårt för utomstående att utvärdera. Därför tenderar simuleringar generellt att överdriva den flexibilitet som finns i elsystemet. Till exempel innebär den simulerade lösningen med fullständig konkurrens fullt utnyttjande av kärnkraften under alla timmar där elpriset är högre än 5 öre per kWh vilket i studien utgör kärnkraftens skattade rörliga produktionskostnad. Denna lösning tar inte hänsyn till behovet av årligt underhåll. Tekniska begränsningar minskar incitamenten att utnyttja just kärnkraft för att höja elpriserna och

ökar i stället värdet av att använda elproduktion som är mera flexibel. Även andra osäkerhetsmoment påverkar resultaten, exempelvis den rörliga kostnaden för att producera med kärnkraft och företagens faktiska terminspositioner.

5.4 Marknadsmakt genom strategiska felmeddelanden

Sara Fogelberg och Ewa Lazarczyk är intresserade av att undersöka i vilken utsträckning aktörer på marknaden utöver marknadsmakt genom att hålla tillbaka kapacitet under förvändningen av att det har uppstått tekniska problem i produktionen.³³ Syftet med en sådan strategi skulle vara att försvåra för konkurrensmyndigheterna att upptäcka utövande av marknadsmakt eftersom det är svårt för en utomstående att värdera huruvida ett rapporterat fel är verkligt eller påhittat.

Fogelberg och Lazarczyk skattar ekvationen

$$q_{fel} = \beta_0 + \beta_1 p \quad (8)$$

där den oberoende variabeln q_{fel} mäter den produktionskapacitet som ägarna anmält som otillgänglig till följd av oförutsedda fel.

Den kvantitativa analysen bygger på dagliga svenska data från den nordiska dagen-föremarknaden mellan 2011 och 2012. För att mäta den oberoende variabeln q_{fel} , använder artikelförfattarna information från Nord Pools databas för felmeddelanden (Urgent Market Messages), precis som i artikeln av Lundin. Fogelberg och Lazarczyk har hämtat information över alla felmeddelanden om minst 100 MW kapacitet och med en varighet om minst 60 minuter för alla de 29 kraftverk i Sverige som hade en installerad kapacitet om minst 100 MW i mätperioden. För dessa kraftverk registrerade författarna totalt 1 327 felmeddelanden. Nästan hälften (612) rörde vattenkraft. Därefter kom kärnkraftverk med 341 meddelanden, 99 fel gällde gaskraftverk och 75 var fel i oljekraftverk. Det är dessa 1 127 rapporterade fel som sedan används i författarnas analys.

Syftet med artikeln är att skatta huruvida priset påverkar sannolikheten för rapporterade felmeddelanden i elproduktionen. Eftersom elpriset inte borde ha någon direkt inverkan på sannolikheten för ett tekniskt fel kan man tolka ett sådant samband som bevis för att producer center felaktigt rapporterar felmeddelanden av ekonomiska skäl.

Skattningar av ekvation (8) med ordinär regressionsanalys skulle förmodligen inte ge ett tillförlitligt svar på frågan om marknadsmakt. Det finns två grundläggande problem som författarna är oroliga för. Det första problemet är att exogena faktorer kan ge upphov till ett skenbart samband mellan pris och tekniska fel som inte har med ekonomiska incitament att göra. Till exempel ökar elpriset när temperaturen sjunker. Samtidigt kan anläggningar för elproduktion få problem vid låga temperaturer. Till exempel stänger vattenkraftverk tillfälligt ner för att underlätta isläggningen av älvar om vintern. Efter en sådan period kan problem uppstå när man ska återstarta produktionen. Studien av Fogelberg och Lazarczyk använder IV-metoden för att rensa bort risken för sådan endogenitet. Då gäller det att hitta ett instrument i form av en exogen variabel som har en direkt effekt på priset men som inte har någon direkt påverkan på sannolikheten för tekniskt sammanbrott av elproduktion.

³³ Sara Fogelberg och Ewa Lazarczyk, Strategic withholding through production failures (*The Energy Journal* 40(5), 247–266, 2019).

Fogelberg och Lazarczyk använder dagliga genomsnitt av utetemperatur och genomsnittlig nederbörd i Sverige som instrument. Dessa två instrument är inte helt oproblematiska i ljus av diskussionen ovan. Författarna argumenterar dock för att varken temperaturer eller nederbörd var extrema under mätperioden och därför inte borde ha lett till förhöjd risk för tekniska fel i elproduktionen.

Fogelberg och Lazarczyk skattar ett positivt och statistiskt signifikant β_1 för oljekraft och gaskraft, men hittar inga statistiska samband för vattenkraft och kärnkraft. Detta skulle man kunna tolka som att producenterna utövar marknadsstyrka genom strategisk felrapportering när priset är högt. Här uppstår det andra grundläggande problemet. Olje- och gaskraftverk har höga rörliga kostnader och bjuds därför endast in på marknaden om elpriset är tillräckligt högt, även på en konkurrensmässig elmarknad. Eftersom produktionsfel endast kan uppstå på sådan kapacitet som faktiskt är aktiverad, uppstår därigenom ett mekaniskt samband mellan elpriset och risken för tekniskt sammanbrott som beror på att vissa typer av värmekraft endast producerar när efterfrågan är tillräckligt hög.

För att lösa problemet med det mekaniska sambandet mellan höga priser och risken för sammanbrott i värmekraft, gör Fogelberg och Lazarczyk en åtskillnad mellan felmeddelanden som avser helt nya avbrott i produktionen och sådana som avser förlängning av tidigare rapporterade avbrott. På en välfungerande marknad borde prisändringar inte ha någon påverkan på sannolikheten för förlängda avbrott i en anläggning som har gått sönder efter först att ha aktiverats på marknaden.

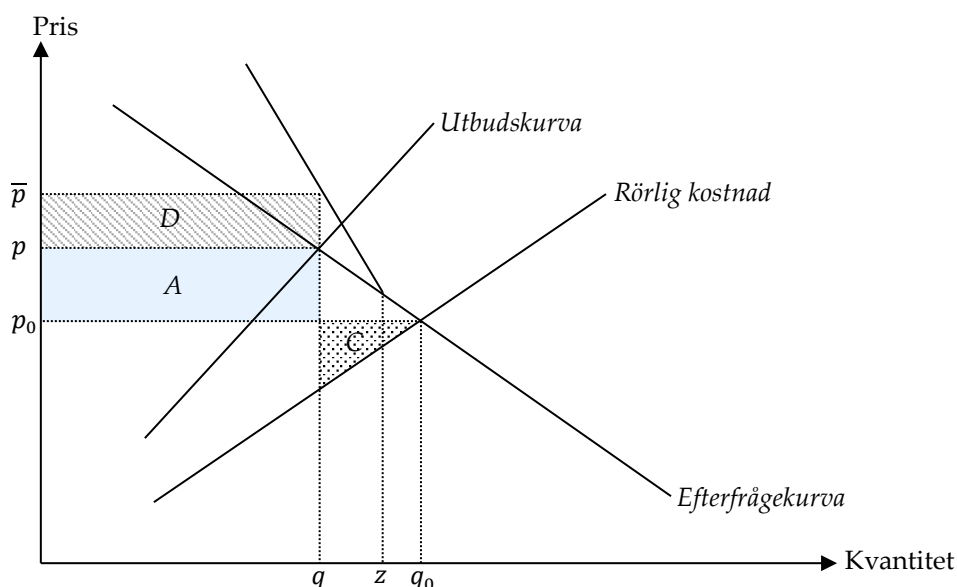
För de gas- och oljeeldade kraftverken tillsammans, avsåg 63 av de totalt 174 meddelanden nya fel, medan de resterande 111 meddelanden gällde förlängda fel. Fogelberg och Lazarczyk skattar positiva och signifikanta β_1 koefficienter för oljekraft såväl som för gaskraft både vad gäller nya och förlängda felmeddelanden, men de hittar fortfarande inga signifikanta samband för vattenkraft och kärnkraft. Författarna tolkar dessa resultat som evidens för att högre priser har en direkt påverkan på förekomsten av felmeddelanden för vissa typer av elproduktion.

Kommentarer Problemet med tolkningen av resultaten ovan är att författarna förefaller skatta den obetingade sannolikheten för ett förlängt felmeddelande beroende på elpriset. Men eftersom förlängda produktionsstopp endast kan uppstå om det redan har varit något ursprungligt stopp i produktionen verkar det som om att även de nya skattade sambanden följer mekaniskt av att gaskraftverk och oljekraftverk endast aktiveras när priset är tillräckligt högt. Vad man skulle behöva skatta, var den betingade sannolikheten för att högre elpriser leder till förlängda produktionsstopp i sådana anläggningar som redan är ur drift. Det faktum att endast fossilbaserad elproduktion men varken vatten- eller kärnkraft visar något samband mellan elpris och felmeddelanden, talar mot en tolkning av Fogelberg och Lazarczyks resultat som att företag anmäler produktionsfel i ekonomiska syften. Det finns inte heller någon orsak till att det skulle finnas ett samband mellan höga priser och ökad förekomst av felmeddelanden *även* om ekonomiska incitament föreligger. Högre priser ökar värdet av ytterligare elproduktion. I stället är det priskänsligheten i efterfrågan som ger incitament att hålla tillbaka produktion från marknaden som analyserat i Lundins studie av kärnkraft. Mer precis analys är nödvändig för att dra tillförlitliga slutsatser avseende företags incitament att rapportera fel i produktionen av ekonomiska skäl.

5.5 Utnyttjar företag kapacitetsbegränsningar i elnätet?

Faisal Mirza och Olvar Bergland undersöker i två studier sambandet mellan kapacitetsbegränsningar i transmissionsnätet och marknadsmakt på elbörsen.³⁴ En orsak till att detta är intressant är att flaskhalsar kan öka marknadskoncentrationen inom kapacitetsbegränsade elområden och därmed lokala producenters möjlighet att påverka elpriset. Dessutom kan producenter med lokal marknadsmakt under vissa förutsättningar ha såväl möjlighet som ekonomiska drivkrafter att själva skapa flaskhalsar i elnätet. Figur 12 illustrerar detta fenomen för ett elområde med underskott av lokal produktion och som därför importerar el från omkringliggande elområden.

Figur 12 Kapacitetsbegränsningar i elnätet och marknadsmakt



I avsaknad av någon flaskhals skulle producenten med marknadsmakt tjäna rektangeln märkt med A och förlora triangeln märkt med C på att sälja den lägre kvantiteten q i stället för q_0 , precis som i figur 6 (vi bortser här från terminskontrakt). Prisuppgången genom att den lokala producenten säljer mindre el dämpas av att importen in till elområdet ökar. Anta nu att det finns en flaskhals i elnätet som gör att ökad import kan ersätta bortfallet av lokal produktion endast till den nivå där den lokala producenten minskar försäljningen till z MWh el inom elområdet. För all försäljning under denna nivå uppstår en lokal marknad med lokal konkurrens eftersom det då inte finns ytterligare import att tillgå. Det minskade konkurrenstrycket på den lokala marknaden visar sig som att efterfrågan blir mindre känslig för ändringar i priset, därav knäppunkten som uppstår vid punkten z i den lokala efterfrågan. Det lokala områdespriset blir därför lika med \bar{p} till försäljningen q när det finns en flaskhals vid z , i stället för jämviktspriset p i avsaknad av en sådan flaskhals. Den extra vinsten av flaskhalsen utgörs av den randiga rektangeln D i figur 12. Möjligheten att skapa en flaskhals ökar värdet av att utnyttja marknadsmakt i ett elområde som importerar el.

³⁴ Faisal M. Mirza och Olvar Bergland, Transmission congestion and market power: The case of the Norwegian electricity market (*Journal of Energy Markets*, 5(2), 59–88, 2012a) samt Faisal M. Mirza och Olvar Bergland, Market power in the Norwegian electricity market: Are the transmission bottlenecks truly exogenous? (*The Energy Journal*, 36(4), 27–45, 2015).

Motsvarande incitament finns inte för en producent i ett exportområde. Genom att hålla tillbaka lokal elproduktion i ett exportområde *minskar* belastningen på elnätet, vilket i sin tur ökar konkurrenstrycket i det lokala exportområdet.

Ett konkurrensfall från Danmark antyder att företag utnyttjat marknadsakt genom att skapa flaskhalsar. Här handlar det om en elhandlare som ska ha lagt matchande köp- och säljbud i olika elområden på ett sådant sätt att handeln mellan elområdena slagit i taket. Därigenom har företaget skapat artificiella prisskillnader mellan de två elområdena.³⁵ I dagsläget är det oklart hur företaget har tjänat på detta eftersom de måste bjuda upp priset på importmarknaden och ner priset på exportmarknaden för att skapa en flaskhals. Det förefaller som om företaget köpt dyrt och sålt billigt. Däremot pekar exemplet på att om ett företag har verksamhet inom flera elområden så kan det spela roll för incitamenten att utöva marknadsakt genom hur man skapar flaskhalsar på elmarknaden.

I sin senare uppsats skattar Mirzal och Bergland utbudsekvationen

$$p = \alpha_0 + \alpha_1 q + \beta F \quad (9)$$

för ett importområde på elbörsen. Variabeln p i vänsterledet mäter priset och variabeln q i högerledet mäter försäljningen i elområdet. I högerledet tar variabeln F värdet 0 om det inte finns några importbegränsningar in i elområdet och värdet 1 ifall elnätet har en sådan begränsning. Det underliggande antagandet vad gäller specifikationen i modellen är alltså att en importbegränsning förskjuter utbudskurvan parallellt motsvarande koefficienten β .

Den kvantitativa analysen bygger på timvisa data över priser, försäljning och handel mellan elområden på den nordiska dagen-före-marknaden i perioden mellan den 31 maj 2004 och den 20 april 2008. Studien fokuserar på priser och försäljning i elområde södra Norge (NO2) och importbegränsningar från elområde västra Danmark (DK1), se figur 3.

Det går inte att skatta utbudskurvan (9) direkt från observerade priser och försäljning på dagen-före-marknaden eftersom alla priser, all försäljning och all handel mellan olika elområden bestäms simultant på elbörsen för att balansera utbudet och efterfrågan i alla elområden givet den tillgängliga handelskapaciteten i elnätet. Även Mirzal och Bergland applicerar en IV-metod för att rensa bort efterfrågeeffekter ur de observerade data och därmed skatta en utbudsfunktion.

Mirzal och Bergland skattar positiva och statistiskt signifikanta β -koefficienter och tolkar dessa resultat som att företagen utnyttjat marknadsakt i södra Norge under mätperioden.

Kommentarer: Författarna använder flaskhalsar på elbörsen dagen innan de aktuella buden lades på marknaden som instrument för flaskhalsarna samma dag som aktörerna bjöd in sin produktion på elbörsen. För att detta ska vara ett användbart instrument kan inte tidigare flaskhalsar ha någon direkt effekt på priset i dag. Men detta villkor är sannolikt inte uppfyllt på en elmarknad som den norska som nästan enbart består av vattenkraft. En importbegränsning in till NO2 i går skulle påverka värdet av att sälja el på elbörsen i NO2 i går jämfört med om en sådan begränsning inte existerade. Sannolikt skulle försäljningen öka till följd av ett högre pris i NO2. Men den ökade produktionen skulle minska fyllningsgraden i vattenmagasinen och därmed öka vattenvärdet i NO2 i dag. Det ökade vattenvärdet skulle

³⁵ Se till exempel dr.dk/nyheder/penge/fire-danske-selskaber-undersoeges-lige-nu-have-manipuleret-elmarkedet för en beskrivning av fallet.

i så fall driva upp priset på elmarknaden i dag. Problemen med att använda historiska flaskhalsar som instrument för nuvarande innebär att de skattade koefficienterna i (9) kommer vara snedvridna med den IV-strategi som författarna använder. Bortsett från mätproblemen förbundna med deras empiriska strategi går det inte dra slutsatsen att företag utnyttjat marknadsstyrka ens baserat på positiva korrekta skattningar av β . Orsaken är att flaskhalsar driver upp elpriset i ett importområde även på en marknad som är kännetecknad av fullständig konkurrens. Flaskhalsarna innebär att lokal produktion som levererar el till relativt hög rörlig kostnad måste ersätta importerad el producerad till relativt låg kostnad för att balansera det lokala utbudet med den lokala efterfrågan. Det lokala elpriset går därmed upp. Andra metoder än de som Mirzal och Bergland använder i sin senare artikel är nödvändiga för att skatta sambandet mellan kapacitetsbegränsningar i elnätet och utövandet av marknadsstyrka på elbörsen.

Mirzal och Berglands tidigare studie använder en klassisk metod för att identifiera marknadsstyrka baserat endast på pris- och kvantitetsdata, den så kallade BL-metoden.³⁶ Med hjälp av IV-metoden som beskrivs i kapitel 4 kan man skatta efterfråge- och utbudskurvorna separat. Däremot går det inte att mäta marknadsstyrka eftersom det inte utan vidare går att skilja mellan en utbudskurva och en kostnadskurva. BL-metoden bygger på antagandet att det även finns instrumentvariabler som särskilt påverkar *priskänsligheten* i efterfrågan. Genom att inkludera sådana variabler, kan man även skatta graden av ofullständig konkurrens.³⁷ För att identifiera marknadsstyrka enligt denna metod måste flera starka villkor vara uppfyllda. Man måste ha en bra bild av egenskaperna hos de underliggande efterfråge- och kostnadsfunktionerna. Det vanligaste antagandet är att efterfrågan sjunker linjärt med priset och att den rörliga kostnaden ökar linjärt med produktionen. Därefter måste man hitta exogena variabler som har en direkt påverkan på nivån och på priskänsligheten i efterfrågan, men som inte har någon sådan effekt på företagets rörliga kostnader. Man måste dessutom hitta exogena variabler som påverkar företagets rörliga kostnader men utan någon direkt effekt på efterfrågan.

Den kvantitativa analysen bygger på Nord Pool data från ungefär samma period som Mirzal och Berglands senare studie. Särskilt önskar författarna skatta marknadsstyrka i elområde NO2. Som instrument används utetemperaturer, magasininflöden, produktion av vindkraft och oljepriser.

Mirzal och Bergland skattar olika regressioner för varje av dygnets 24 driftstimmar. De hittar positiva och statistiskt signifikanta koefficienter om natten och tidiga morgontimmar, men ingenting annars. Baserat på dessa resultat presenterar de uppskattade resultat över företagets marknadsstyrka i form av Lernerindexet definierat i vänsterledet i (3). För driftstimmar mellan 23 på kvällen och 07 på morgonen, rapporterar de att ett genomsnittligt Lernerindex om 0,8 procent. De resterande timmarna kan marknaden sägas vara konkurrensmässig enligt deras beräkningar. Studien hittar alltså små effekter av marknadsstyrka på elpriset.

³⁶ Metoden utvecklades av Timothy Bresnahan, The oligopoly solution concept is identified (*Economics Letters* 10(1–2), 87–92, 1982) och Lawrence Lau, On identifying the degree of competitiveness from industry price and output data (*Economics Letters* 10(1–2), 93–99, 1982).

³⁷ Denna metod har använts vid ett flertal tillfällen för att skatta marknadsstyrka på den nordiska elbörsen; se Fridolfsson och Tangerås, Market power in the Nordic electricity market: A survey of the empirical evidence.

Kommentarer: Forskning på amerikanska elmarknader har visat att BL-modellen ger starkt missvisande resultat eftersom de grundläggande antaganden om företagens kostnadsfunktioner och efterfrågan på el inte håller i verkligheten.³⁸ De rapporterade resultaten i studien ovan går också tvärt emot vad man skulle förvänta sig. Om man tror på dessa resultat, utnyttjar företagen mer marknadsakt på kvällen och natten när det finns färre flaskhalsar i elnätet och konkurrensen därmed är mera intensiv. Marknaden präglas däremot av fullständig konkurrens på dagtid när flaskhalsar ökar förutsättningarna för att utnyttja marknadsakt. Ytterligare ett problem är att BL-metodens förutsättningar för att kunna identifiera marknadsakt inte nödvändigtvis är uppfyllda på den nordiska elmarknaden. Ett villkor för att kunna använda metoden är att externa faktorer både skiftar och roterar efterfrågan på el från timme till timme. Men efterfrågan på el är mycket okänslig för ändringar i dagen-före priset som figur 5 visar. Om lutningen i efterfrågan är densamma från en timme till den nästa går det inte att skatta marknadsakt baserat endast på pris- och kvantitetsdata.

³⁸ Dae-Wook Kim och Christopher R. Knittel, Biases in static oligopoly models? Evidence from the California electricity market (*Journal of Industrial Economics* 54(4), 451–470, 2006).

6. Obesvarade konkurrensfrågor på elmarknaden

Den empiriska forskningen om marknadsakt på den nordiska elmarknaden har fokuserat på frågan huruvida producenter genom olika strategier driver upp priset på dagen-före-marknaden. Producenter är emellertid inte de enda aktörerna på dagen-före marknaden.

Stora industriella konsumenter och elhandlare skulle kunna tjäna på att hålla tillbaka inköp från elbörsen i syfte att uppnå ett lägre pris på dagen-före-marknaden. Få aktörer har dock möjlighet att utnyttja sådan *köparmakt*. Huvudorsaken är att deras elförbrukning inte är flexibel. Balansansvaret gör det kostsamt att inte täcka upp sin förbrukning genom inköp på marknaden. Utnyttjande av köparmakt skulle i stället medföra att företag flyttade sina inköp mellan olika marknader, något som konsumenter kan ha begränsade möjligheter till. Exempelvis får konsumenter inte delta på Svenska kraftnäts marknader för balanskraft med mindre deras elförbrukning uppfyller Svenska kraftnäts krav på flexibilitet. Konsumenter med flexibel elförbrukning kan dock ha möjlighet att utöva marknadsakt genom strategiska inköp på olika marknader, vilket vi återkommer till i avsnitt 6.3.

Även de som äger det inhemska transmissionsnätet och de internationella överföringsförbindelserna är marknadsaktörer på elbörsen. Dessa får flaskhalsintäkter som beror på hur mycket av den tillgängliga nätkapaciteten som de tilldelar marknaden. Studier har visat hur nätägare har incitament att hålla tillbaka internationell överföringskapacitet av nationella orsaker. Flaskhalsintäkterna är mer än tillräckliga för att kunna kompensera de inhemska nettoförlusterna som uppstår till följd av de internationella begränsningarna av handeln med el. Marknadsakt i tilldelningen av nätkapacitet är en potentiell källa till ineffektivitet som övervakningsmyndigheterna borde uppmärksamma i större grad.³⁹

Detta kapitel kommer särskilt diskutera obesvarade frågor vad gäller konkurrensen på dagen-före-marknaden, sett i ljus av viktiga förändringar på elmarknaden. Även de olika marknaderna för balanskraft lyfts fram som angelägna att studera för att uppnå välfungerande elmarknader. Även andra delmarknader och perspektiv är av intresse.

6.1 Utnyttjande av marknadsakt under energikrisen

I slutet av 2021 ökade priserna för fossila bränslen för sedan att explodera under 2022 efter att Rysslands invasion av Ukraina skapat en energikris.⁴⁰ Bränslepriserna drev upp de rörliga kostnaderna för att producera el med värmekraft, vilket hade stora konsekvenser för elpriserna i Kontinentaleuropa. Energitikrisen påverkade även de inhemska elpriserna eftersom Sverige är en del av den gemensamma elmarknaden i EU och sammanlänkat bland annat med Litauen, Polen och Tyskland, vilket framgår av kartan i figur 1.

³⁹ Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås, Internationell integration av den svenska elmarknaden (Forskningsrapport SNS, 2023c) handlar om nätägares incitament att tilldela kapacitet till marknaden på kort sikt och att investera i elnät på lång sikt. En underliggande forskningsartikel är Henrik Horn och Thomas Tangerås, National transmission system operators in an international electricity market (IFN WP 1394, 2021).

⁴⁰ Det fanns även andra bidragande orsaker, till exempel stora problem med kärnkraftsproduktionen i Frankrike och på annat håll. Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås, Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden (*Penning- och valutapolitik* 1, 5–35, 2023a) diskuterar energitikrisens orsaker.

Tabell 4 visar det genomsnittliga elpriset på dagen-före-marknaden i de fyra svenska elområdena för varje år mellan 2012 och 2022. Priset i norra Sverige (SE1 och SE2) pendlade mellan 20 och 66 öre/kWh under perioden. Elpriserna i södra Sverige (SE3 och SE4) var ungefär desamma som i norra Sverige fram till och med 2019. Särskilt under 2021 och 2022 var elpriserna i södra Sverige väsentligt högre än åren innan. Till exempel var genomsnittspriset i SE4 var fem gånger så högt år 2022 som den genomsnittliga nivån som rådde i SE4 mellan 2012 och 2020. En viktig förklaring var naturligtvis energikrisen. Däremot påverkade inte krisen priserna i SE1 och SE2 särskilt mycket under 2021 och 2022 jämfört med de nivåer som kan anses vara normala. Flaskhalsarna i elsystemet isolerade i realiteten de norra elområdena i Sverige mot krisen.

Tabell 4 Årliga genomsnittspriser (öre/kWh) på dagen-före marknaden 2012–2022

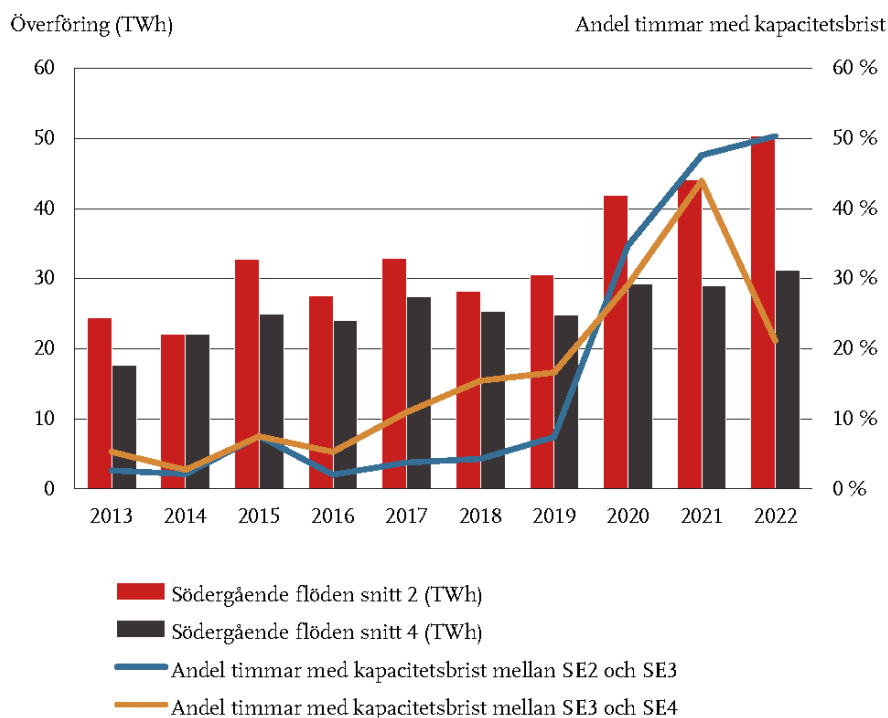
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE1	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	63
SE2	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	66
SE3	28	34	29	21	28	30	46	41	22	67	138
SE4	30	35	29	21	28	31	48	42	27	82	162

Källa: Nord Pool Group (nordpoolgroup.com)

Nästa figur är hämtad från Riksrevisionens rapport om elmarknaden.⁴¹ Den visar elflödena och flaskhalsarna mellan olika elområden i Sverige för varje år mellan 2013 och 2022. De röda staplarna visar den årliga överföringen från SE2 till SE3. Överföringen av el ökade betydligt från och med 2020 jämfört med åren innan. Motsvarande ökning skedde inte vad gällde överföringen av el från SE3 till SE4. De svarta staplarna visar att elflödena ökade något under de tre sista åren i mätperioden, men utan några substantiella skillnader i volym.

⁴¹ Riksrevisionen, Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt uppbyggda.

Figur 13 Överföring av el inom Sverige och kapacitetsbrist i elnätet



Den blåa linjen i figur 13 mäter andelen timmar med kapacitetsbrist i nätförbindelserna mellan SE2 och SE3. Frekvensen ökade starkt från och med 2020 jämfört med åren innan. Under 2022 var förbindelserna mellan SE2 och SE3 kapacitetsbegränsade ungefär hälften av alla driftstimmar trots de stora volymökningarna i elöverföringen från norr till söder. De stora prisskillnaderna mellan SE3 och SE2 som uppmättes under 2022 kan ha haft att göra med kapacitetsbrist i elnätet som begränsade importmöjligheterna till SE3 från SE2 under en stor del av året. Den orangea linjen visar andelen timmar med kapacitetsbrist i nätförbindelserna mellan SE3 och SE4 under samma period. Toppen nåddes år 2021 då kapaciteten i elnätet begränsade elflödet mellan SE3 och SE4 mer än 40 procent av alla driftstimmar. År 2022 förekom dessa begränsningar däremot inte särskilt mycket oftare än under åren med små elprisskillnader. De ökade skillnaderna i elpriser mellan SE4 och resten av landet berodde på faktorer inom SE3 eller söderut som drev upp elpriserna till rekordnivåer, eller att tillräcklig kapacitet inte fanns att tillgå mellan SE3 och SE4 under särskilt kritiska timmar.

Den ansträngda effektsituationen och flaskhalsarna i elnätet ökade lönsamheten att utnyttja marknadsmakt under 2022 jämfört med åren innan, främst i södra Sverige. Som vi ser av figur 5 är det inte bara elpriset som ökar när man rör sig längre högerut på utbudskurvan, även *lutningen* på utbudskurvan blir allt brantare. Energikrisen ökade lönsamheten att utnyttja marknadsmakt eftersom företag fick en ovanligt stor utväxling på priset av att hålla tillbaka kapacitet från marknaden. Dessutom kunde lokala företag i södra Sverige internalisera en större andel av dessa prisökningar till följd av flaskhalsarna i elnätet som begränsade importen från norra Sverige. En central fråga blir då hur stor del av elprisökningarna under energikrisen som berodde på marknadsmakt.

Den befintliga forskningen om marknadsmakt på den nordiska elmarknaden ger inte särskilt mycket information om vad som eventuellt hände på marknaden under energikrisen. För det första utfördes dessa studier på data från elmarknaden i perioden 2010 till 2013 eller ännu tidigare under perioder med låga priser på elmarknaden. Se exempelvis tabell 4. Prispåslagen till följd av marknadsmakt var sannolikt lägre då än under 2022. Dessutom byggde studierna på aggregerade budgivningsdata på systemnivå, vilket omöjliggjorde detaljerad analys av lokal marknadsmakt i samband med sådana omfattande kapacitetsbegränsningar i elnätet som uppstod under energikrisen.

Baserat på diskussionen ovan kan man dra slutsatsen att ny empirisk analys bör genomföras för att studera elpriserna under elkrisen och i vilken utsträckning prisökningarna berodde på marknadsmakt. Tillförlitlig analys fordrar information om budgivningen på lokal elområdesnivå och allra helst individuella budgivningsdata för företagen med störst marknadsmakt. Kompletterande data över företagens terminspositioner under mätperioden skulle ytterligare öka tillförlitligheten i skattningarna.

6.2 Strukturella ändringar på elmarknaden

Energikrisen har lett till flera strukturella ändringar på den nordiska elmarknaden. Den mest anmärkningsvärda händelsen var då den tyska staten tog över det tyska energibolaget Uniper. Företaget är den största leverantören av naturgas till tyska konsumenter och fick sina egna gasleveranser genom kontrakt med det ryska gasbolaget Gazprom. Efter att gasexporten från Ryssland till Tyskland minskat och därefter helt avbrutits till följd av Ukraina-kriget, blev Uniper tvungna att köpa gas på spotmarknaden för att täcka sina ingångna leveransavtal. Obalanserna mellan de höga spotpriserna och de fasta avtalspriserna på en mycket lägre nivå mot slutkund blev ohållbara och drev Uniper mot konkurs. Den tyska staten klev in och räddade bolaget genom ett uppköp.⁴²

Affären innebar samtidigt att Tyskland övertog Fortums hela ägarandel i Uniper. Denna transaktion hade direkt konsekvens för marknadsstrukturen i Sverige eftersom Uniper hade ägarandelar både i vattenkraft och kärnkraft genom dotterbolaget Sydkraft. Då Fortums ägarinflytande över Sydkraft försvann fragmenterades ägarkoncentrationen på den svenska elmarknaden. Detta gällde särskilt i SE2 där både Fortum och Sydkraft äger stora portföljer av vattenkraft och i SE3 där samägandet av kärnkraften minskade.

Den minskade marknadskoncentrationen torde haft positiva konsekvenser för konkurrensen. Man kan dessutom spekulera i om inte just tyska statens övertagande av Uniper gynnat konkurrensen jämfört med om någon annan aktör skulle ha köpt bolaget. Tyska staten kan ha ett starkare intresse än ett privat vinstdrivande bolag att öka elproduktionen i Sverige eftersom Tyskland importerar el från Sverige, och tyska konsumenter därför skulle gynnas av lägre elpriser.

⁴² Se ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/mex_22_7792 för en kort beskrivning av fallet.

En annan konsekvens av energikrisen är att bolag har övergivit sina tidigare finansstrategier genom att börja sälja en större andel av sin el på dagen-före-marknaden utan prissäkring. Vattenfall annonserade i april 2022 att de i framtiden skulle minska sin prissäkringsgrad. Förklaringen som de angav var att systempriset inte längre fungerade som ett referenspris för bolagets verksamhet, till följd av de ökande prisskillnaderna mellan de olika elområdena på den nordiska marknaden.⁴³ Förut säkrade Vattenfall ungefär 70 procent av sin portfölj inför nyår. Inför 2023 hade denna siffra sjunkit till 56 procent.⁴⁴

Minskad prissäkringsgrad ökar ett företags incitament att utöva marknadsmakt. Se analysen i figur 6. Priseffekten blir starkare desto större bolaget är jämfört med resten av marknaden.

Ändringen i ägarstruktur i kölvattnet av energikrisen torde ha minskat individuella företags incitament att utöva marknadsmakt medan ändringarna i deras prissättningsstrategier torde haft motsatt effekt. Erik Lundins forskning har tidigare visat på ett statistiskt samband mellan samägande och omfördelning av kärnkraftsproduktion. Framtida studier skulle kunna ta ett individuellt perspektiv för att studera hur incitamenten i de enskilda bolagen påverkats av de strukturella ändringarna på elmarknaden. Sådana studier fordrar individuella budgivningsdata och terminspositioner som för nuvarande inte finns tillgängliga på den nordiska marknaden.

6.3 Konkurrensen på marknaderna för balanskraft

Tabell 2 visar att den lokala ägarkoncentrationen av elproduktion är hög i Sverige. Detta förhållande gäller särskilt på Svenska kraftnäts marknader för balanskraft eftersom kärnkraft och annan produktion inte har tillräcklig flexibilitet för att delta på dessa marknader. Vattenkraften är den viktigaste reglerresursen för att upprätthålla balansen i det svenska elsystemet.

Konkurrensen på de olika balansmarknaderna är viktigare än vad man skulle tro givet deras ringa storlek i termer av omsatt volym jämfört med dagen-före-marknaden. En orsak är att de utgör kompletterande marknader och därmed är centrala för att bestämma alternativkostnaden av att bjuda in vattenkraft på dagen-före-marknaden. Vi såg exempel på denna mekanism i avsnitt 5.2 som diskuterade marknadsmakt i utnyttjandet av vattenkraft på dagen-före relativt till intradagsmarknaden. Däremot försämrar inte ofullständig konkurrens på balansmarknaderna nödvändigtvis effektiviteten på dagen-före-marknaden. Ett hypotetiskt exempel från reglerkraftmarknaden illustrerar denna poäng.

Företag kan öka sin produktion jämfört med försäljningen på dagen-före-marknaden genom att sälja el på reglerkraftmarknaden. Sådan uppreglering ger företaget en extra inkomst utöver försäljningen på dagen-före-marknaden. Genom att köpa el på reglerkraftmarknaden kan företaget alternativt minska sin produktion jämfört med dagen-före-marknaden. Sådan nedreglering ger upphov till en utgift på reglerkraftmarknaden. Under fullständig konkurrens tar företag priserna på reglerkraftmarknaden som givna. Reglerkraftpriset markerar då värdet av en liten produktionsökning eller en liten förbrukningsreduktion.

⁴³ Se "Vattenfall antar ny strategi med minskad prissäkringsgrad", montelnews.com/se/news/1316885/vattenfall-antar-ny-strategi-med-minskad-priss%C3%A4kringsgrad.

⁴⁴ Dessa olika siffror framgår av Vattenfalls årsredovisningar som man kan hitta på group.vattenfall.com/se/om-oss/vart-foretag/finansiellt/finansiella-rapporter.

Ett företag med marknads-makt tar hänsyn till hur ökad produktion eller minskad förbrukning på reglerkraftmarknaden påverkar företagets inkomster eller utgifter genom prisseffekten på reglerkraft. Värdet för en producent av att öka produktionen under uppreglering understiger reglerkraftpriset eftersom värdet av den el som företaget producerar blir lägre när reglerkraftpriset sjunker. Allt annat lika kommer en producent med marknads-makt producera mindre el i en situation med uppreglering än en som betar sig konkurrens-mässigt. Denna poäng illustrerades grafiskt i figur 6. En producent med marknads-makt kommer producera mera el under nedreglering än ett företag som betar sig konkurrens-mässigt eftersom producenten med marknads-makt tar hänsyn till att kostnaden för att köpa nedreglering sjunker när reglerpriset sjunker.

För producenter som äger värmekraft eller för konsumenter med flexibel elförbrukning torde utnyttjandet av marknads-makt på reglerkraftmarknaden vara ett isolerat fenomen från resterande elmarknader. Men för en producent med vattenkraft innebär marknads-makt i uppreglering att man flyttar elproduktion till dagen-före-marknaden. Marknads-makt i nedreglering gör att man förskjuter produktion åt motsatt håll. I det första fallet går dagen-före-priset ner och i det andra fallet ökar dagen-före-priset på grund av ofullständig konkurrens på reglerkraftmarknaden.

På elmarknader med stora mängder vattenkraft spiller marknads-makt på reglerkraftmarknaden alltså över på dagen-före-marknaden. Detta gäller även om den senare är konkurrens-mässig. Konsekvenserna för priserna på dagen-före-marknaden blir större när större volymer handlas på reglerkraftmarknaden eller när priskänsligheten i efterfrågan på reglerkraftmarknaden är större eftersom värdet av att utöva marknads-makt ökar under sådana omständigheter. Den totala effektiviteten kan både gå ned och upp beroende på konkurrens-situationen på dagen-före-marknaden.

Interna flaskhalsar i elsystemet ger ibland upphov till arbitragemöjligheter mellan olika delmarknader som aktörerna kan utnyttja. Arbitrage betyder att någon köper en vara billigt och säljer den dyrt utan merkostnad och utan risk. En intern flaskhals som uppstår inom ett elområde kan inte lösas med hjälp av prismekanismen på elbörsen. Ett exempel är västkustsnittet utanför Göteborg där transmissionsnätet inte är dimensionerat för att hantera de norrgående elflödena som ibland uppstår. Kapacitetsbegränsningar in till Stockholm och andra storstadsområden är ytterligare exempel.⁴⁵ Genom att aktivera nedregleringsbud på den sidan av flaskhalsen där det finns ett överskott av elproduktion från dagen-före-marknaden och att aktivera motsvarande uppregleringsbud på den sidan av flaskhalsen där det finns ett underskott av elproduktion från dagen-före-marknaden, kan Svenska kraftnät använda reglerkraftmarknaden för att minska belastningen på elnätet. Omfördelning av reglerresurser inom ett elområde kallas för omdirigering.⁴⁶

Omdirigering öppnar affärsmöjligheter som består i att företag tar motsatta positioner på reglerkraftmarknaden och dagen-före-marknaden. I ett område som Stockholm med ett internt efterfrågeöverskott skulle lokala producenter tjäna på att flytta kapacitet från dagen-före-marknaden och i stället sälja den till ett högre pris under omdirigeringen. För flexibla konsumenter i samma område skulle det vara lönsamt att köpa el utöver sina behov på dagen-före-marknaden för därefter att sälja samma el dyrt som förbrukningsreduktion

⁴⁵ Holmberg och Tangerås, Internationell integration av den svenska elmarknaden, beskriver västkustsnittet och vilka utmaningar det ger upphov till. Pär Holmberg och Thomas Tangerås, Elbrist i storstäderna – ett marknads-perspektiv (Forskningsrapport SNS, 2022) diskuterar försörjningsproblematiken in till Sveriges storstäder.

⁴⁶ Ett annat alternativ är att aktivera reglerresurser i andra elområden, vilket kallas för motköp.

under omdirigeringen. Sådan arbitragehandel bidrar till att öka de interna obalanserna på dagen-före-marknaden och öka de volymer som behöver hanteras under omdirigeringen. Denna arbitragehandel är samhällsekonomiskt olönsam eftersom det är kostsamt att justera produktion och konsumtion i ett sent skede, vilket även ökar risken för att Svenska kraftnät inte lyckas upprätthålla balansen i elnätet.

Den höga ägarkoncentrationen på reglerkraftmarknaden och samspelet med dagen-före-marknaden talar för att konkurrensen på marknaderna för balanskraft borde vara intressanta att studera. Detta gäller särskilt eftersom energiomställningen och de ökande mängderna väderberoende elproduktion ökar de volymer som handlas närmare driftstimmen via de olika balansmarknaderna. Tidigare empirisk forskning om konkurrensen på den nordiska elmarknaden har fokuserat på dagen-före-marknaden. Även om sådant arbitrage som diskuteras ovan inte har uppmärksammats i Sverige, finns det exempel från utlandet på problem med arbitragehandel mellan olika delmarknader.⁴⁷ Analys av konkurrensen på marknaderna för balanskraft fordrar tillgång till marknadsdata från Svenska kraftnät. Det gäller särskilt de regleringsbud som Svenska kraftnät mottar från aktörerna på reglerkraftmarknaden.

6.4 Ytterligare konkurrensfrågor

Den empiriska forskningen om konkurrensen på den nordiska elmarknaden har fokuserat på marknadsmakt på kort sikt, det vill säga givet den befintliga kapaciteten. Men det är naturligtvis även av intresse att undersöka företagets långsiktiga beslut och om dessa tas på konkurrensmässiga grunder. På motsvarande sätt som att företag med marknadsmakt kan tjäna på att begränsa utbudet för att driva upp priset på kort sikt, kan de underinvestera för att hålla upp elpriset på lång sikt. Långsiktig marknadsmakt begränsas normalt av inträde på marknaden. I Sverige finns dock betydande juridiska och politiska inträdesbarriärer som bidrar till att upprätthålla marknadskoncentrationen. De fyra nationalälvarna är fredade från vattenkraftsutbyggnad.⁴⁸ Det är endast lagligt att bygga ny kärnkraft för att ersätta nerlagd kärnkraft. Ersättningsreaktorer är endast tillåtna vid Forsmark, Oskarshamn eller Ringhals där de andra operativa reaktorerna befinner sig. Att bygga ny kolkraft eller oljekraftverk i Sverige är sannolikt inte politiskt opportunt. Vind- och solkraft är inte tillförlitliga källor till marknadsmakt. Då återstår gaskraftverk och elproduktion i fjärrvärmeverk. Tillskottet av ny sådan elproduktion har varit begränsat de senare åren. Företag kan även utnyttja långsiktig marknadsmakt genom att lägga ner elproduktion i förtid. Resultat från en simuleringsmodell av Matti Liski och Iivo Vehviläinen antyder att samägandet kan ha påverkat nerläggningen av svensk kärnkraft.⁴⁹

⁴⁷ Christoph Graf med flera, Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy (WP No. w27262, National Bureau of Economic Research (NBER), 2020) visar exempelvis på omfattande problem i Italien. Ytterligare exempel hittar man i Holmberg och Tangerås, Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv.

⁴⁸ Dessa fyra är Kalixälven, Piteälven, Torneälven och Vindelälven.

⁴⁹ Matti Liski och Iivo Vehviläinen, Ownership and collusive exit: Theory and a case of nuclear phase-out (CEEPR WP 2018-010, 2018).

Även andra marknader än dagen-före är av potentiellt intresse. En uppenbar fråga är om elhandlare utnyttjar marknadsstyrka på slutkundsmarknaden för att ta ut överpriser från små företag och hushåll. Något som skulle tala emot detta är de låga inträdesbarriärerna på slutkundsmarknaden. Nils-Henrik M. von der Fehr och Petter Vegard Hansen visar med data från Norge att aktiva kunder som är villiga att byta leverantör ofta uppnår särskilt konkurrensmässiga priser. Förlorare är passiva kunder som inte utvärderar sina avtal.⁵⁰ Motsvarande studier har dock inte genomförts för Sverige, kanske till följd av otillräcklig tillgång på detaljerade kunddata.

Konkurrensen på terminsmarknaden har inte heller varit föremål för någon större uppmärksamhet trots dessa marknaders betydelse för effektiv prissättning och för konkurrensen på spotmarknaden. Ett grundläggande problem är tillgång till data över terminskontrakt eftersom dessa ofta är bilaterala mellan köpare och säljare eller har handlats på någon plattform och därför kan vara skyddade av avtalssekretess.

Eirik Amundsen och Lars Bergman argumenterar för att marknaden för elcertifikat varit gynnsam för företag att utnyttja marknadsstyrka.⁵¹ Syftet med elcertifikaten var att främja investeringar i förnybar elproduktion. Producenter av grön el tilldelades certifikat som de sedan kunde sälja till svenska konsumenter som var tvungna att köpa certifikat för en viss andel av sin årliga elförbrukning. Genom att minska utbudet av elcertifikat skulle företag i teorin kunna minska efterfrågan på el genom ett högre certifikatpris. Resultatet skulle bli ökade elpriser. Även om en sådan effekt kan uppstå i teorin, är systemet med elcertifikat under avveckling. Nya anläggningar som har tagits i drift från och med 2022 får inga certifikat.

⁵⁰ Nils-Henrik M. von der Fehr och Petter Vegard Hansen, Electricity retailing in Norway (*The Energy Journal* 31(1), 25–45, 2010). Faisal M. Mirza och Olvar Bergland, Pass-through of wholesale price to the end user retail price in the Norwegian electricity market (*Energy Economics* 34(6), 2003–2012, 2012b) redovisar ytterligare resultat som pekar i denna riktning.

⁵¹ Eirik S. Amundsen och Lars Bergman, Green certificates and market power on the Nordic power market (*The Energy Journal* 33(2), 101–117, 2012).

7. Slutsatser

De studier som diskuteras i denna rapport använder olika metoder och data för att belysa frågor om konkurrensen på den nordiska elmarknaden. Även om vissa resultat är mer tillförlitliga än andra, förkastar alla de redovisade studierna hypotesen om fullständig konkurrens. Effekterna tycks dock ha varit begränsade i den mån studierna har estimerat graden av ofullständig konkurrens. Prisökningarna uppskattas i regel till fyra procent eller lägre. Sådillvida att studierna har kunnat undersöka konkurrensen i lokala elområden, antyder resultaten särskilda konkurrensproblem i elområde Malmö (SE4). Detta är ett elområde med en hög grad av lokal marknadskoncentration.

Utvecklingen antyder att incitamenten har ändrats och att resultat från tidigare studier inte nödvändigtvis kan tillämpas på dagens elmarknad. Under energikrisen det senaste året uppstod situationer med resursbrist i en utsträckning som man aldrig sett förut. I sådana fall kan företag tjäna särskilt stora belopp på att utöva marknadsmakt. Studierna av konkurrensen på elmarknaden har använt data från perioder med relativt liten risk för elbrist och låga priser. Därför vore det olämpligt att utan vidare använda tidigare resultat för att beräkna konsekvenserna av marknadsmakt under energikrisen. Strukturella ändringar av elmarknaden som ändrade prissäkringsstrategier och samägande av elproduktion torde ha påverkat incitamenten att utnyttja marknadsmakt. Dessutom har forskningen fokuserat på spotmarknaden relativt till andra delmarknader som också är betydelsefulla.

Ytterligare studier är motiverade. På spotmarknaden är det av särskild betydelse att noggrannare undersöka konkurrensen inom lokala elområden. Dessutom vore det värdefullt att studera betydelsen för konkurrensen av ändringar i företagens prissäkringsstrategier och i samägandet av elproduktion. Många delmarknader är mer eller mindre utforskade utifrån ett konkurrensperspektiv, exempelvis terminsmarknaden och reglerkraftsmarknaden.

Fördjupad forskning förutsätter tillgång till nya och förbättrade data. Detaljerade data över budgivningen på dagen-före marknaden för individuella företag och enskilda elområden skulle göra det möjligt att skatta betydelsen av elbrist och flaskhalsar i elnätet för konkurrensen. Data över terminskontrakt och slutkundernas betydelse för företagen skulle möjliggöra att skatta konkurrensen på terminsmarknaderna och även betydelsen av företagens prissäkring för konkurrensen på spotmarknaden. Budgivningsdata från marknaderna för balanskraft behövs för att undersöka konkurrensen på andra grossistmarknader än just spotmarknaden. Mer detaljerade data ökar dessutom tillförlitligheten av de skattade resultaten. Forskning från elmarknader i Europa och på annat håll visar vad man kan åstadkomma med bättre data. Dessa studier har dokumenterat hur företag utnyttjar marknadsmakt på sätt som man inte kan fånga upp med sådana data som för tillfället finns tillgängliga för den nordiska elmarknaden.

Slutligen kan det vara värt att minna om att elpriserna inte endast beror på konkurrensen bland företagen på elmarknaden. Energikrisen visade till exempel att konkurrensen och politiska problem på insatsfaktormarknaderna kan ha stora priseffekter. Dessutom påverkas prisskillnaderna mellan olika elområden fundamentalt av flaskhalsar i elnätet. Åtgärder för att förbättra konkurrensen på insatsfaktormarknaderna och för att öka integrationen av elmarknaden skulle påverka elpriserna även på en konkurrensmässig elmarknad.

Referenser

Amundsen, Eirik S. och Lars Bergman. Green certificates and market power on the Nordic power market. *The Energy Journal* 33(2), 101–117, 2012. <https://doi.org/10.5547/01956574.33.2.5>

Bergman, Lars och Bo Diczfalusy. *Spänning på hög nivå – en ESO-rapport om elnätets roll för säkra elleveranser*. ESO-rapport nr 4, 2020.

Borenstein, Severin, James B. Bushnell och Frank A. Wolak. Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review* 92(5), December, 1376–1405, 2002. <https://doi.org/10.1257/000282802762024557>

Bresnahan, Timothy F. The oligopoly solution concept is identified. *Economics Letters* 10(1–2), 87–92, 1982. [https://doi.org/10.1016/0165-1765\(82\)90121-5](https://doi.org/10.1016/0165-1765(82)90121-5)

De Cannière, Charlotte. Market integration and market efficiency: Evidence from transmission constraints in the Belgian electricity sector. Opublicerat manuskript, KU Leuven, 2022.

von der Fehr, Nils-Henrik M. och Petter Vegard Hansen. Electricity retailing in Norway. *The Energy Journal* 31(1), 25–45, 2010. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No1-2>

Fogelberg, Sara och Ewa Lazarczyk. Strategic withholding through production failures. *The Energy Journal* 40(5), 247–266, 2019 <https://doi.org/10.5547/01956574.40.5.sfog>.

Fridolfsson, Sven-Olof och Thomas Tangerås. Market power in the Nordic electricity market: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy* 37(9), September, 3681–3692, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.036>

Fridolfsson, Sven-Olof och Thomas Tangerås. A reexamination of renewable electricity policy in Sweden. *Energy Policy* 58, July, 57–63, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.032>

Graf, Christoph, Federico Quaglia och Frank Wolak. Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy. WP No. w27262, National Bureau of Economic Research (NBER), 2020.

Hjertstrand, Per och Thomas Tangerås. Non-parametric tests for perfect competition - with an application to the Nordic-Baltic wholesale electricity market. Opublicerat manuskript, IFN, 2023.

Holmberg, Pär och Thomas Tangerås. *Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv*. Forskningsrapport SNS, 2022.

Holmberg, Pär och Thomas P. Tangerås. Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden. *Penning- och valutapolitik* 1, 5–35, 2023a.

Holmberg, Pär och Thomas P. Tangerås. *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv marknadsdesign och nättariffstruktur*. Forskningsrapport SNS, 2023b.

Holmberg, Pär och Thomas P. Tangerås. *Internationell integration av den svenska elmarknaden*. Forskningsrapport SNS, 2023c.

Horn, Henrik och Thomas Tangerås. National transmission system operators in an international electricity market. IFN WP 1394, 2021.

Hu, Xiao, Jūratė Jaraitė och Andrius Kažukauskas. The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market. *Energy Economics* 96, 105159, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105159>

Ito, Koichiro och Mar Reguant. Sequential markets, market power and arbitrage. *American Economic Review* 106(7), 1921–1957, 2016. <https://doi.org/10.1257/aer.20141529>

Kim, Dae-Wook och Christopher R. Knittel. Biases in static oligopoly models? Evidence from the California electricity market. *Journal of Industrial Economics* 54(4), 451–470, 2006. <https://doi.org/10.1111/j.1467-6451.2006.00296.x>

Lau, Lawrence J. On identifying the degree of competitiveness from industry price and output data. *Economics Letters* 10(1–2), 93–99, 1982. [https://doi.org/10.1016/0165-1765\(82\)90122-7](https://doi.org/10.1016/0165-1765(82)90122-7)

Liski, Matti och Iivo Vehviläinen. Ownership and collusive exit: Theory and a case of nuclear phase-out. CEEPR WP 2018-010, 2018.

Lundin, Erik. Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden. *Journal of Industrial Economics* 69(3), 485–536, 2021. <https://doi.org/10.1111/joie.12271>.

Lundin, Erik och Magnus Söderberg. *Analys av priser och reglering på den svenska elnätmarknaden*. Forskningsrapport SNS, 2022.

Lundin, Erik och Thomas P. Tangerås. Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool. *International Journal of Industrial Organization* 68, 102536, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2019.102536>.

McRae, Shaun D. och Frank A. Wolak. How do firms exercise unilateral market power? Evidence from a bid-based wholesale electricity market. I: Eric Brousseau och Jean-Michel Glachant (reds.) *The Manufacturing of Markets. Legal, Political and Economics Dynamics*. Cambridge University Press, 390–420, 2014. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107284159>

McRae, Shaun D. och Frank A. Wolak. Market power in a hydro-dominated wholesale electricity market. Opublicerat manuskript, Stanford University, 2017.

Mirza, Faisal M. och Olvar Bergland. Transmission congestion and market power: The case of the Norwegian electricity market. *Journal of Energy Markets* 5(2), 59–88, 2012a. <https://doi.org/10.21314/JEM.2012.074>

Mirza, Faisal M. och Olvar Bergland. Pass-through of wholesale price to the end user retail price in the Norwegian electricity market. *Energy Economics* 34(6), 2003–2012, 2012b. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.004>

Mirza, Faisal M. och Olvar Bergland. Market power in the Norwegian electricity market: Are the transmission bottlenecks truly exogenous? *The Energy Journal*, 36(4), 27–45, 2015. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.4.fmir>

Moghimi, Farzad Hesamzadeh, Hanna Ek Fälth, Lina Reichenberg och Afzal S. Siddiqui. Climate policy and strategic operations in a hydro-thermal power system. *The Energy Journal* 44(5), 67–93, 2023. <https://doi.org/10.5547/01956574.44.4.fmog>

Reguant, Mar. Complementary bidding mechanisms and startup costs in electricity markets. *Review of Economics Studies* 81(4), 1708–1742, 2014. <https://doi.org/10.1093/restud/rdu022>

Riksrevisionen. *Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt uppbyggda*. RiR 15, 2023.

Sandsmark, Maria och Berit Tennbakk. Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets. *Energy Policy* 38, 1500–1509, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.033>

Tangerås, Thomas P. och Johannes Mauritzen. Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market. *Journal of Industrial Economics* 66(4), 904–941, 2018. <https://doi.org/10.1111/joie.12186>

Wolfram, Catherine D. Measuring duopoly power in the British electricity spot market. *American Economic Review* 89(4), September, 805–826, 1999. <https://doi.org/10.1257/aer.89.4.805>



Adress 103 85 Stockholm
Telefon 08-700 16 00
konkurrensverket@kkv.se

www.konkurrensverket.se