

# Investeringar på elmarknaden – fyra förslag för förbättrad funktion

*Sven-Olof Fridolfsson  
Thomas P. Tangerås*

*Rapport till  
Expertgruppen för miljöstudier 2011:5*



REGERINGSKANSLIET

Finansdepartementet

# Förord

Den svenska elmarknaden karaktäriseras av hög ägarkoncentration i ett fåtal dominerande elproducenter som i viss mån skyddas av inträdesbarriärer. Hur påverkar detta incitamenten för investeringar? Utöver en effektiv produktionskapacitet är det även önskvärt med ett väl anpassat elnät för distribution. Hur samverkar investeringsbehoven i nätet med de i produktionen och hur ska effektiva investeringar i gränsöverskridande elnät designas? Vidare finns det ett antal klimatrelaterade styrmedel som utöver att stävja växthuseffekten även syftar till att främja investeringar i förnybar energi och till att göra Sverige mer självförsörjande på el. Hur samverkar dessa och vilken påverkan har de på incitamenten för investeringar på elmarknaden? Är den nuvarande marknadsstrukturen och energipolitiken den mest lämpade att främja samhällsekonomiskt önskvärda investeringar? För att belysa diskussionen som förts kring dessa frågor gav Expertgruppen för miljöstudier Sven-Olof Fridolfsson och Thomas Tangerås i uppdrag att diskutera och analysera åtgärder som främjar samhällsekonomisk effektivitet för investeringar på den svenska elmarknaden.

Det är vår förhoppning att rapporten ska bidra till en klagörande debatt på detta område. Författarna svarar själva för rapportens innehåll, analys och slutsatser.

Stockholm i oktober 2011

Bengt Kriström

/ Mikael Åsell  
Magnus Allgulin

# Innehåll

<b>Sammanfattning .....</b>	<b>7</b>
<b>Summary .....</b>	<b>11</b>
<b>1 Inledning.....</b>	<b>15</b>
<b>2 Den svenska elmarknaden .....</b>	<b>25</b>
<b>3 Marknadsstruktur och inträdesbarriärer.....</b>	<b>33</b>
<b>4 Samverkan mellan investeringar i produktions- och överföringskapacitet .....</b>	<b>41</b>
<b>5 Samverkan mellan investeringar i produktionskapacitet och flexibel efterfrågan .....</b>	<b>51</b>
<b>6 Effekten av klimatåtgärder på investeringsincitamenten .....</b>	<b>61</b>
<b>7 Den kommunala vetorätten.....</b>	<b>71</b>
<b>8 Politisk osäkerhet.....</b>	<b>79</b>
<b>9 Slutsatser.....</b>	<b>85</b>
<b>Referenser .....</b>	<b>87</b>



# Sammanfattning

Sedan avregleringen av elmarknaden 1996 ligger ansvaret för att investera i ny elproduktion till stor del på bolag med vinstintresse. Många är dock skeptiska till om vinstdrivande bolag är de mest lämpade för att främja en välfungerande, miljövänlig och effektiv elförsörjning. Således utövar staten fortfarande ett stort inflytande över elmarknaden genom Vattenfall, det statliga affärsverket Svenska Kraftnät, som äger och driver det högspända stamnätet, och dessutom påverkar staten investeringarna genom lagstiftning, skatter och subventioner.

Vi behandlar här frågan om den nuvarande marknadsstrukturen och energipolitiken är den mest lämpade att främja samhälls-ekonomiskt önskvärda investeringar. Frågan är central då en stor del av den svenska elproduktionen – kärnkraften – är ålderstigen och behöver ersättas. Rapportens huvudbudskap är att investeringsincitamenten skulle förbättras med flera aktörer på marknaden och mer decentraliserade beslut.

Den nordiska elmarknaden är koncentrerad såtillvida att enskilda producenter är speciellt stora på sina hemmamarknader. Marknadskoncentrationen förstärks av samägandet av främst kärnkraft. På en koncentrerad marknad finns risk för underinvestering då de stora aktörerna därigenom kan upprätthålla ett långsiktigt högt elpris. Det finns därför ett värde med flera producenter på marknaden. Normalt leder höga priser till ökad import eller att nya aktörer träder in på marknaden med ny kapacitet. Elmarknaden omgärdas dock av inträdesbarriärer genom restriktionerna på ny kärn- och vattenkraft. Riksdagens beslut om att ny kärnkraft får byggas erbjuder en möjlighet att bryta marknadskoncentrationen:

*Förslag 1: Öppna för att andra än de nuvarande bolagen får äga ny svensk kärnkraft.*

Möjligheten att handla el med utlandet begränsas av flaskhalsar i det högspända stamnätet. På en konkurrensnära stamnätsmarknad skulle stora prisskillnader till följd av flaskhalsar driva fram nätinvesteringar. Högre kapacitet i nätet innebär större marknader genom ökad handel. Stamnätet är dock inte konkurrensutsatt då Svenska Kraftnät har statligt monopol på nya nätförbindelser med utlandet. Som EU:s konkurrensmyndighet har påtalat utgör utövandet av monopolmakt i nätet ett konkurrensnära problem: genom att reducera exportkapaciteten i situationer med effektbrist driver Svenska Kraftnät upp elpriset utomlands. Vi anser att det finns utrymme för förbättrad konkurrens på stamnätet genom att privata intressenter får tillstånd att bygga nätkapacitet på marknadsmässiga grunder:

*Förslag 2: Slopas lagen om att endast stamnätsföretag, i praktiken Svenska Kraftnät, får bygga utlandsförbindelser.*

Ny teknologi i form av smarta nät och timmätning innebär att hushållen får möjligheten att reducera sin elkonsumention eller förskjuta förbrukningen över dygnet när elpriset är högt. Flexibel konsumtion innebär stabilare priser, förbrukning och högre effektivitet genom bättre utnyttjande av produktionskapaciteten. Sverige har redan gjort stora investeringar i smarta nät och idag samlar nätbolagen in en betydande mängd data från hushållens timvisa elförbrukning. Trots detta tjänar inte hushållen på att anpassa förbrukningen då elhandlarna inte erbjuder timvis debitering. Vi noterar att bolagen kan ha försvagade incitament att frivilligt introducera timpriser eftersom de själva kan förlora på att hushållen flyttar förbrukningen till de tider på dygnet då elen är billigare. Att inte utnyttja timmätningens potential till fullo förefaller vara resursslöseri.

*Förslag 3: Inför en reglering som tvingar elhandelsbolagen att erbjuda timvis debitering till de hushåll vars timvisa elförbrukning redan idag samlas in och lagras.*

Klimathotet har stort inflytande på energipolitiken och utsläppsmarknaden för växthusgaser utgör en hörnsten i den europeiska klimatpolitiken. EU:s medlemsländer har även infört styrmedel för att främja elproduktionen från förnybara energikällor; i Sverige används främst elcertifikaten. Nationella styrmedel innebär dock att man fördyrar klimatpolitiken genom att snedvrider incitamenten att investera i utsläppsreduktioner i riktning av förnybar energiproduktion. En gemensam certifikatmarknad minskar snedvridningarna då den förnybara produktionen byggs där den är som billigast. Från det perspektivet välkomnar vi den gemensamma certifikatmarknaden mellan Sverige och Norge. Notera dock att den nya certifikatmarknaden riskerar att försämra leveranssäkerheten i Sverige ifall den förnybara elproduktionen främst hamnar utomlands och det internationella stamnätet inte anpassas efter de nya elflöden som uppstår i systemet.

Investerare framhäver den kommunala vetorätten som en viktig begränsande faktor för investeringar i förnybar energi, speciellt för landbaserad vindkraft. Till exempel utnyttjar vissa kommuner vetorätten till att begära ekonomisk kompensation från investerarna. Förslag om att slopa vetorätten har därför förts fram: tillståndsprocessen ska istället centraliseras och främst baseras på den nuvarande miljöprövningen. Vi är tveksamma till om en centraliserad administrativ process förmår ta hänsyn till investeringarnas fulla kostnader och värden. En kommunal avgift utgör ett värdefullt marknadsbaserat komplement till miljöprövningen då en avgift framförhandlad mellan kommuner och investerare skulle återspegla investeringens värden och kostnader för de involverade parterna.

*Förslag 4: Behåll den kommunala vetorätten och tillåt även fortsättningsvis kommunala avgifter på förnybar energi.*

Staten har vid upprepade tillfällen ändrat energipolitiken, till exempel genom höjningarna av fastighetsskatten på vattenkraftverken och kärnkraftskatten. En investerare som förväntar framtida skattehöjningar blir mindre benägen att investera. Den kortsiktiga vinsten av att höja skatterna motverkas därför av de långsiktiga

kostnaderna av uteblivna investeringar. För att dämpa den politiska osäkerheten ligger det i statens egenintresse att skapa ett sunt investeringsklimat genom rimliga, långsiktiga, tydliga och förutsägbara spelregler på elmarknaden. Rapporten avslutas med en diskussion om förutsättningarna för sådana spelregler.



# Summary

Since the liberalization of the Swedish electricity market in 1996, profit maximizing firms carry the main responsibility for investing in new electricity generation. Consumers and many politicians distrust the market and question whether it is profit maximizing firms that are best suited to promote a well-functioning, efficient and environmentally friendly supply of electricity. Perhaps for this reason, the state maintains considerable influence over the market. Vattenfall, the largest owner of generation capacity, and Svenska Kraftnät, the owner and operator of the high-voltage transmission grid, are both fully state owned. In addition, the state imposes regulations, taxes and subsidies on the electricity sector to attain political objectives.

This report addresses whether the current market structure and energy policies are sufficient to promote socially desirable investments in generation. The issue is important as nuclear power, comprising a large part of Swedish production, is ageing and must be replaced in the coming years. Our main message is that investment incentives would be improved with a higher number of market participants and more decentralized investment decisions.

The Nordic electricity market is concentrated. A few large firms own a high share of the generation in the domestic markets. Joint ownership of nuclear power reinforces this market concentration. In a concentrated market, large producers could uphold excessive long-run prices by under-investing in new capacity. Usually, excessive prices would trigger imports or new players entering the market. But barriers in the form of legal restrictions on new nuclear and large scale hydro power have effectively blocked large scale entry. Parliament's recent decision to allow investments in new nuclear power offers an opportunity to reduce market concentration:

*Proposal 1: Allow investors besides the current owners to build and operate the new nuclear power plants.*

Bottlenecks in the transmission grid limit electricity trade with other countries. In a competitive market, large price differences stemming from bottlenecks would trigger grid investment and increased market integration. In Sweden, the transmission grid is not operated in a competitive market. On the contrary, Svenska Kraftnät (SvK) holds a legal monopoly on the national transmission grid. As an expression of its monopoly power, SvK has curtailed export with the purpose of alleviating domestic congestion problems. We question the view of transmission networks as natural monopolies. On the contrary, we see an opportunity for competition in the grid by allowing private contractors to build and operate interconnectors on market terms:

*Proposal 2: Abolish the statutory requirement that all new interconnections to and from Sweden be at least 50 percent owned by Svenska Kraftnät.*

New technology in the form of smart grids and hourly metering means that households will be able to reduce or substitute their electricity consumption away from periods of high electricity prices. Prices and consumption become more stable, and capacity utilization improves. Sweden has taken some important initial steps. After substantial infrastructure investments, grid owners today collect and store data on hourly electricity consumption from a large share of Swedish households. But so far households have seen no benefit from this as retailers do not currently offer any contracts based on hourly pricing. A possible explanation could be that companies find it unprofitable to offer contracts which enable customers to consume the same amount of electricity at a lower price. Failing to exploit the full potential of hourly metering appears wasteful:

*Proposal 3: Introduce regulation obliging electricity companies to offer hourly pricing to households whose hourly electricity consumption is already collected and stored.*

The prospect of climate change has had a considerable impact on European energy policy. The emission trading scheme, EU-ETS, constitutes the cornerstone in Europe's attempts to fight emissions of greenhouse gases. Individual member states have introduced additional policy instruments to meet EU renewable energy standards and promote renewable power generation. In Sweden, green certificates constitute the main tool for renewable electricity production. Renewable support schemes render the EU-ETS inefficient by distorting incentives in the direction of renewable energy production. Multinational certificate markets are an efficient way of achieving overall renewable targets because they reduce the market distortions in the EU-ETS. From the viewpoint of cost efficiency, we welcome the Swedish/Norwegian certificate market. However, the certificate market may reduce the reliability of electricity supply in Sweden if new renewable electricity production mainly occurs abroad and capacity in the transmission grid is not modified to account for the changes in electricity flows.

Investors emphasize the municipal veto power as an important limiting factor for investment in renewable energy, especially for onshore wind power. For example, some municipalities have demanded financial compensation from investors for accepting projects. Critics have proposed to abolish the veto. Instead, they propose that investment permits should be based upon a centralized decision process relying upon the existing environmental legislation. We remain skeptical to whether an administrative process is sufficient to extract information regarding the full costs and benefits of renewable investment projects. A fee negotiated between the involved parties (municipalities and investors) would better reflect the costs and benefits of the project and thereby constitute a valuable complement to an environmental assessment.

*Proposal 4: Maintain municipal veto power and allow municipalities to demand compensation for renewable energy investments from investors.*

The state has repeatedly altered its energy policies, for example through increases in the property tax on hydropower plants and in the nuclear power tax. An investor will be less inclined to invest if he expects additional tax increases in the future. The short-run benefits from raising tax rates must therefore be weighed against the long-run costs of foregone investments. To mitigate political uncertainty, it is in the state's best interests to create a healthy investment climate by committing to reasonable, long-term, transparent and predictable rules in the electricity market.

# 1 Inledning<sup>1</sup>

Sverige står vid ett vägskäl gällande den framtida elförsörjningen. Svensk kärnkraft svarar idag för drygt 40 procent av den svenska elproduktionen och är ålderstigen. Befintliga reaktorer kommer därför att avvecklas inom en överskådlig framtid och den bortfallna produktionen måste ersättas. Hur denna avveckling ska ske och vilka produktionsslag som ska ersätta de avvecklade reaktorerna återstår att se.

90-talets avreglering är av stor betydelse för investeringsvillkoren på den svenska elmarknaden. Dessförinnan dominerades den svenska elmarknaden av statliga Vattenfall och ett flertal större privata aktörer. Elektrifieringen av det svenska samhället under 1900-talet drevs huvudsakligen fram genom ett omfattande samarbete mellan dessa aktörer. Samarbetet innebar bland annat att investeringar koordinerades centralt i syfte att utveckla ett tekniskt effektivt elförsörjningssystem på nationell nivå. Den kortsiktiga resursanvändningen på den svenska elmarknaden, det vill säga resursanvändningen givet installerad kapacitet, ansågs vara mycket effektiv. Resursanvändningen på längre sikt vållade däremot kritik. Bland annat ekonomer menade att investeringarna i för stor utsträckning bestämdes utifrån tekniska kriterier vilket sannolikt ledde till överinvesteringar; inte minst reservkapaciteten ansågs överdimensionerad; se t.ex. Hjalmarsson, (1996). Denna kritik var ett av huvudargumenten för avregleringen. Hädanefter skulle investeringarna bestämmas på marknadsmässiga grunder.

På en konkurrensutsatt marknad sker investeringar när det förväntade priset bedöms bli lika eller högre än kostnaden för ny produktion. Detta investeringskriterium leder till samhälls-ekonomiskt effektiva investeringar då mervärdet av en extra enhet

---

<sup>1</sup> Tack till Magnus Allgulin, Max Brimberg, Björn Carlén, Maria Sunér Fleming, Yvonne Fredriksson, Peter Frykbom, Lennart Hjalmarsson, Pär Holmberg, Kjell Jansson, Louise Johannesson, Gunnar Lundberg, Johannes Mauritzen, Magnus Torstensson och Patrik Söderholm för hjälp och kommentarer.

kapacitet – priset – blir lika med dess merkostnad. I elmarknads-sammanhang innebär samhällsekonomiskt effektiva investeringar bland annat att de sker i rätt sorts teknologi (kärnkraft kontra vindkraft, produktion kontra elnät), vid rätt lokalisering (i närheten av förbrukarna eller i anslutning till energikällan) samt vid rätt tidpunkt (så att teknologin är mogen och att det finns avsättning för den extra produktionen).

En rad faktorer utöver avregleringen påverkar naturligtvis vilka investeringar som äger rum och därigenom den samhälls-ekonomiska effektiviteten. Svensk el produceras till stor del av några få producenter som åtminstone i viss mån skyddas av inträdesbarriärer på marknaden. Hur påverkar en sådan ägar-koncentration investeringsincitamenten? En effektiv elförsörjning förutsätter inte bara en adekvat produktionskapacitet. Därutöver krävs ett väl anpassat elnät som transporterar elen från kraftverken till förbrukarna. Inte minst ambitionerna om en integrerad europeisk elmarknad kräver omfattande investeringar i gränsöverskridande elnät. Hur samverkar investeringsbehoven i el-produktionen och elnätet och hur kan man få till stånd effektiva investeringar i gränsöverskridande elnät? Ny teknologi, bland annat så kallade smarta nät, kommer sannolikt att förändra det framtida förbrukningsmönstret av el. Hur påverkar denna utveckling de framtida investeringsbehoven i ny elproduktion? I Europa förs kampen mot klimatförändringarna med hjälp av ett batteri ekonomiska styrmedel och direktiv, inte minst det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter. Samtidigt har Sverige konstruerat egna styrmedel - huvudsakligen elcertifikaten - för att främja investeringar i förnybar energi, delvis för att ytterligare reducera klimathotet, men även för att göra Sverige mera självförsörjande på el. En central fråga i detta sammanhang är hur de olika styrmedlen samverkar och om de leder till snedvridna investeringsincitament. Till exempel kräver investeringar i både produktions- och överföringskapacitet tillstånd av ansvariga myndigheter. Långa ledtider och oklarheter rörande besluts-kriterierna för att få byggtillstånd uppfattas ofta som begränsande investeringsfaktorer. Hur kan man trimma tillståndsprocessen och samtidigt sporra till effektiva investeringar? Sist, men inte minst viktigt: politisk osäkerhet påverkar investeringars lönsamhet och kan ha stor inverkan på investerares beslut, i vissa fall så stor att samhällsekonomiskt effektiva investeringar helt uteblir. Går det att

utforma spelregler på elmarknaden som trots politisk osäkerhet är rimliga, långsiktiga, tydliga och förutsägbara?

Denna rapport presenterar en ekonomisk analys som illustrerar hur faktorerna ovan påverkar potentiella investerares lönsamhetskalkyl och därigenom deras investeringsbenägenhet. Specifikt studerar vi hur konkurrensen på elmarknaden och inträdesbarriärer inverkar, samverkan mellan investeringar i produktions- och överföringskapacitet, effekterna av timdebitering av elförbrukningen, klimatåtgärdernas roll, den kommunala vetorätten och vikten av politisk osäkerhet. Syftet är *inte* att peka ut specifika investeringar för att få till stånd en samhällsekonomiskt effektiv elmarknad i Sverige. Rapporten tar exempelvis inte ställning till frågan om investeringar i förnybara energikällor är att föredra framför investeringar i ny kärnkraft. Syftet är istället att identifiera faktorer som snedvrider investeringsincitamenten och i förlängningen att diskutera hur spelreglarna på elmarknaden kan utformas för att främja samhällsekonomiskt effektiva investeringar.

**Marknadskoncentration** Den nordiska elmarknaden är koncentrerad såtillvida att enskilda aktörer är speciellt starka på sina hemmamarknader - Vattenfall i Sverige, Statkraft i Norge och så vidare. Marknadskoncentrationen förstärks av att de stora elbolagen Vattenfall, Fortum och E.ON samäger den svenska kärnkraften. På en marknad med få aktörer riskerar bolagen att utöva marknadsmakt, det vill säga utnyttja sin storlek för att driva upp elpriset. Bolag med marknadsmakt har incitament att underinvestera i ny produktionskapacitet för att hålla uppe avkastningen på redan installerad kapacitet. Frånvaro av inträdesbarriärer motverkar marknadsmakt genom ökad import eller etablering av nya producenter på marknaden. I Sverige begränsas importen av kapaciteten i stamnätet som ägs av Svenska Kraftnät. Etableringshinder i form av förbud mot ny kärnkraft och utbyggnad av vattenkraft i nationalälvarna har skyddat svenska producenter mot storskalig nyetablering på marknaden. Riksdagens beslut att tillåta att befintlig kärnkraft ersätts med ny ändrar inte detta förhållande och leder inte nödvändigtvis till nyinvesteringar, även om dessa vore samhällsekonomiskt lönsamma. När riksdagen nu har beslutat om att ny kärnkraft får byggas vore det därför lämpligt att ompröva dagens koncentrerade ägarstruktur:

*Förslag 1: Öppna för att andra än de nuvarande bolagen får äga ny svensk kärnkraft. Vi föreslår ett anbudsförfarande där alla intresserade elbolag konkurrerar om att få bygga och driva de nya svenska kärnkraftverken.*

Det vore av stort värde att få in elintensiv industri som delägare i kärnkraft, på samma sätt som i Finland. Incitamenten att driva kärnkraftverk effektivt torde vara starkare när en del av produktionen säljs direkt till slutkonsumenterna (Bushnell m.fl., 2008). Enligt lag får ny kärnkraft endast byggas för att ersätta befintlig produktion. Forsmark, Oskarshamn och Ringhals torde således utgöra nödvändiga nyttigheter (*essential facilities*) i konkurrensrättslig mening. Detta innebär i så fall en skyldighet att upplåta marken till konkurrenter till skäliga villkor för byggandet av ny kärnkraft.

**Elnätet** En effektiv elförsörjning förutsätter både adekvat produktionskapacitet och väl anpassad överföringskapacitet i det högspända stamnätet. Ibland uppstår flaskhalsar mellan (och inom) länder då stamnätet inte har tillräcklig kapacitet att transportera all efterfrågad el från kraftverken till konsumenterna. I dessa fall delas den nordiska marknaden upp i olika regionala marknader, så kallade elområden. Till följd av flaskhalsarna blir elpriset högre i områden som importerar el än i områden som exporterar el. Flaskhalsar är kostsamma då de begränsar handeln med el och kan även ge upphov till marknadsmakt. På en välfungerande marknad med fri etableringsrätt kan privata entreprenörer söka koncession för att bygga linjer mellan olika områden och sälja kapacitet till högstbjudande. Resterande prisskillnader återspeglar endast kostnaden för ytterligare överföringskapacitet. Ansvaret för att tillhandahålla tillräcklig överföringskapacitet i det svenska stamnätet ligger dock på nätägaren Svenska Kraftnät och på regeringen som sätter upp de ekonomiska ramar som styr Svenska Kraftnäts verksamhet. Vi ifrågasätter tesen om stamnätet som ett naturligt monopol och anser att privata nätägare har en mycket större roll att spela på nätsidan än i dagsläget. Värdet av privata investeringsmöjligheter torde vara speciellt högt för utlandsförbindelser eftersom de olika ländernas nätägare har haft svårt att koordinera byggandet av tillräcklig internationell överföringskapacitet. Vi anser att det finns utrymme för privata intressenter att bygga ut överföringskapacitet på marknadsmässiga grunder:



*Förslag 2: Slopa lagen om att endast stamnätsföretag, i praktiken Svenska Kraftnät, får bygga utlandsförbindelser.<sup>2</sup>*

På en marknad med fri prisbildning ger flaskhalsar i elnätet upphov till prisskillnader. Elen är relativt billig i områden med gott om produktionsresurser medan konsumenterna betalar ett relativt högt elpris där produktionsresurserna är knappa. I Sverige har man tidigare bestämt att det skall råda ett enhetligt elpris. För att neutralisera överskotten och bristerna i systemet ingriper Svenska Kraftnät på marknaden genom så kallad mothandel. Elproducenter ersätts för att öka produktionen och elintensiv industri för att dra ner konsumtionen i områden med elbrist. Omvänt betalar Svenska Kraftnät elproducenter för att reducera produktionen och elintensiv industri för att öka konsumtionen i områden med elöverskott. Omfattande mothandel leder till en rad snedvridningar. Exempelvis investeras det för mycket i ny produktion i områden med elöverskott eftersom elpriset där är för högt medan områden med elbrist upplever underinvesteringar i ny produktion till följd av för låga elpriser.

**Observation:** Vi välkomnar Svenska Kraftnäts beslut att reducera mothandeln på den svenska elmarknaden och övergå till fyra elområden.

Svenska Kraftnät kan sänka sin kostnad för mothandel genom att öka kapaciteten i stamnätet. Efter övergången till elområden kommer även flaskhalsintäkterna ha betydelse för hur mycket som investeras i stamnätet. Det är viktigt att undvika att investeringarna styrs utifrån motivet att maximera vinsten på stamnätet, då man i så fall riskerar underinvesteringar. För att uppnå korrekta incitament att investera i stamnätet måste staten anpassa regleringen av Svenska Kraftnät till införandet av elområden. Svenska Kraftnät bör ta hänsyn till hur det totala värdet av handeln och leveranssäkerheten ändras av att öka kapaciteten i stamnätet i förhållande till investeringskostnaden.

**Timmätning** Smarta nät innebär att hushållskonsumenter i framtiden sannolikt kommer att reagera på prissignaler och sänka sin elförbrukning, alternativt flytta den över tiden, när elen blir dyr. Utvecklingen mot smarta nät förutsätter stora investeringar i ny infrastruktur och lär därför ta tid. Sverige har dock redan tagit ett steg i denna riktning. Landets elnätsföretag har satsat mellan 10

---

<sup>2</sup> Privata intressenter kan dock begära undantag enligt Artikel 17 i EU:s Direktiv 714/2009 som etablerar villkor för tillgång till överföringsnätet.

och 15 miljarder kronor på att byta ut alla 5,2 miljoner elmätare i Sverige. Dessa investeringar innebär månadsvis mätning av elförbrukningen i majoriteten av de svenska hushållen. Svenska hushåll kan således i princip tjäna på att minska sin elförbrukning under månader med höga priser. Ett viktigare steg mot smarta nät är att mäta och prissätta hushållens elförbrukning timvis istället för månadsvis. Större delen av de nödvändiga investeringarna är idag redan gjorda: 91 procent av alla elmätare läser eller kan läsa av elförbrukningen timvis; och den timvisa elförbrukningen samlas in och lagras i 29 procent av alla uttagpunkter i Sverige (Energimarknadsinspektionen, 2010). Merkostnaden för att erbjuda rörliga prisavtal med timmätning, det vill säga timdebitering, till ägarna av de senare uttagpunkterna torde vara försumbar. Det förefaller således möjligt att relativt snabbt erbjuda dessa hushåll timdebitering.

Timdebitering är förknippad med samhällsekonomiska vinster genom att öka rörligheten i elförbrukningen från timmar med högt pris till timmar med lågt pris. Priser och förbrukning stabiliseras därmed över tiden, vilket leder till ett bättre utnyttjande av produktionskapaciteten. På kort sikt innebär förmodligen timdebitering lägre *genomsnittliga* priser och torde därmed gynna både hushållskonsumenter och industrikonsumenter. Effekten på producenterna är inte lika tydlig. Topplastens lönsamhet minskar medan effekten på baslastens lönsamhet är oviss. Detta tyder på att framtida nyinvesteringar torde ske i baslast, som exempelvis kärnkraft, snarare än i topplast.

Det är idag osäkert hur stora de samhällsekonomiska vinsterna av timdebitering kan tänkas bli. Vinsternas storlek kommer att bero dels på hur många hushåll som väljer rörliga avtal med timdebitering, dels på priskänsligheten i hushållens elkonsumention. Mycket talar för att effekterna inledningsvis blir små och att det kan ta tid innan de stora samhällsekonomiska vinsterna materialiseras. Vi menar att detta utgör ett starkt skäl till att påskynda införandet av timpriser. Ju längre vi väntar, desto längre framåt i tiden skjuter vi på de samhällsekonomiska vinsterna. Denna slutsats förstärks av att vi redan idag har gjort stora delar av de nödvändiga investeringarna. Det förefaller således som ett slöseri att inte utnyttja dessa resursers potential till fullo. Sist men inte minst torde ett tidigt införande av timdebitering underlätta för producenternas planering av framtida investeringar.

*Förslag 3: Inför en reglering som tvingar elhandelsbolagen att erbjuda timdebitering till de hushåll vars timvisa elförbrukning redan idag samlas in och lagras.*

Vi noterar och välkomnar att Energimarknadsinspektionen (2010) förespråkar införandet av timdebitering. Myndigheten föreslår att timdebitering införs *samtidigt* för alla hushåll med en årlig förbrukning överstigande 8000 kWh, ett krav som skjuter upp införandet till 2014. Vi anser att ett sådant uppskjutande är onödigt, åtminstone för de hushåll vars timvisa elförbrukning redan idag samlas in och lagras. Regeringens proposition 2010/11:153 lanserar målsättningen att det stora flertalet elkonsumenter bör få sin elförbrukning timmätt, även de som förbrukar mindre än 8000 kWh per år. Det är oklart om regeringen antar att elhandelsbolagen kommer att erbjuda timdebitering så snart timmätning införts. Elhandelsbolagen kan ha försvagade incitament att erbjuda timdebitering. Därför anser vi att de bör tvingas erbjuda timdebitering till de konsumenter som önskar detta.

**Klimatåtgärder** I Europa förs kampen mot klimatförändringarna med hjälp av ett batteri ekonomiska styrmedel och direktiv. En central fråga är hur dessa instrument samspelar och om de leder till snedvridningar. Den europeiska marknaden för utsläpp av växthusgaser, EU-ETS, öppnades januari 2005 och utgör en hörnsten i klimatpolitiken. Svenska staten utkräver dessutom energiskatter och ger ekonomiska bidrag för att styra resursanvändningen i önskad riktning. Det viktigaste styrmedlet riktat mot förnybara energikällor är systemet med elcertifikat. Producenterna tilldelas elcertifikat i förhållande till hur mycket förnybar el de producerar. Elcertifikaten säljer de vidare till elkonsumenterna som måste köpa för att täcka upp en fast andel av sin elförbrukning. På en välfungerande europeisk utsläppsmarknad som omfattade de flesta källorna till utsläpp skulle den totala mängden utsläpp helt enkelt ges av antalet utsläppsrätter. På en konkurrensmässig och långsiktig marknad fördelas utsläppen mellan länderna på ett kostnadseffektivt sätt och investeringar i klimatvänlig energiproduktion hamnar där den är mest lönsam. Lokala klimatpolitiska styrmedel fördyrar klimatpolitiken genom att snedvrider produktions- och investeringsincitamenten utan att ha någon reell klimatpåverkan. En ökning i andelen elcertifikat medför till exempel att andelen förnybar energi i Sverige ökar

jämfört med andra länder och att det släpps ut mera växthusgaser i andra delar av Europa.

Certifikatsystemet och andra styrmedel för att öka andelen förnybar energi ska ses i ljuset av målsättningen att reducera importberoendet av energi.<sup>3</sup> Man är därför villig att tillåta en viss kostnadsineffektivitet för att uppnå förnybarhetsmålet. Genom att skapa gemensamma certifikatmarknader ökar effektiviteten på grund av att investeringarna hamnar i länder med en konkurrensfördel i förnybar elproduktion.

*Observation:* Vi välkomnar bildandet av en gemensam certifikatmarknad mellan Sverige och Norge. Samtidigt kan en gemensam certifikatmarknad öka Sveriges importberoende av el i den mån investeringar i förnybar energi flyttas utomlands. För att upprätthålla leveranssäkerheten är det viktigt att de norska och svenska nätägarna ges korrekta incitament att anpassa nätkapaciteten.

**Den kommunala vetorätten** En fundamental förutsättning för byggandet av nya kraftverk är att investerarna har byggtillstånd. Den kommunala vetorätten framhävs som en viktig begränsande faktor, speciellt för byggandet av landbaserad vindkraft (Energimyndigheten, 2009b). En kommun med vetorätt riskerar ge för få byggtillstånd om den inte tar tillräcklig hänsyn till värdet av investeringarna. Förslag om att slopa vetorätten har därför förts fram. Tillståndsprocessen bör istället centraliseras och baseras på den nuvarande miljöprövningen. Vi är tveksamma till om en centraliserad administrativ process förmår ta hänsyn till investeringarnas fulla kostnader och värden. En lokal avgift framförhandlad mellan kommuner och investerare som återspeglar investeringens värden och kostnader för de involverade parterna utgör ett värdefullt komplement till miljöprövningen. Kommunala avgifter på vindkraftanläggningar är således ett sätt att kompensera kommunerna för de lokala miljökostnaderna av vindkraften. Samtidigt skulle avgiften öka det kommunala värdet av investeringar och motverka problemet med underinvesteringar.

---

<sup>3</sup> Se till exempel EU:s förnybarhetsdirektiv (2009/28/EC). Elcertifikaten bidrar till att minska Sveriges beroende av importerad el och ökar därmed Sveriges självförsörjningsgrad. Huruvida de svenska elcertifikaten bidrar till att öka Europas självförsörjningsgrad är däremot tveksamt, åtminstone i den mån som certifikaten i kombination med den europeiska marknaden för handel med utsläppsrätter bidrar till att öka andra EU-länders beroende av fossilbaserad energi.

*Förslag 4: Behåll den kommunala vetorätten och tillåt även fortsättningsvis kommunala avgifter på vindkraftanläggningar.*

En farhåga avseende kommunala avgifter är att kommunerna tjänar på att sätta en för hög avgift för att generera kommunala inkomster. Möjligheten att ta ut överavgifter begränsas av att vindkraftprojekt är aktuella i mer än en kommun. Konkurrens mellan kommunerna om avgifterna från vindkraftverken torde driva ner avgifterna mot en marknadsmässig nivå.

**Politisk osäkerhet** På grund av energiförsörjningens grundläggande roll i ekonomin kommer politiska beslut sannolikt ändra marknadsvillkoren i framtiden. Den framtida energipolitiken är dock oviss. I avsaknad av en bred energipolitisk uppgörelse är till exempel kärnkraftens framtid i Sverige fortfarande osäker. En investerare som uppfattar att förändringar i energipolitiken riskerar att försämra investeringars lönsamhet kommer att vara mindre benägen att investera. Ett påtagligt problem är att det från politiskt håll kan vara frestande att öka skatten eller minska subventionerna när företagen väl har investerat. Fastighetsskatten på vattenkraftverken och kärnkraftskatten har båda höjts flera gånger de senare åren. Förväntningar om dylik skatteexpropriering kan driva bort privata investerare från marknaden. En förutsättning för investeringar kan därför vara att staten tar på sig ett stort ägaransvar. Det är värdefullt att hitta marknadsmekanismer som underlättar för privata investeringar trots risken för skatteexpropriering. Långsiktiga terminskontrakt är en möjlig lösning.<sup>4</sup> Genom att sälja optioner att köpa framtida elproduktion till marginalkostnad, kan investerarna ta ut en del av den förväntade vinsten i förtid. Staten kan inte expropriera denna del från investerarna eftersom optionen säljs innan anläggningen är färdigställd. För att kompensera skattebortfallet skulle staten vara tvungen att beskatta även innehavarna av kärnkraftoptionerna. Ifall det är lika enkelt att beskatta köparna av optionerna som det är att beskatta ägarna av kärnkraften löser optionskontrakt inga problem: optionspriset sjunker till följd av risken för skatteexpropriering. I många fall torde köparna vara elintensiv industri med ett behov av att prissäkra sin elförbrukning. Statens möjlighet till skatteexpropriering begränsas ifall det är politiskt svårare att ålägga elintensiv industri extra skatter än det är att beskatta el-

<sup>4</sup> Långsiktiga terminskontrakt diskuteras bland annat av Ausubel och Cramton (2010a), som dock inte tar upp politisk osäkerhet.

producenterna. Försäljning av optioner underlättar då för privata investerare att ta sig in på marknaden trots risken för skatteexpropriering.

I ett längre perspektiv utgör möjligheterna till skatteexpropriering ett problem för staten själv. Den kortsiktiga vinsten av att höja skatterna på kärnkraftverk och vattenkraft domineras sannolikt av de långsiktiga kostnaderna av uteblivna investeringar. Det ligger alltså i statens egenintresse att skapa mekanismer som begränsar möjligheten till skatteexpropriering. Rimliga, långsiktiga, tydliga och förutsägbara spelregler på elmarknaden dämpar den politiska osäkerheten och utgör förutsättningar för ett sunt investeringsklimat.

## 2 Den svenska elmarknaden

Den svenska elmarknaden avreglerades 1996. Samtidigt anslöt sig Sverige till den norska elbörsen och bildade därigenom den första internationella elbörsen, Nord Pool. Samarbetet har ytterligare fördjupats i samband med att Finland, Danmark och numera även Estland har anslutit sig. I samband med avregleringen separerades ägandet av produktionen och överföringen av el. Större delen av den svenska (och nordiska) elen handlas numera på en konkurrensutsatt marknad.<sup>5</sup> Distributionen av el från producenter till konsumenter är däremot fortfarande reglerad.

Ett utmärkande drag för den svenska elsektorn är att en stor andel av elen produceras i norra Sverige medan större delen konsumeras i södra Sverige. Den svenska elförsörjningen förutsätter därför ett kraftigt elnät som transporterar elen från kraftverken i norr till konsumenterna i söder. Ett annat utmärkande drag är att den svenska elen huvudsakligen produceras av vattenkraft i norra Sverige och kärnkraft i södra Sverige. Kraftverk brukar ofta delas in i så kallad bas- och topplast. Baslasten kännetecknas vanligtvis av låga rörliga och höga fasta kostnader. Omvänt har topplasten höga rörliga och låga fasta kostnader. Kostnadseffektiv produktion kräver att baslasten producerar hela tiden och att topplasten täcker efterfrågetopparna. Kärnkraften tillhör baslasten medan gasturbiner är ett typiskt exempel på topplast. Vattenkraften är den mest flexibla energikällan eftersom man kan lagra den och produktionen snabbt kan anpassas till förändringar i elförbrukningen. På grund av dess flexibilitet är vattenkraften mycket lämpad att producera el de timmar efterfrågan är som högst. Vattenkraft utgör därmed en del av topplasten. Vattenkraftens flexibilitet innebär även att Sverige har bra förutsättningar för volatila kraftkällor som vindkraft. Samtidigt

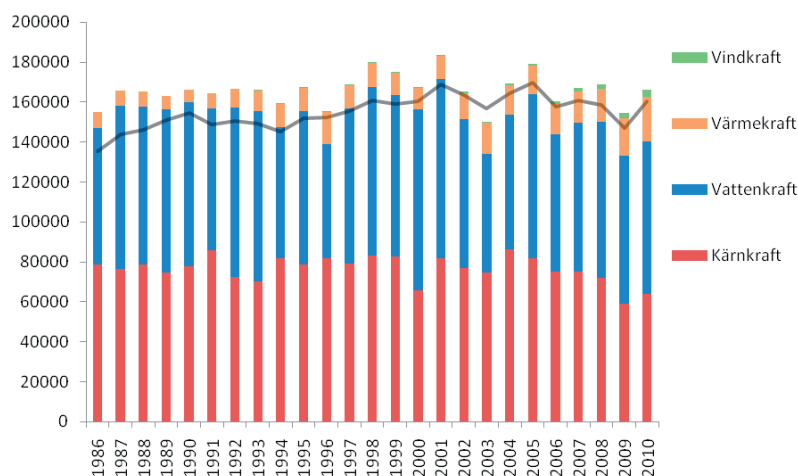
---

<sup>5</sup> En del av den svenska elproduktionen, däribland volymen på effektreserven, är inte marknadsbestämd.

är tillgången på vattenkraft så hög i Sverige att den även används som en del av basproduktionen. Vattenkraften utgör därmed även baslast.

Elproduktionen av vattenkraft och kärnkraft är i Sverige likvärdiga. Var och ett av dessa produktionsslag står för ungefär 45 procent av den samlade svenska elproduktionen. Värmekraft och en växande andel vindkraft står för övrig elproduktion. Produktionen används för det mesta till inhemsk konsumtion, men Sverige handlar även el med grannländerna. Över ett och samma dygn kan Sverige både vara nettoimportör under vissa timmar och nettoexportör under andra.

**Figur 2.1** Elförbrukning och elproduktion i Sverige (GWh)



Källa: SCB och egna beräkningar

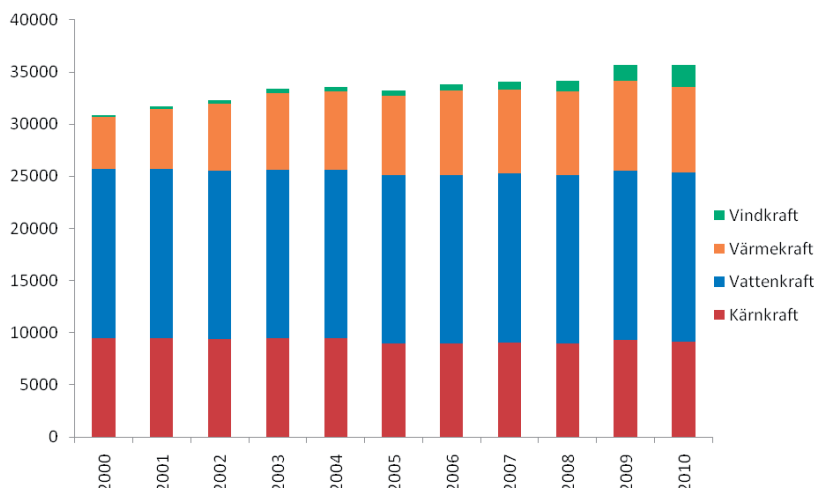
Figur 2.1 beskriver utvecklingen av den svenska konsumtionen och produktionen av el från 1986 till och med 2010. Den svarta linjen anger den årliga svenska elkonsumtionen och staplarna den årliga svenska elproduktionen uppdelad på kärnkraft, vattenkraft, värmekraft och vindkraft.<sup>6</sup> Nettoexporten ges av skillnaden mellan

<sup>6</sup> Värmekraft omfattar mest fjärrvärme, industriell kraftvärme, kondenskraft och gasturbiner. SCB uppger elproduktionens bidrag till den svenska elförbrukningen uppdelad på de fyra kraftkällorna plus svensk elexport. För att räkna fram fördelningen av den totala elproduktionen (inhemsk konsumtion plus export) på de fyra kraftkällorna har vi antagit att varje kraftkällas andel av exporten är lika med dess andel av den svenska elförbrukningen. Siffrorna för 2010 är preliminär statistik.



producerad och konsumerad el. Den kanske mest slående utvecklingen är att Sveriges elförsörjning tycks bli alltmer beroende av värme- och vindkraft. Sverige har även varit nettoimportör av el. I övrigt kan man notera att i likhet med den årliga elförbrukningen, varierar både kärnkraft- och vattenkraftproduktionen från år till år.

**Figur 2.2** Installerad kapacitet (MWe)



Källa: Svensk Energi

Figur 2.2 anger istället utvecklingen under 2000-talet av den installerade kapaciteten uppdelad på de olika kraftslagen. Här kan man konstatera att det framför allt är värmekraft och vindkraft som har bidragit till att öka kapaciteten. Det är även intressant att jämföra de två diagrammen. Trots att den installerade kärnkraftskapaciteten var relativt konstant över perioden så varierade dess utnyttjande förvånansvärt mycket. Samma observation gäller för vattenkraften vilket man dock bör förvänta sig eftersom vattenkraftproduktionen i stor utsträckning beror på nederbördens omfattning.

Tre stora elbolag, Vattenfall, Fortum och E.ON, äger större delen av produktionskapaciteten i Sverige. Dessa bolag samäger även produktionskapacitet, främst de svenska kärnkraftverken. Vattenfall äger 66 procent av Forsmark och 70 procent av Ringhals. Fortum äger 22 procent av Forsmark och 43 procent av Oskarshamn, medan E.ON äger 10 procent av Forsmark, 30

procent av Ringhals och 55 procent av Oskarshamn (Konkurrensverket, 2008).<sup>7</sup> Vattenfall, E.ON och Fortum äger storleksordningen 50, 30 respektive 20 procent av den installerade svenska kärnkraften.

Elnätet består av stamnätet, även kallat transmissionsnätet, samt regionala och lokala distributionsnät. Stamnätets uppgift är att överföra stora mängder el över långa avstånd. Regional- och lokalnäten förbinder elkonsumenterna och mindre produktionsanläggningar med stamnätet som ägs och drivs av Svenska Kraftnät. Därutöver är Svenska Kraftnät även delägare i nästan alla överföringsledningarna till utlandet. Somliga regional- och lokalnät ägs och drivs av de stora elbolagen, andra av kommunala eller privatägda kraftbolag.

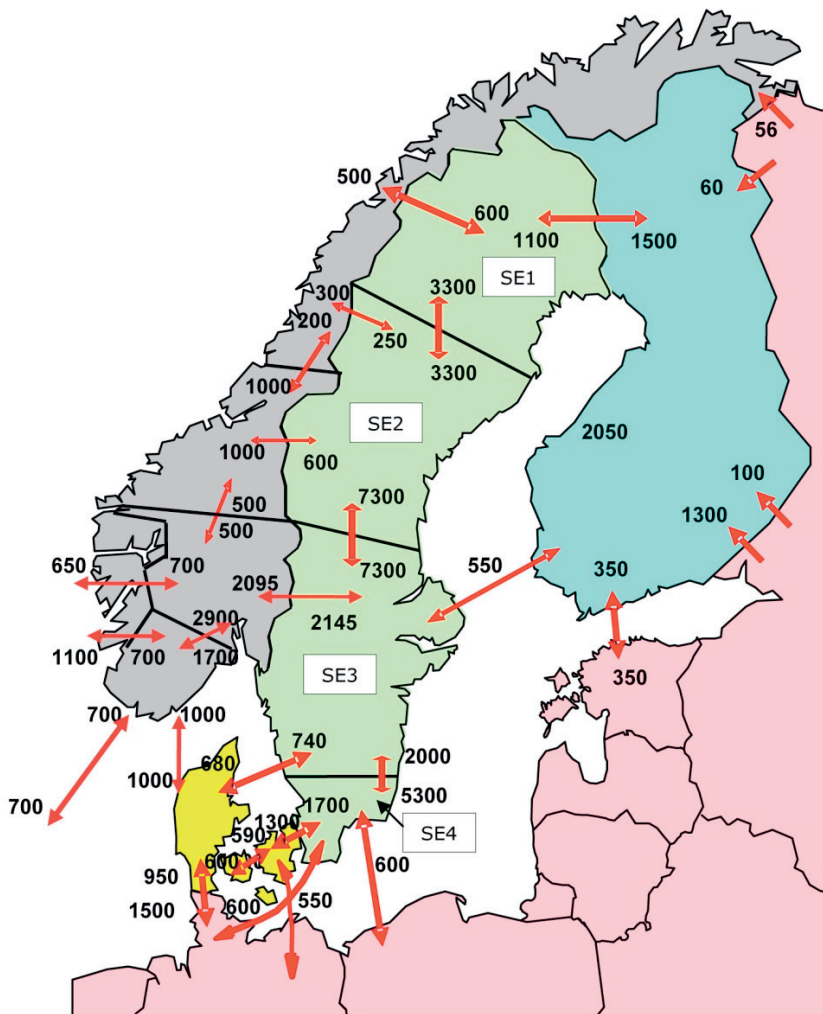
I Norden handlas elen timma för timma på Nord Pool och när elen flyter fritt blir priset detsamma i hela Norden. I samband med flaskhalsar delas den nordiska elmarknaden in i olika elområden (även kallade prisområden eller anmälningsområden). Varje område har sitt eget pris som balanserar det lokala utbudet och efterfrågan. Prisskillnader mellan områden återspeglar flaskhalsar i systemet: ett högre pris i Sverige än i södra Norge beror på att flaskhalsar begränsar exportmöjligheterna av el från södra Norge till Sverige. Nätägarna hanterar inhemska flaskhalsar olika i de nordiska länderna. Sverige utgjorde länge ett enda elområde där Svenska Kraftnät hanterade inhemska flaskhalsar via motköp. Från och med den första november 2011 är Sverige istället indelat i fyra elområden som ska återspegla var de inhemska flaskhalsarna oftast uppstår.

Kartan i Figur 2.3 visar dels indelningen av Sverige i de fyra elområdena, SE1 till SE4, dels indelningen av övriga Norden i elområden. Finland har ett enda elområde medan Danmark är indelat i två. Antalet elområden i Norge har varierat och är för närvarande fem. Kartan visar dessutom stamnätets maximala överföringskapacitet mellan de olika elområden, både inom och mellan de enskilda länderna.<sup>8</sup> Behovet att transportera el från norr till söder samt den omfattande kärnkraftproduktionen innebär att Sverige har ett kraftfullt stamnät i förhållande till sina grannländer.

<sup>7</sup> Övriga ägare i svensk kärnkraft utgörs av Skellefteå Kraft (som äger 2 procent i Forsmark) och Karlstad Kommun (som äger 2 procent i Oskarshamn).

<sup>8</sup> Den maximala överföringskapaciteten i en elkabel kan av fysiska skäl vara annorlunda åt ett håll än åt ett annat; kapaciteten mellan elområde SE3 och SE4 är till exempel mycket kraftfullare i sydlig (5300 MW) än i nordlig (2000 MW) riktning.

Figur 2.3 Nordiska elområden

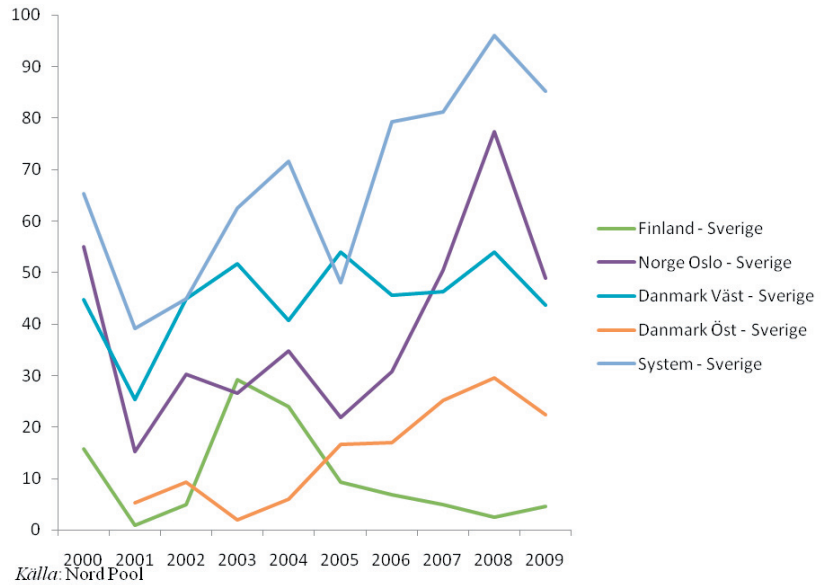


Källa: ENTSO-E

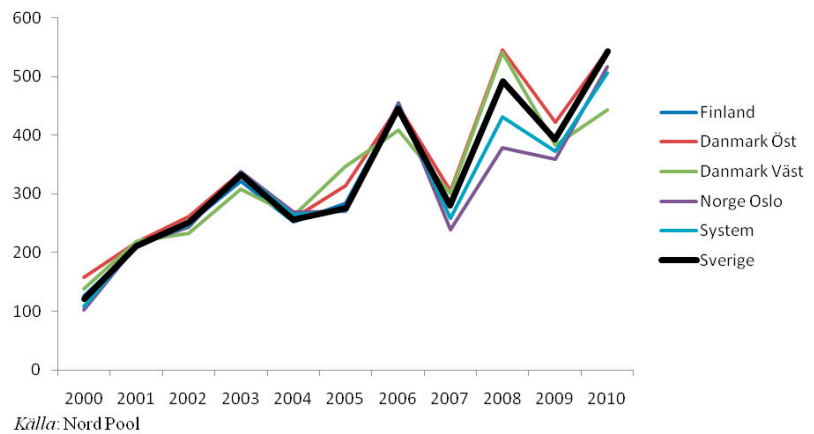
Figur 2.4 anger andelen timmar från 2000 till 2009 där det har förekommit flaskhalsar mellan Sverige och övriga nordiska länder. Mer specifikt anger diagrammet andelen timmar som det svenska elpriset har skilt sig dels från systempriset (det nordiska elpriset helt i avsaknad av flaskhalsar), dels från elområdespriserna i Finland, västra och östra Danmark samt elpriset i elområdet omfattande Oslo. Diagrammet antyder att antalet timmar med flask-

halsar mellan de nordiska länderna har ökat under perioden. För Sveriges del har flaskhalsarna främst ökat mot Osloområdet och östra Danmark. Samtidigt antyder diagrammet att antalet flaskhalsar mot Finland blir allt färre. Numera utgör Sverige och Finland i praktiken ett och samma elområde.

**Figur 2.4: Procentandel timmar med flaskhalsar mot övriga nordiska länder**



**Figur 2.5: Årligt nominellt genomsnittspris SEK/MWh**



Figur 2.5 visar det årliga genomsnittliga nominella systempriset samt spotpriset på el (i svenska kronor) för samma länder och elområden som i Figur 2.4. Figuren antyder att effekten av ökade antal flaskhalsar har varit successivt ökade prisskillnader inom Norden. Figuren bekräftar även att Sverige och Finland i praktiken utgör ett och samma prisområde (den finska trendlinjen är fullständigt övertäckt av den svenska) och att flaskhalsarna mot elområdet som inkluderar Oslo har ökat. Svängningarna och den kraftiga ökningen i elpriset under perioden utgör dock den mest slående utvecklingen.

Exakt hur de fyra svenska elområdena kommer att påverka elpriserna och omfattningen av inhemska flaskhalsar är osäkert. Fram tills nu har Svenska Kraftnät regelbundet flyttat inhemska flaskhalsar mot den danska gränsen för att minska kostnaderna av mothandel. På danskt initiativ har EU-kommissionen granskat beteendet och bedömt att Svenska Kraftnät därigenom missbrukar en dominerande ställning. Uppdelningen av Sverige i elområden är ett sätt att hantera de inhemska flaskhalsarna utan att flytta dem till den danska gränsen. Ändringen talar för att antalet inhemska flaskhalsar kommer öka samtidigt som antalet flaskhalsar mot grannländerna kommer minska. Mycket talar även för att flaskhalsar oftast kommer att förekomma mellan de två sydligaste elområdena, med elunderskott och högre priser i elområde SE4 som följd. Den främsta orsaken är elområde SE4:s låga produktionskapacitet i förhållande till dess elförbrukning: området har 4 procent av Sveriges elproduktion men närmare 20 procent av elförbrukningen. Marspriset (2011) på prissäkringskontrakt för Sveriges nya elområden antyder att problemet med flaskhalsar inom Sverige inte är försumbart: elen i det sydligaste elområdet förväntas i genomsnitt bli runt 60 kronor dyrare per MWh än i det nordligaste elområdet (se bilagan i Energimarknadsinspektionen, 2011).

Under det senaste decenniet har ett flertal ekonomiska styrmedel införts med syfte att bland annat begränsa utsläppen av koldioxid och andra växthusgaser och reducera importberoendet av energi. Centralt står den europeiska marknaden för utsläppsrätter, EU-ETS, som öppnades i januari 2005. Tanken bakom utsläppsmarknaden är att minimera kostnaderna för att reducera utsläppen av växthusgaser. Därutöver anger EU:s förnybarhetsdirektiv (2009/28/EC) nationella mål för användandet av förnybar energi. Målsättningen för Sverige är att 49 procent av den totala

energiförbrukningen ska komma från förnybar energiproduktion 2020. Riksdagen har senare utökat ambitionen marginellt till 50 procent. Systemet med elcertifikat utgör det viktigaste styrmedlet för att främja elproduktion från förnybara källor i Sverige. Elcertifikaten infördes 2003 och stödjer främst produktionen av biobränsle driven värmekraft, vattenkraft och vindkraft. Ägarna av förnybar el får elcertifikat av staten för den el de producerar. Certifikaten kan de sen sälja vidare till elhandlare och elkonsumenter som enligt lag är tvungna att köpa certifikaten för att täcka en viss kvot av konsumtionen.

På grund av politiska beslut finns det idag begränsningar avseende vem som får investera och vad man kan investera i. Ansvar för att tillhandahålla tillräcklig kapacitet i stamnätet ligger på Svenska Kraftnät samt på regeringen som via det årliga regleringsbrevet ställer upp de ekonomiska ramar som styr Svenska Kraftnäts verksamhet. Inträde av nya producenter är däremot principiellt möjligt, men i praktiken begränsad, och politiska beslut gör en utbyggnad av de fyra nationalälvarna osannolik. Beslutet att tillåta byggandet av nya kärnkraftsreaktorer som ersättning för avvecklade reaktorer har visserligen förbättrat förutsättningarna för investeringar i kärnkraft. Kravet att nya reaktorer ska byggas på samma ställe som existerande kärnkraftverk riskerar dock att förhindra inträde av nya kärnkraftproducenter om nuvarande ägare kan blockera tillträde till marken. I dagens läge förefaller vindkraft och biobränsle driven värmekraft erbjuda de bästa förutsättningarna för nyinvesteringar (Energimarknadsinspektionen, 2007). Långa ledtider och oklarheter om beslutskriterierna för att få byggtillstånd framhävs dock ofta som begränsande investeringsfaktorer, speciellt för landbaserad vindkraft. Inte minst de nya reglerna för prövning av vindkraft från 2009 som gav kommunerna vetorätt uppfattas av branschen som mycket hämmande för investeringarna.

### 3 Marknadsstruktur och inträdesbarriärer

Mer än två hundra bolag säljer sin elproduktion på elbörsen Nord Pool, så antalet producenter är mycket högt på den nordiska elmarknaden. Marknadskoncentrationen är ändå inte försumbar: de fyra största bolagen, Vattenfall, Fortum, Statkraft och E.ON stod för drygt hälften av den nordiska produktionen 2006 (Konkurrensverket, 2008). Vattenfall, Fortum, Statkraft och Dong har dessutom dominerande ställningar i sina hemländer, eftersom deras installerade kapacitet i hög grad är geografiskt koncentrerad. Den enda nya stora ägaren är tyska E.ON som förvärvade Sydkraft 2001 och därmed övertog Sydkrafts starka ställning i södra Sverige. På grund av flaskhalsar i stamnätet bryts den nordiska marknaden emellanåt upp i lokala marknader där marknadskoncentrationen kan vara betydligt högre än på nordisk nivå. Figur 2.4 antyder att antalet flaskhalsar har ökat under de senaste tio åren och Figur 2.5 visar att effekten på priserna kan vara betydlig: året med störst andel flaskhalsar, 2008, var det svenska elpriset i genomsnitt drygt 20 procent högre än i Oslos elområde. De potentiella snedvridande effekterna av hög lokal marknadskoncentration förstärks dessutom av förekomsten av samägande, framför allt av den svenska kärnkraften. Med andra ord är den svenska elmarknaden ett så kallat oligopol, det vill säga en marknad som kännetecknas av fåtalskonkurrens. En hög marknadskoncentration visar endast på möjligheten att utöva marknadsmakt. Leder oligopol i realiteten till försämrad konkurrens i Sverige? Vilka är i så fall konsekvenserna för investeringarna och hur kan eventuella problem åtgärdas?

En samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning i Sverige förutsätter en väl fungerande konkurrens på den nordiska elmarknaden. På en konkurrensmässig marknad tar alla företagen priset för givet och ökar sin produktion tills kostnaden för att producera en extra enhet av varan – *marginalkostnaden* – är lika med priset. Företag

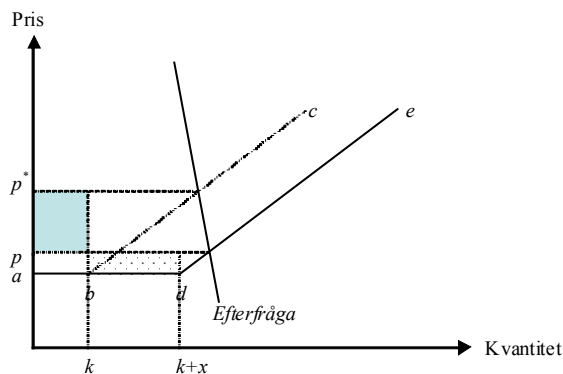
som utövar marknadsstyrka tar däremot hänsyn till att ökad produktion leder till lägre priser. Värdet av en produktionsökning – *marginalinkomsten* – är därför lägre än priset. Alla vinstmaximerande företag kan förväntas utnyttja sin marknadsstyrka för att få så stor vinst som möjligt, men ju hårdare företagen konkurrerar desto svårare är det att utöva marknadsstyrka.

På kort sikt, det vill säga för given installerad produktionskapacitet, bestäms konkurrensen av antalet företag på marknaden, marknadsstorleken och prisökningen i efterfrågan. Mot denna bakgrund torde elmarknaden vara särskilt utsatt för marknadsstyrka (Joskow, 2008): några få stora företag kontrollerar större delen av produktionskapaciteten, efterfrågan är prisökande och flaskhalsar i elnätet ger upphov till lokal marknadsstyrka samt begränsar möjligheter till import. Trots detta antyder den empiriska forskningen att konkurrensen på den nordiska elmarknaden fungerar väl. I den mån elbolagen utövar marknadsstyrka sker det huvudsakligen i samband med att flaskhalsar delar upp den nordiska elmarknaden i regionala marknader; se Fridolfsson och Tangerås (2009) för en översikt över denna forskning.

Man vet dock mycket lite om hur marknadsstyrka påverkar konkurrensen på längre sikt för i ett längre tidsperspektiv måste företagen även bestämma hur mycket de ska investera i ny produktionskapacitet. På en konkurrensutsatt marknad tar företagen priset för givet och investerar när det förväntade priset bedöms bli lika eller högre än kostnaden för den nya produktionen. Detta investeringskriterium leder till samhällsekonomiskt effektiva investeringar då mervärdet av en extra enhet kapacitet – priset – blir lika med dess merkostnad. Ett företag som utövar marknadsstyrka tar däremot inte priset för givet och dess investeringsbeslut avspeglar därför samma typ av avvägning som dess produktionsbeslut: högre produktionskapacitet ökar vinsten i takt med att produktionen ökar, men lönsamheten på den installerade produktionskapaciteten sjunker till följd av lägre priser.



Figur 3.1 Marknadsmakt och incitamenten att investera i ny kapacitet



Källa: Egna beräkningar.

Figur 3.1 illustrerar avvägningen mellan pris och kapacitet. Ett kärnkraftverk producerar baslast med marginalkostnad  $a$  upp till kapaciteten  $k$ . För all konsumtion därutöver tas ständigt dyrare kraftproduktion i anspråk. Utbudet ges av marginalkostnadskurvan  $abc$  om konkurrensen är välfungerande på kort sikt. Jämviktspriset  $p^*$  uppstår där efterfrågan möter utbud. Anta nu att kärnkraftsägaren planerar att utöka kapaciteten i sitt kärnkraftverk från  $k$  till  $k+x$ . Med konstant marginalkostnad lika med  $a$  skiftar utbudet utåt till  $abde$ , och priset sjunker till  $p$ . Producentöverskottet på den utökade kapaciteten består av det prickiga området och är lika med produktionen gånger vinstmarginalen:  $x(p-a)$ . Förlusten på den installerade kapaciteten är det ljusa området och är lika med  $k(p^*-p)$ . I exemplet går priset ned så mycket att investeringen blir olönsam även om man bortser helt från kapitalkostnaden av att installera den nya kapaciteten. Eftersom den kortsiktiga konkurrensen antas fungera är priset *lika* med (den kortsiktiga) marginalkostnaden, även om företaget utövar marknadsmakt i sitt investeringsbeslut.

I avsaknad av inträdesbarriärer begränsas möjligheten att utöva långsiktig marknadsmakt av att nya företag har möjlighet att etablera sig. Nya företag tar endast hänsyn till producentöverskottet  $x(p-a)$  och inte effekten av prisreduktionen  $k(p^*-p)$ .

Etablering är lönsamt om producentöverskottet är tillräckligt stort för att täcka investeringskostnaden inklusive en marknadsmässig avkastning på det investerade kapitalet. *Hotet* om inträde kan räcka för att investeringarna ska vara konkurrensmässiga. Genom att investera  $x$  i sitt eget kärnkraftverk får det etablerade företaget åtminstone vinsten  $x(p-a)$  och tar inte hänsyn till förlusten  $k(p^*-p)$ . Avsaknad av nyetableringar är därför inte i sig ett tecken på dålig konkurrens.

Det är svårt att studera hur väl konkurrensen fungerar på lång sikt. På kort sikt kan man jämföra företagets produktion med den installerade kapaciteten. Ett omotiverat lågt kapacitetsutnyttjande antyder att konkurrensen fungerar dåligt. Motsvarande självklara jämförelsepunkt finns inte på längre sikt då även det fysiska kapitalet är rörligt. Utmaningen för att studera konkurrens på längre sikt består i att skatta såväl den långsiktiga marginalkostnaden av el som dess långsiktiga förväntade intäkter. Skattningen av den långsiktiga marginalkostnaden kräver osäkra bedömningar av bland annat framtida bränslepriser, produktivitetsutvecklingen och kapitalutslitningen. På motsvarande sätt kräver skattningen av förväntade inkomster osäkra bedömningar av bland annat risken för nyinträde och framtida energieffektiviseringar. Politiska beslut avseende kärnkraften och vattenkraften har sannolikt haft stort inflytande över investeringsbesluten vilket gör det mycket svårt att särskilja eventuella effekter av marknadsmakt. Dessa utmaningar förklarar förmodligen varför det saknas empirisk forskning om den långsiktiga konkurrensen på den nordiska elmarknaden.

Kan elproducenter utöva marknadsmakt på längre sikt även om konkurrensen fungerar väl på kort sikt? Ett positivt svar skulle innebära att oron om otillräckliga investeringar kan vara befogad. I synnerhet kan man inte med tillförlitlighet dra slutsatsen att de långsiktiga investeringarna är förenliga med en välfungerande konkurrens utifrån den empiriska forskningen som antyder att de kortsiktiga produktionsbesluten tas på en konkurrensutsatt marknad. Det faktum att ett omotiverat lågt kapacitetsutnyttjande är relativt enkelt att upptäcka, åtminstone i förhållande till att upptäcka underinvesteringar, antyder att företagen kan vara mer benägna att utöva marknadsmakt på lång än på kort sikt. Två omständigheter talar dock emot detta: efterfrågan är mer elastisk – känsligare för prisökningar – på lång sikt eftersom både elintensiv industri och hushåll på sikt har större möjligheter att anpassa sin

elförbrukning, och alltför höga priser är på sikt ohållbara eftersom det skulle leda till inträde.

Den svenska och mer generellt den nordiska elmarknaden kännetecknas dock av inträdesbarriärer. Flaskhalsar i stamnäten begränsar importen och politiska etableringshinder förhindrar storskaliga investeringar i vattenkraft och kärnkraft. Riksdagens beslut att dagens tio aktiva reaktorer får ersättas med nya markerar en fundamental ändring av synen på kärnkraftens framtid i Sverige, men effekten på kärnkraftsinvesteringarna av riksdagens beslut är ändå osäker. Motståndet mot att bryta upp samägandet av kärnkraften antyder att de nuvarande ägarna tjänar på samägandet, antingen på grund av marknadsmakt eller av något annat skäl, som exempelvis ett behov av riskspridning. I så fall är det sannolikt att dagens ägare i framtiden kommer att försöka bevara samägandet genom att kollektivt investera i ny kärnkraft, vilket även ökar sannolikheten för att producenterna tar hänsyn till priset i Figur 3.1 i sina investeringsbeslut. Regeringen önskar (Proposition 2009/10:172) att försöket med att lösa upp samägandet av de svenska kärnreaktorerna fullföljs, men det saknas detaljer om hur detta ska åstadkommas. Noterbart är att initiativ att upplösa samägandet på frivillig väg har misslyckats. När riksdagen nu beslutat om att ny kärnkraft får byggas vore det därför lämpligt att ompröva samägandet av kärnkraften. Vi föreslår att man öppnar för att andra bolag än de stora ägarna av svensk kärnkraft, Vattenfall, Fortum och E.ON, ska äga ny kärnkraft:

**Förslag:** Öppna för att andra än de nuvarande bolagen får äga ny svensk kärnkraft. Vi föreslår ett anbudsförfarande där alla intresserade elbolag konkurrerar om att få bygga och driva de nya svenska kärnkraftverken.<sup>9</sup>

En naturlig ägarkandidat till svensk kärnkraft vore franska EDF, som är världens största kärnkraftsägare. Investeringsincitamenten skulle sannolikt bli starkare med en ny stor producent på elmarknaden.<sup>10</sup> Det vore även av stort värde att få in elintensiv industri som delägare i kärnkraft, på samma sätt som i Finland.

<sup>9</sup> Vi välkomnar Folkpartiets initiativ (*SvD Brännpunkt*, 3 juli, 2011) att komplettera energiprognosen med ett regelverk som möjliggör för nya aktörer att bygga nya reaktorer. Vi föreslår anbudskonkurrens som en del av ett dylikt regelverk.

<sup>10</sup> Svenska kärnkraftverk har dessutom länge lidit av lågt kapacitetsutnyttjande, åtminstone i jämförelse med finska kärnkraftverk. Det är därför möjligt att nya ägare skulle driva kärnkraftverken mer effektivt.

Incitamenten att driva kärnkraftverk effektivt torde vara starkare när en del av produktionen säljs direkt till slutkonsumenterna (Bushnell m.fl., 2008).

Vårt förslag till lösning är ett väl avvägt anbudsförfarande där alla intresserade elbolag konkurrerar om att få bygga och driva de nya svenska kärnkraftverken. Huvudmålsättningen är att välja ut de mest lämpliga bolagen. Ju effektivare ett bolag är att bygga och driva kärnkraftverk på den nordiska elmarknaden, desto högre är dess betalningsvilja och sannolikhet att vinna anbudsförfarandet. Därigenom uppfylls även målsättningen om att överföra en del av vinsterna av ägande och drivande av kärnkraftverk till den svenska staten.

Anbudskonkurrensen bör således i första hand utformas för att åstadkomma en så effektiv ägarstruktur som möjligt, vilket förmodligen kräver att de olika kärnkraftverken inte samägs som i nuvarande ägarstruktur. Det svenska anbudsförfarandet torde alltså gälla tre oberoende kärnkraftverk placerade i Forsmark, Oskarshamn och Ringhals.

Vi listar tre principer som bör vägleda utformningen av anbudsförfarandet: (i) Så många potentiella investerare som möjligt bör uppmuntras att delta i anbudsförfarandet eftersom sannolikheten att hitta en lämplig ägare ökar när antalet intressenter går upp. Ett stort antal deltagare ökar dessutom konkurrensen och därigenom svenska statens förväntade inkomster i samband med försäljning av kärnkraftslicenser. (ii) Samägande mellan elintensiv industri och elbolagen kan vara önskvärt. I Finland ägs kärnkraftverket Olkiluoto gemensamt av Fortum och finsk elintensiv industri. En sådan ägarstruktur bestående av både stora elkonsumenter och ett elbolag kan vara effektivt genom att elbolaget bidrar med expertis om kärnkraftindustrin medan storconsumenterna har incitament att säkra ett så högt kapacitetsutnyttjande som möjligt. (iii) Samägande mellan elproducenter bör betraktas med stor skepsis. Som nämnts ovan riskerar det nuvarande korsägandet av den svenska kärnkraften vara ineffektivt och staten bör därför vara mycket restriktiv till korsägande mellan producenter. Ett möjligt argument för samägande är riskspridning av verksamheten. Dock anser vi att önskvärd riskspridning kan uppnås på annat sätt än genom samägande, till exempel genom försäkringssammanslutningar (*nuclear pools*). Till följd av den koncentrerade ägarstrukturen bör Vattenfall, Fortum och E.ON förmodligen särbehandlas som potentiella ägare till ny kärnkraft

eftersom dessa elbolags betalningsvilja för att bygga nya kärnkraftverk inte enbart bestäms av själva verkens lönsamhet. Dessa tre har även en extra betalningsvilja för att förhindra andra ägare, speciellt nya konkurrenter, från att träda in på marknaden. Allt annat lika har nya potentiella ägare som inte tidigare varit aktiva på den nordiska marknaden incitament att investera i större anläggningar än de befintliga kärnkraftsägarna eftersom de inte tar hänsyn till att ny kapacitet minskar lönsamheten på befintlig kapacitet. Ett ogenomtänkt anbudsförfarande där staten säljer till högstbjudande riskerar därför att cementera den befintliga ägarstrukturen eller kan till och med leda till ännu högre marknadskoncentration än idag. Ett tänkbart sätt att hantera dessa elbolag är att tvinga dem att samäga ny kärnkraft med elintensiv industri (ett strikt förbud för bolagen att över huvud taget äga svensk kärnkraft är sannolikt inte effektivt) eller att sälja en del av produktionen till marginalkostnad genom så kallade "virtual power plant" auktioner; se till exempel Ausubel och Cramton (2010b).

Andra faktorer som inte nödvändigtvis påverkar själva utformandet av anbudsförfarandet kan vara avgörande för att få till stånd effektiva investeringar i ny kärnkraft. Eftersom planeringen och byggandet av de nya kärnkraftverken tar tid måste även tidpunkterna för när de befintliga kärnkraftverken tas ur drift bestämmas i god tid. Om nuvarande ägare själva får bestämma avvecklingen, riskerar man att försena byggandet av nya kärnkraftverk då de förmodligen har starka incitament att kontinuerligt förlänga de befintliga kärnkraftverkens livslängd. En orsak är kostnadsstrukturen för kärnkraftverk – höga fasta byggnadskostnader och låga rörliga bränslekostnader – som gör befintliga kärnkraftverk mycket lönsamma i förhållande till nya verk med stora fasta kostnader. Detta väcker frågan om vem som bör besluta om tidsplanen för avveckling av de befintliga kärnkraftverken. Förmodligen bör detta överlämnas åt en central myndighet.

Principiellt förbättras förutsättningarna för en effektiv anbudskonkurrens om det är möjligt att på förhand ställa upp exakta villkor som produkten ska uppfylla, men den teknologiska utvecklingen är en komplicerande faktor. Att vara först med att kontraktera obeprövad teknologi riskerar att bli kostsamt. Ett exempel är den tredje reaktorn i Olkiluoto som kommer att bli mycket dyrare än först beräknat bl.a. till följd av upprepade förseningar. En lösning vore därför att upphandla kärnkraftverk som bygger på beprövad teknologi.

Slutligen är det värt att notera att Forsmark, Oskarshamn och Ringhals torde utgöra nödvändiga nyttigheter (*essential facilities*) i konkurrensrättslig mening, eftersom ny kärnkraft enligt lag endast får byggas för att ersätta befintlig produktion. Detta innebär i så fall en skyldighet att upplåta marken till konkurrenter till skäliga villkor för byggandet av ny kärnkraft.

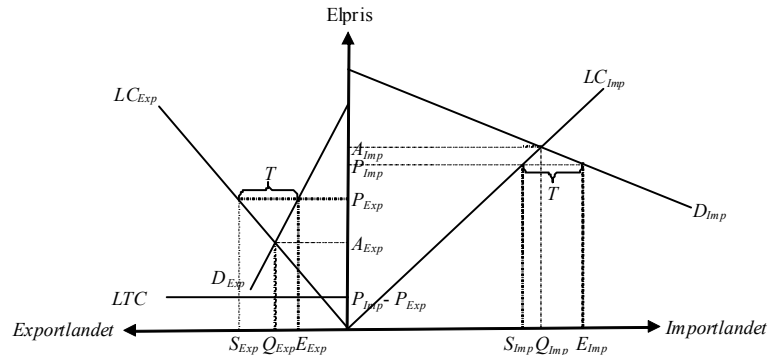
## 4 Samverkan mellan investeringar i produktions- och överföringskapacitet

Elförsörjningen handlar om mer än att säkerställa att tillräckligt med produktionskapacitet finns till hands. För att utnyttja kapaciteten effektivt behövs också ett elnät som effektivt kan transportera elen från kraftverken till slutkonsumenterna. Elnätet består av stamnätet, även kallat transmissionsnätet, samt regionala och lokala distributionsnät. Stamnätets uppgift är att överföra stora mängder el över långa avstånd. Regional- och lokalnäten förbinder elkonsumenterna och mindre produktionsanläggningar med stamnätet som ägs och drivs av Svenska Kraftnät. Därutöver är Svenska Kraftnät även delägare i nästan alla överföringsledningar till utlandet. Somliga regional- och lokalnät ägs och drivs av de stora elbolagen, andra av kommunala eller privatägda kraftbolag.

Elnätets betydelse för elförsörjningen ser man som tydligast de gånger nätet bryter ihop och strömmen försvinner. Mindre dramatiska men mer frekvent förekommande händelser är prisskillnaderna som uppstår på den nordiska elbörsen Nord Pool till följd av flaskhalsar i stamnätet. När till exempel det svenska elpriset är högre än elpriset i södra Norge beror det på att flaskhalsar i elnätet begränsar exporten av el från södra Norge till Sverige. Flaskhalsar är kostsamma såtillvida att de begränsar handeln med el. Det mest uppenbara sättet att bygga bort en flaskhals är att utöka kapaciteten i elnätet, men eftersom nya stamnätsförbindelser är kostnadskrävande uppstår naturligtvis frågan om hur hög nätkapaciteten bör vara. Ett annat sätt att begränsa flaskhalsarna är genom att öka produktionskapaciteten i de områden där det finns ett underskott av el eller att förlägga elintensiv industri till områden med elöverskott. Vilken är då den

optimala blandningen av nät- och produktionskapacitet på marknaden, och hur kan den åstadkommas?

Figur 4.1 Investeringar i produktions- och överföringskapacitet



Källa: Egna beräkningar.

Figur 4.1 illustrerar incitamenten för att investera i stamnätet och produktionskapacitet på en marknad där produktions- och nät-kapacitet levereras på konkurrensmässiga villkor. Låt oss studera marknadsintegration mellan två länder, *Importlandet* och *Exportlandet*. Den högra respektive vänstra delen av diagrammet visar marknadsjämvikten i *Importlandet* respektive *Exportlandet*. I avsaknad av internationell nätkapacitet utgör de två länderna nationella elmarknader. På en välfungerande, det vill säga konkurrensmässig, elmarknad tar alla företagen priset för givet och ökar sina investeringar tills kostnaden av en extra MWh produktionskapacitet, *den långsiktiga marginella produktionskostnaden*, är lika med priset. I diagrammet ges den långsiktiga marginella produktionskostnaden i *Importlandet* av kurvan  $LC_{Imp}$  och den långsiktiga efterfrågekurvan ges av  $D_{Imp}$ . Jämvikt uppstår där utbud är lika med efterfråga, till priset  $A_{Imp}$ . I *Importlandet* investerar bolagen  $Q_{Imp}$  i produktionskapacitet när elmarknaden är nationell. *Exportlandet* har tillgång till liknande produktions-teknologi som *Importlandet*, så den långsiktiga marginella produktionskostnaden  $LC_{Exp}$  är snarlik  $LC_{Imp}$ . Efterfrågan  $D_{Exp}$  på el är däremot relativt låg. Följaktligen blir elpriset  $A_{Exp}$  och



produktionskapaciteten  $Q_{Exp}$  lägre i Exportlandet än i Importlandet.

Värdet av en integrerad elmarknad som den nordiska är de handelsvinster som uppstår när billig elproduktion i ett land kan exporteras till ett annat land där konsumenterna har hög betalningsvilja. Genom att bygga ut nätkapaciteten mellan de två länderna kan nätägaren köpa el till det lägre priset  $A_{Exp}$  i Exportlandet och sälja den till det högre priset  $A_{Imp}$  och därigenom tjäna *flaskhalsintäkter*. På en konkurrensmässig marknad för nätkapacitet tar nätägaren de nationella elpriserna för givna. Nätägaren investerar då i ytterligare nätkapacitet om och endast om pris-skillnaden mellan export och import täcker kostnaden av en extra MWh nätkapacitet, *den långsiktiga marginella transmissionskostnaden, LTC*. I Figur 4.1 blir därför nätkapaciteten lika med  $T$  i marknadsjämvt. På den integrerade marknaden exporteras  $S_{Exp} - E_{Exp} = T = E_{Imp} - S_{Imp}$  MWh el till priset  $P_{Exp}$  och säljs till priset  $P_{Imp}$  i Importlandet. Marknadsintegration innebär att produktionskapaciteten i Exportlandet ökar från  $Q_{Exp}$  till  $S_{Exp}$  medan produktionskapaciteten i Importlandet sjunker från  $Q_{Imp}$  till  $S_{Imp}$ .

Marknadslösningen i Figur 4.1 sammanfaller med den samhälls-ekonomiskt optimala lösningen. På en välfungerande marknad där såväl produktions- som nätkapacitet bestäms utifrån konkurrensmässiga villkor saknas skäl att påverka investeringarna genom ekonomiska styrmedel och under vissa restriktiva villkor kan marknaden alltså helt avregleras (Hogan, 1992).

Få om ens någon elmarknad uppfyller dock villkoren för en helt avreglerad elmarknad. För det första är produktionskapaciteten koncentrerad i händerna på några enstaka producenter på grund av höga inträdesbarriärer. Föregående avsnitt visade att stora elproducenter kan ha incitament att utöva marknadsmakt genom att underinvestera i produktionskapacitet och därigenom upprätthålla ett högt pris.<sup>11</sup> Med marknadsmakt i produktionen ger elpriserna inte en sanningsenlig bild av kostnadsskillnader mellan olika regioner av att investera i nya kraftverk, vilket i sin tur snedvrider incitamenten att bygga ut elnäten. För det andra är kärnkraftverk och överföringslinjer storskaliga projekt som påverkar prisbildningen på hela marknaden. Stora kapacitetsökningar i kärnkraften i södra Sverige gör det exempelvis mindre viktigt att bygga ut nätkapaciteten mellan norra och södra Sverige. Samtidigt kan

<sup>11</sup> Det finns inte någon empirisk forskning som belägger eller avfärdar att de nordiska elproducenterna utövar marknadsmakt i sina investeringsbeslut.

nya kraftverk kräva kompletterande utbyggnad av nätet för att koppla in kraftverket. Dessutom kan storskaligheten i vissa projekt göra det nödvändigt att koordinera investeringarna i produktion och överföring i större utsträckning än vad som sker på en avreglerad marknad. För det tredje ändrar nya ellinjer nätarkitekturen vilket kan ha effekter på elflödet i stora delar av systemet (Wu m.fl., 1996) och därmed på leveranssäkerheten. En linje som i normalfallet används lite kan visa sig värdefull om den avlastar systemet när andra linjer bryter samman. Den ekonomiska effekten av ändrad leveranssäkerhet återspeglas inte nödvändigtvis i elpriserna på en avreglerad marknad. På grund av dessa och ytterligare andra imperfektioner torde en helt avreglerad stamnätsmarknad sannolikt inte leda till effektiva investeringar i stamnätet (Joskow och Tirole, 2005).

Stamnätet i Sverige är istället uppbyggt kring tesen att konkurrens i nätverksamheten överhuvudtaget inte kan fungera. Svenska Kraftnät har ett lagstadgat monopol på det svenska stamnätet och även på nya utlandsförbindelser då dessa endast får byggas av stamnätsföretag. Ansvaret för att tillhandahålla tillräcklig kapacitet i stamnätet ligger alltså på Svenska Kraftnät samt på regeringen som via det årliga regleringsbrevet ställer upp de ekonomiska ramar som styr Svenska Kraftnäts verksamhet. På samma sätt som stora producenter har incitament att begränsa kapaciteten för att hålla uppe elpriserna har ett oreglerat nätmonopol incitament att begränsa kapaciteten i sina internationella nätförbindelser för att därigenom öka flaskhalsvinsterna. Detta är en orsak till att stamnätsbolagen är reglerade. Incitamenten för att investera i stamnätet påverkas av hur dessa regleringar är utformade.

I Sverige har staten pålagt Svenska Kraftnät ett räntabilitetskrav på eget kapital på 6 procent efter skatt där flaskhalsintäkterna dock inte räknas med. Dessa ska i stället gå till investeringar i stamnätet och till att täcka kostnader vid så kallad mothandel, se nedan. Det finns alltså inget explicit avkastningskrav på nätinvesteringar. På en välfungerande marknad ger nätinvesteringarna en marknadsmässig avkastning. Beroende på kostnaden för mothandel kommer de svenska investeringarna i internationella nätförbindelser att ge väldigt hög avkastning, eller kanske ingen alls. Det vore därför något av en tillfällighet om den svenska modellen ger korrekta incitament att investera. Notera även att avkastningsreglering som ovan ger svaga incitament att effektivisera driften eftersom ökade

kostnader enkelt kan vältras över på nätanvändarna i form av högre nätavgifter.

Ett alternativ till avkastningsreglering är inkomstreglering som anger en ram för hur stora inkomster nätbolagen får ta ut från marknaden. Det norska nätmonopolet Statnett regleras på detta sätt.<sup>12</sup> Med inkomstreglering bestäms nivån på investeringarna av inkomstramen, vilket kan ge över- eller underinvesteringar beroende på om inkomstramen tillåter en marknadsmässig avkastning på kapitalet eller inte. En komplicerande faktor är att internationella ellinjer kräver koordinerade investeringar i flera länder, vilket fordrar samarbete över landgränserna, så nätkapaciteten mellan exempelvis Norge och Sverige beror därför både på Svenska Kraftnäts och på Statnetts investeringsincitament. Incitamenten att effektivisera driften är emellertid starka under inkomstreglering eftersom de inkomsterna är frikopplade från de reella driftkostnaderna. En sparad krona i driftskostnader är därför en tjänad krona.

En viktig slutsats från Figur 4.1 är att den samhällsekonomiskt optimala produktionskapaciteten beror på den förväntade utvecklingen i *elpriset* inom landet medan den samhällsekonomiskt optimala nätkapaciteten beror på hur *prisskillnaden* mellan länderna förväntas utveckla sig.

För att återgå till Figur 2.4, som för perioden 2000-09 visar det årliga genomsnittliga nominella systempriset (i svenska kronor) och spotpriset på el för ett flertal nordiska länder inklusive Sverige, så kan vi se att elpriserna har ökat kraftigt i alla länderna, även korrigerat för inflationen. Ökningen antyder att det samhällsekonomiska värdet av ny produktionskapacitet har ökat under perioden. Ser vi till östra Danmark (Sjælland) som nästan samtliga år haft det högsta elpriset så är marknadsvärdet av ny produktionskapacitet högst där, allt annat lika, givet att skillnaden förväntas bestå.

Prisskillnaderna mellan länderna är mycket lägre än prisnivåerna, vilket innebär att ytterligare marknadsintegration har ett värde endast om extra nätkapacitet är mycket billigare än ny produktionskapacitet, eller om prisskillnaderna förväntas stiga i framtiden. Prisskillnaderna mellan Sverige och främst Oslos elområde (men även med de två danska elområdena) har ökat, vilket tyder på att värdet av transmissionslinjer till Norge och

<sup>12</sup> Energimarknadsinspektionen (2009) förespråkar en övergång till inkomstreglering av delar av Svenska Kraftnäts verksamhet.

Danmark har ökat. Över perioden som helhet har däremot Sverige och Finland haft samma pris mer än 90 procent av tiden och under den senare delen av perioden har priserna i de två länderna varit närmast identiska. Mot denna bakgrund förefaller det som om att man har överinvesterat i nätkapacitet mellan Finland och Sverige. Av samma skäl torde marknadsvärdet av ny produktion vara ungefär densamma i de två länderna. I Finland har man planerat för stora ökningarna i kapaciteten, speciellt med byggandet av ytterligare en kärnreaktor i Olkiluoto, medan man i Sverige har riktat in sig på att subventionera förhållandevis småskalig produktion. Eftersom elpriset är närmast identiskt i båda länderna är det möjligt att finländarna har undervärderat den marknadsmässiga kostnaden av att bygga ut kärnkraften i Finland eller att den svenska elmarknaden kännetecknas av underinvesteringar i ny produktion.<sup>13</sup>

Det uppenbara alternativet till monopolreglering är avreglering och konkurrens även på nätsidan. Vi ifrågasätter tesen om stamnätet som ett naturligt monopol och anser att privata nätägare har en mycket större roll att spela på nätsidan än i dagsläget. Privata aktörer med vinstintresse bygger transmissionslinjer där de förväntade flaskhalsinkomsterna är högst i relation till investeringskostnaden. Genom att tillåta privata aktörer att bygga och äga enskilda överföringslinjer i stamnätet vrider man incitamenten i riktning mot de överföringslinjer som har högst samhälls-ekonomiskt värde, så att konkurrensen om flaskhalsinkomsterna driver investeringarna mot det samhälls-ekonomiskt optimala. Eventuella problem med utövande av marknadsmakt från privata nätägare kan stävjas genom tydliga marknadsregler för handeln på de privata elkablarna och krav om att ägaren måste sälja all tillgänglig kapacitet till högstbjudande skulle till exempel motverka diskriminering av nättillträde. Som ett första steg i denna riktning föreslår vi att regeringen underlättar för privata intressenter att äga stamnätsförbindelser inom Sverige och till utlandet:

**Förslag:** Slopa lagen om att endast stamnätsföretag, i praktiken Svenska Kraftnät, får bygga utlandsförbindelser.

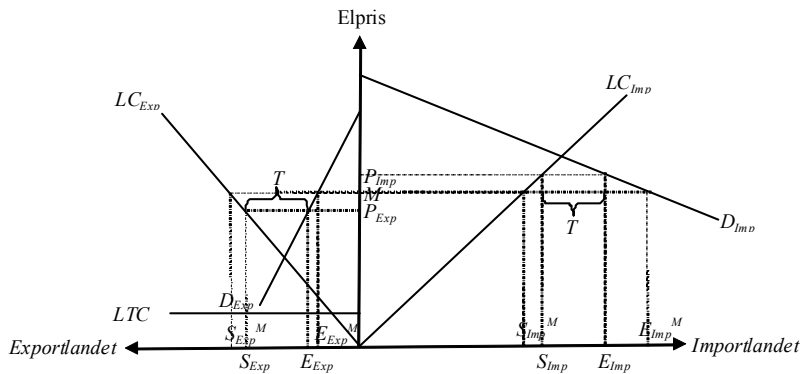
Från och med den första november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden. Inhemska flaskhalsar tar sig då uttryck i prisskillnader mellan de olika elområdena och utgör en förutsättning för privata

---

<sup>13</sup> Investeringarna i Finland kan även avspegla ett önskemål om ett minskat energiberoende gentemot Ryssland.

inhemska nätöverföringar. Historiskt har det inte funnits något utrymme för privat nätägande inom Sveriges gränser då elpriset har varit det samma överallt.

Figur 4.2 Effekterna av ett enhetligt elpris på investeringarna



Källa: Egna beräkningar.

Figur 4.2 illustrerar vilka problem ett enhetligt elpris skapar för elförsörjningen jämfört med ett system där marknaden är indelat i elområden. Skillnaden är att priset tillåts variera mellan elområden. Elen är relativt billig i elområden med gott om produktionsresurser medan konsumenterna betalar ett relativt högt pris i elområden med knappa produktionsresurser. Med ett enhetligt elpris  $M$  ökar efterfrågan på el i importregionen från  $E_{Imp}$  till  $E_{Imp}^M$  samtidigt som utbudet sjunker från  $S_{Imp}$  till  $S_{Imp}^M$  eftersom elpriset sjunker. Det enhetliga elpriset skapar *elbrist* i importregionen då importbehovet  $E_{Imp}^M - S_{Imp}^M$  överstiger importkapaciteten  $T$ . I exportregionen stiger utbudet från  $S_{Exp}$  till  $S_{Exp}^M$  och efterfrågan sjunker från  $E_{Exp}$  till  $E_{Exp}^M$  till följd av prisstegringen från  $P_{Exp}$  till  $M$ . Produktionsöverskottet  $S_{Exp}^M - E_{Exp}^M$  kan dock inte exporteras till fullo på grund av flaskhalsarna i nätet. Det enhetliga elpriset ger således även upphov till *elöverskott* i exportregionen.

På kort sikt neutraliserar Svenska Kraftnät överskotten och motsvarande effektbrister i samband med flaskhalsar genom mot-handel: Svenska Kraftnät ersätter på kort varsel elproducenter för att öka produktionen och elintensiv industri för att dra ner

konsumtionen i områden med elbrist. Omvänt betalar Svenska Kraftnät elproducenter för att reducera produktionen och elintensiv industri för att öka konsumtionen i områden med elöverskott. På längre sikt kan Svenska Kraftnät utjämna obalanser genom att bygga ut kapaciteten i stamnätet.

Mothandel ger dock upphov till en rad ineffektiviteter. För det första fördelas investeringarna fel mellan regionerna. Elbolagen investerar för lite i ny kraftproduktion i importregionen då det enhetliga elpriset är för lågt och för mycket i exportregionen där priset är för högt. Av samma orsak investeras det relativt sett för lite i elintensiv industri i exportregioner. För det andra blir investeringarna ineffektiva inom varje region. På en marknad med fri prisbildning är allokeringen effektiv då det är konsumenterna och producenterna med högst marginalvärde som anpassar sig till flaskhalsarna. I systemet med mothandel är det i stället de bolag som kan anpassa sin produktion/konsumtion på väldigt kort sikt som anpassar sig. Det är osannolikt att det vid varje tidpunkt är de mest flexibla bolagen som har störst värde av att anpassa sig. För det tredje innebär ett enhetligt pris att investeringar vars syfte är att minska nationella flaskhalsar förskjuts från produktion till elnät på ett ineffektivt sätt. På grund av att elpriset är det samma överallt har elbolagen försvagade incitament att förlägga produktionen där det råder elbrist.<sup>14</sup> Samtidigt ökar värdet av att bygga bort flaskhalsar inom Sverige eftersom Svenska Kraftnät då kan reducera kostnaden vid mothandel. För det fjärde ger enhetliga priser snedvridna incitament att investera i och utnyttja kapaciteten i de internationella förbindelserna. Genom att hålla tillbaka exportkapacitet kan en nätägare generera flaskhalsinkomster för att betala för mothandeln och dessutom finns incitament att manipulera kapaciteten till utlandet för att minimera behovet av mothandel. Svenska Kraftnät har till exempel vid ett flertal tillfällen begränsat elexporten till Danmark för att reducera ett efterfrågeöverskott i södra Sverige.<sup>15</sup>

Vi välkomnar Svenska Kraftnäts beslut att reducera mothandeln på den svenska elmarknaden och tillåta prisskillnader mellan de fyra

---

<sup>14</sup> Elkonsumenter i södra Sverige och elproducenter i norra Sverige betalar dock en högre stamnätsavgift till Svenska Kraftnät som kompensation för flaskhalsarna. Avgiften är dock ej fullständigt marknadsbaserad och ger därför knappast en korrekt återspeglning av flaskhalskostnaderna.

<sup>15</sup> Beslutet att dela in Sverige i fyra elområden är en följd av att Svenska Kraftnät efter påtryckningar från EU:s konkurrensmyndighet har åtagit sig att inte längre åtgärda inhemska flaskhalsar genom att begränsa handeln med utlandet.

elområdena. Prisskillnader leder till effektivare investeringsbeslut i såväl ny produktion som konsumtion och ger en bättre bild av det samhällsekonomiska värdet av nya stamnätsförbindelser. Införandet av elområden ger sannolikt ett högre genomsnittligt elpris i södra Sverige än tidigare då elen normalt flödar söderut och därmed bör lönsamheten öka av till exempel ny svensk kärnkraft i södra Sverige, samtidigt som det minskar lönsamheten för exempelvis vindkraft i norra Sverige. Elområden öppnar dessutom upp för privata stamnätsförbindelser inom Sverige då det uppstår flaskhalsintäkter mellan områdena.

Indelningen av Sverige i de fyra elområdena Luleå, Sundsvall, Stockholm och Malmö bygger på undersökningar av Svenska Kraftnät om var i stamnätet flaskhalsarna fysiskt uppstår. Dock kan det i framtiden finnas behov av att flytta gränserna för existerande elområden eller att utöka antalet på grund av förändringar i både elförsörjningen och förbrukningsmönstret. Som vi argumenterade ovan är det problematiskt med för få elområden på grund av alla snedvridningar de ger upphov till. Att skapa för många elområden är dock ett mycket mindre problem eftersom överflödiga elområden i realiteten försvinner på grund av prisutjämnningar.

Under det föregående systemet drevs kostnaden för mothandel incitamenten att investera i stamnätet. Efter övergången till elområden kommer de inhemska flaskhalsintäkterna ha betydelse för hur mycket som investeras. Det är viktigt att undvika att investeringarna styrs utifrån motivet att maximera vinsten på stamnätet, då man i så fall riskerar underinvesteringar till följd av marknadsstyrning. Därför är en ändamålsenlig reglering av Svenska Kraftnät väsentlig så att elområden ger korrekta investeringsincitament i stamnätet. Svenska Kraftnät bör ta hänsyn till hur det totala värdet av handeln och leveranssäkerheten ändras av att öka kapaciteten i stamnätet i förhållande till investeringskostnaden. Värdet av ökad handel kan skattas med utgångspunkt i buddata från Nord Pool kombinerat med antaganden om bland annat framtida investeringar i ny produktionskapacitet och efterfrågans utveckling.





## 5 Samverkan mellan investeringar i produktionskapacitet och flexibel efterfrågan

Mindre konsumenters, främst hushållens, elförbrukning är på mycket kort sikt närmast helt prisokänslig. En grundläggande orsak har varit att elmätare endast mätt hushållens totala elförbrukning över en längre period, till exempel årligen. Hushållen får därför betala ett och samma pris över hela perioden och tjänar alltså inte på att anpassa sin förbrukning i takt med att elpriset varierar timvis. Ny teknik, inte minst tillgången till avancerade IT-system, innebär att kostnaden för regelbundna mätningar av hushållens elförbrukning har minskat drastiskt vilket gör det troligt att hushållens kortsiktiga förbrukning kommer att mätas.

Sverige har redan tagit ett steg i denna riktning när landets elnätföretag satsade mellan 10 och 15 miljarder kronor på att byta ut alla 5,2 miljoner elmätare i Sverige, så att de svenska hushållens elförbrukning kan mätas månadsvis. Svenska hushåll kan alltså i princip tjäna på att minska sin elförbrukning under månader med höga priser. Ett viktigare steg är att mäta och prissätta hushållens elförbrukning timvis. En del av den nödvändiga infrastrukturen finns redan tillgänglig: 91 procent av alla elmätare läser eller kan läsa av elförbrukningen timvis (Energimarknadsinspektionen, 2010). Men för att kunna erbjuda rörliga prisavtal med timmätning, det vill säga timdebitering, till samtliga hushåll krävs ytterligare investeringar, exempelvis måste timmåtten kommuniceras och lagras, vilket kräver investeringar i bland annat it-system och tillhörande mjukvara. Energimarknadsinspektionen (2010) uppskattar att den återstående kostnaden för att erbjuda timdebitering till samtliga hushåll är 1 350 miljoner kronor, det vill säga storleksordningen 10 procent av kostnaderna för att gå över till månadsdebitering. Enligt samma rapport lagras redan idag den timvisa

elförbrukningen för 29 procent av alla uttagpunkter i Sverige. Därför torde merkostnaden för att erbjuda timdebitering till hushållen med de senare uttagpunkterna vara försumbar. Det förefaller alltså möjligt att relativt snabbt erbjuda dessa hushåll timdebitering.<sup>16</sup>

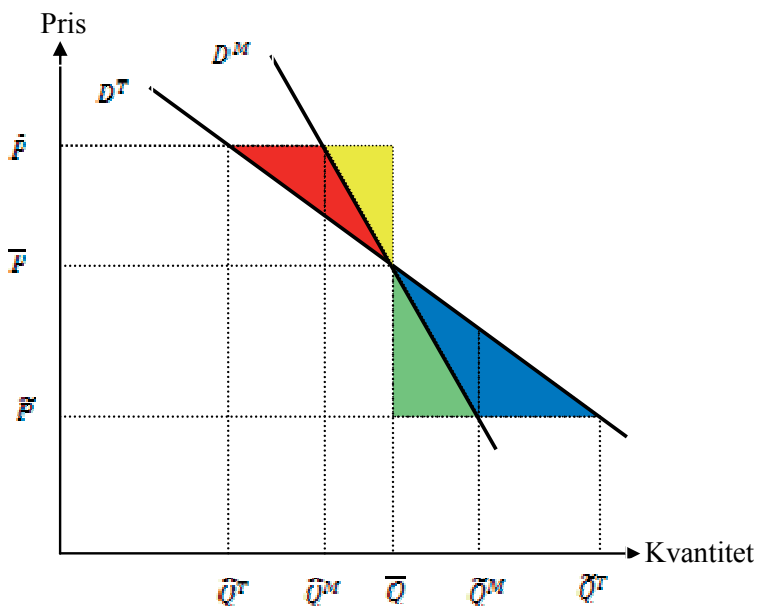
Möjligheten att erbjuda timdebitering väcker dock ett antal frågor. Vad blir de samhällsekonomiska effekterna? Påverkar timdebitering den optimala blandningen av bas- och topplast? Överensstämmer marknadsaktörernas incitament med samhällets behov? Bör utvecklingen mot rörliga prisavtal med timvis mätning påskyndas?

Analysen nedan illustrerar några viktiga effekter av timdebitering och ger därigenom en första indikation om möjliga svar på ovanstående frågor. En viktig begränsning i analysen är att den förutsätter att de nödvändiga infrastrukturinvesteringarna redan är gjorda. Analysen är alltså främst relevant om timdebitering erbjuds till de 29 procent av hushållen vars elförbrukning redan idag mäts, insamlas och lagras. För övriga hushåll pekar analysen endast på potentiella samhällsekonomiska intäkter av timdebitering. En fullständig samhällsekonomisk utvärdering av att erbjuda timdebitering till dessa hushåll kräver naturligtvis att intäkterna vägs mot kostnaderna av investeringarna.

---

<sup>16</sup> Somliga menar att timdebitering baserad på existerande mätare är problematisk då en del mätare endast mäter elförbrukningen med en otillfredsställande precision om 1 kWh. Vi menar att detta problem inte motiverar ett uppskjutande av timdebitering även om prissättningen ibland blir felaktig på grund av att förbrukningen underskattas under vissa timmar och överskattas under andra. Timdebitering innebär trots allt en väsentlig förbättring i jämförelse med månadsdebitering där prissättningen närmast är systematiskt felaktig.

Figur 5.1 Effekten av timpriser på efterfrågan



Källa: Egna beräkningar.

Figur 5.1 visar effekten av timdebitering på efterfrågan på el. Hushåll med månatlig debitering betalar ett enhetligt pris,  $\bar{P}$ , för hela sin förbrukning under samma månad. Hushållen tjänar därför ingenting på att anpassa sin elförbrukning i takt med att elpriset varierar från timma till timma. Efterfrågan på el under en given timma blir därför oelastisk – prisokänslig – när förbrukningen endast mäts månadsvis vilket illustreras av den branta efterfrågan  $D^M$  (efterfrågan under månadsmätning är inte vertikal, dvs. fullständigt oelastisk, då industrikonsumenter är priskänsliga). Med timmätning får dock hushållen som väljer timdebitering betala olika priser i varje timma och tjänar därför på att minska sin elförbrukning under timmar med höga priser. Efterfrågan blir därför mer elastisk under timmätning vilket illustreras i figuren av att efterfrågan under timmätning,  $D^T$ , är flackare än under månadsmätning. Efterfrågan är densamma under tim- och månadsmätning om det timbestämda elpriset råkar sammanfalla med det enhetliga månadspriset  $\bar{P}$ . Under timmar med högre elpriser blir

efterfrågan lägre under timmätning och omvänt blir den högre när elpriset understiger det enhetliga månadspriset.

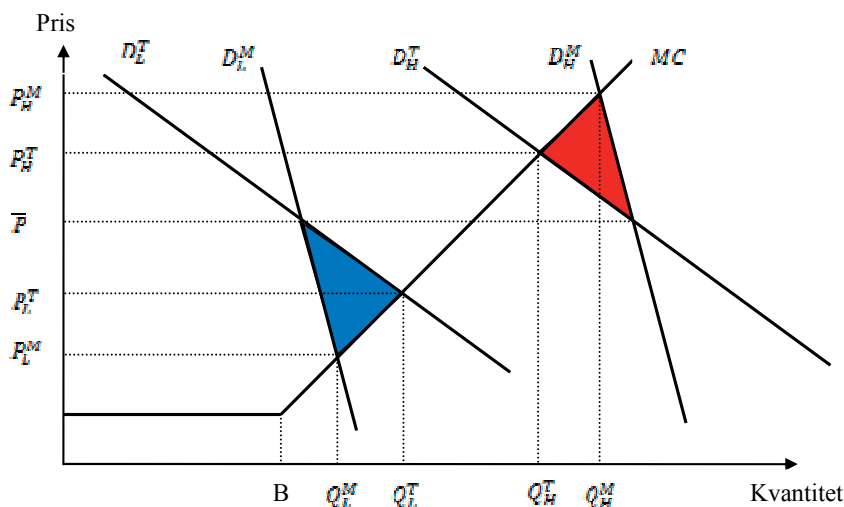
Efterfrågan under timdebitering reflekterar även konsumenternas värdering av elkonsumtion. Värdet av att öka konsumtionen från  $\bar{Q}$  till  $\tilde{Q}^T$  ges av ytan under  $D^T$  mellan dessa kvantiteter och förändringen i konsumentöverskottet ges av de två blå- och grönfärgade trianglarna (om konsumenterna får betala priset  $\tilde{P}$  för den extra konsumtionen). Under timdebitering ökar alltså konsumentöverskottet med denna yta när elpriset blir lågt och lika med  $\tilde{P}$ .<sup>17</sup> När hushållens elkonsumtion mäts månadsvis realiserar endast en andel av denna ökning i konsumentöverskottet, nämligen den gröna triangeln som följer av att industrikonsumenterna anpassar sin konsumtion timvis. Timmätning medför alltså en vinst för hushållen motsvarande den blåa triangeln när elpriset sjunker. När elpriset stiger till  $\tilde{P}$  uppstår istället en kostnad för konsumenter med rörliga prisavtal. Konsumenternas värdering av kvantiteten  $\bar{Q} - \tilde{Q}^T$  (ytan under  $D^T$ ) understiger dock dess kostnad  $\tilde{P}(\bar{Q} - \tilde{Q}^T)$  (ytan under  $D^T$  plus de röda och gula trianglarna). Under månads- mätning utsätts endast industrikonsumenterna för det höga priset och därigenom förmås de sänka sin konsumtion vilket leder till en samhällsekonomisk vinst motsvarande den gula triangeln. Hushållen skyddas däremot från prishöjningen och konsumerar därför för mycket el. Timdebitering innebär att även hushållskonsumenterna får bära kostnaden av sin konsumtion. Därigenom trängs deras överkonsumtion undan vilket leder till en ytterligare samhällsekonomisk vinst motsvarande den röda triangeln.

Efterfrågan på el varierar vanligtvis på ett förutsägbart sätt över dygnet och innebär att vinster av såväl högre som lägre elförbrukning inte realiserar under månads- mätning. Detta illustreras på enklast tänkbara sätt i Figur 5.2. Efterfrågan antas variera mellan en låg och en hög nivå. Under tim- (månads-) prissättning anges den låga efterfrågan av  $D_L^T$  ( $D_L^M$ ) och den höga av  $D_H^T$  ( $D_H^M$ ). Figuren illustrerar även marginalkostnaden för att producera el. Baslast har kapacitet att producera upp till kvantiteten B för en låg marginalkostnad och därefter måste höglastproduktion med en stigande marginalkostnad sättas igång. Under förutsättningen att

<sup>17</sup> Ökningen i konsumentöverskottet är egentligen större då konsumenter med ett rörligt prisavtal även tjänar på att konsumtionen upp till  $Q$  blir billigare. Denna extra ökning i konsumentöverskottet utgör en ren transferering från producenter till konsumenter och dess storlek beror på hur stor andel av konsumenterna som väljer ett rörligt prisavtal.

konkurrensen fungerar väl blir priset lika med marginalkostnaden och utbudet ges då av marginalkostnadskurvan i Figur 5.2.<sup>18</sup>

Figur 5.2 Valfärdseffekter av timpriser



Källa: Egna beräkningar.

Införande av timdebitering medför en pris- och kvantitets-utjämning över tiden: när efterfrågan är låg blir priser och kvantiteter högre under timdebitering än månadsprissättning och omvänt blir de lägre under timdebitering när efterfrågan är hög. Denna utjämning ökar välfärden. Under månadsmätning anpassar hushållen sin elkonsumtion så att deras marginella värdering blir lika med priset de får betala,  $\bar{P}$ . Hushållens konsumtion blir därmed för låg under perioder med låg efterfrågan då  $\bar{P}$  överstiger elens marginalkostnad,  $P_L^M$  och en ökning av konsumtionen är optimalt tills den marginella värderingen för el sammanfaller med dess marginalkostnad. Detta sker vid kvantiteten  $Q_L^T$  och priset  $P_L^T$ , dvs. marknadsutfallet under timdebitering och genererar en välfärdsvinst motsvarande den blåa triangeln. Vid hög efterfrågan blir istället priser och konsumtion för höga under månadsmätning

<sup>18</sup> I praktiken driver elskatter och certifikatsavgifter en kil mellan marginalkostnaden och priset som hushållen betalar. Vi bortser från denna komplikation som förmodligen är av mindre betydelse för att utvärdera för- och nackdelar med timdebitering. Notera dock att skatter och avgifter tränger undan värdefull konsumtion och därigenom i strikt mening påverkar välfärdsanalysen oavsett om hushållen debiteras timvis eller ej.

eftersom  $\bar{P}$  understiger marginalkostnaden för el,  $P_H^M$ . En sänkning av hushållskonsumtionen tills den marginella värderingen av el blir lika med dess marginalkostnad är därför optimal. Marknadslösningen under timdebitering, kvantiteten  $Q_H^T$  och priset  $P_H^T$ , maximerar återigen välfärden och genererar en välfärdsvinst motsvarande den röda triangeln. Timdebitering leder således till ett bättre resursutnyttjande av existerande kapacitet. Produktionen ökar under perioder med låg efterfrågan och låg marginalkostnad medan den sjunker under perioder med hög efterfrågan och hög marginalkostnad.

Hur fördelas välfärdsökningen mellan producenterna och konsumenterna? Mer specifikt, tjänar samtliga konsumenter, såväl hushåll som större industriförbrukare, på timdebitering? Och, inte minst viktigt för investeringsincitamenten, hur fördelas en eventuell minskning av producentöverskottet mellan ägare av bas- och topplast? Svaren på dessa frågor beror på flera faktorer, bland annat på prisförändringarnas storlek vid hög respektive låg efterfrågan, på frekvenserna av hög och låg efterfrågan och på hur priset  $P$  påverkas av införandet av timdebitering. Figur 5.2 kan antyda att såväl konsumenter som producenter både kan tjäna och förlora på timdebitering. Timdebitering torde till exempel missgynna konsumenterna om den låga efterfrågan inträffar tillräckligt ofta eftersom priset blir högre med timdebitering när efterfrågan är låg men figuren är dock oförenlig med en sådan timfördelning mellan hög och låg efterfrågan. Orsaken är att  $\bar{P}$  är ett marknadspris och beror på de timbestämda priserna och kvantiteterna. På grund av arbitragemöjligheter och under förutsättningen att konkurrensen fungerar väl, kan inte  $\bar{P}$  på sikt systematiskt avvika från ett vägt genomsnitt av  $P_L^M$  och  $P_H^M$  där vikterna bestäms dels av kvantiteterna  $Q_L^M$  och  $Q_H^M$ , dels av frekvenserna med vilka låg och hög efterfrågan inträffar.<sup>19</sup> Figuren är också förenklad på så vis att den endast anger det enhetliga priset  $\bar{P}$  under månadsmätning och inte hur  $\bar{P}$  påverkas av införandet av timdebitering. På grund av att timdebitering leder till en kvantitetsutjämning mellan perioderna med låg och hög efterfrågan bör dock

<sup>19</sup> Exemplet i figuren är utformat så att (i)  $\bar{P}$  råkar vara lika med genomsnittet av priserna vid hög och låg efterfrågan under månadsmätning, dvs.  $\bar{P} = \frac{P_L^M + P_H^M}{2}$ , och (ii) konsumerad kvantitet råkar under månadsmätning vara dubbelt så stor när efterfrågan är hög istället för låg, dvs.  $Q_H^M = 2Q_L^M$ . Under rimliga antaganden kan man därför härleda att den låga efterfrågan inträffar dubbelt så ofta som den höga.

$\bar{P}$  under rimliga förutsättningar sjunka eftersom en förhållandevis högre kvantitet konsumeras när efterfrågan och det timbestämda priset är lågt.

Timdebitering gynnar otvetydigt hushållen. De hushåll som inte väljer ett rörligt prisavtal tjänar på förändringen eftersom  $P$  sjunker och övriga hushåll tjänar också på förändringen eftersom de aktivt väljer bort det lägre fasta priset under timdebitering. Effekten på industrikonsumenterna beror på när de huvudsakligen konsumerar el. Eftersom ökad efterfrågan delvis beror på industrikonsumenternas elkonsumtion är det sannolikt att dessa konsumenter tjänar på införandet av timdebitering. Timdebitering lär alltså gynna de flesta konsumenterna.

Hur timdebitering påverkar producenterna är inte lika tydligt, men den sammanlagda effekten lär bli negativ. Lönsamheten för topplasten med höga marginalkostnader minskar helt otvetydigt. Dels försvinner behovet av den absolut dyraste topplasten eftersom kvantiteten  $Q_H^M - Q_H^L$  inte längre konsumeras när efterfrågan är hög, dels sjunker priset från  $P_H^M$  till  $P_H^T$  på topplasten  $Q_H^M - Q_H^L$  som även efter införandet av timmätning endast konsumeras när efterfrågan är hög. Hur de övriga produktionsenheternas lönsamhet förändras är osäkert eftersom marginalerna för baslasten och topplasten med lägst marginalkostnader minskar när efterfrågan är hög men ökar istället när efterfrågan är låg. Vilken effekt som dominerar beror på om priset påverkas mest när efterfrågan är låg eller hög, men även på hur pass ofta efterfrågan är hög och låg. Slutligen ökar elkonsumtionen från  $Q_L^M$  till  $Q_L^T$  när efterfrågan är låg så att kapacitetsutnyttjandet av dessa produktionsenheter ökar. Huruvida denna ökning i kapacitetsutnyttjandet är tillräckligt stor för att kompensera för det lägre priset när efterfrågan är hög kan inte entydigt bestämmas. Timdebitering lär således minska lönsamheten på topplasten med höga marginalkostnader, medan förändringen i lönsamhet på baslasten och topplasten med låga marginalkostnader är oviss. En producent som äger en representativ blandning av de olika produktionsslagen torde dock förlora på timdebitering.

Timdebitering minskar elhandlarnas riskexponering eftersom risken med varierande priser överförs på konsumenterna.<sup>20</sup> Dylik prissäkring torde vara mindre viktig för de stora bolagen som är vertikalt integrerade och därigenom har en naturlig prissäkring

<sup>20</sup> All risk elimineras inte eftersom elhandlarna köper elen dagen innan på Elspot medan konsumtionen äger rum i realtid.

genom att både köpa och sälja el på spotmarknaden. Sammantaget kan stora elbolag ha försvagade incitament att på frivillig väg införa timdebitering även i de fall infrastrukturen är på plats.<sup>21</sup>

Analysen ovan pekar på att ett viktigt syfte med timdebitering är att utnyttja existerande kapacitet på ett effektivt sätt. Allt annat lika blir slutsatsen att investeringsbehovet minskar, framför allt behovet av topplast med höga marginalkostnader och i den mån nyinvesteringar är nödvändiga, borde dessa ske i baslast.<sup>22</sup> Slutsatserna från analysen är dock endast kvalitativa, så hur stor en pris- och kvantitetsutjämning kan tänkas bli till följd av timdebitering är osäker och beror bland annat på utformningen av såväl efterfrågan som utbudet på el. Om till exempel efterfrågan på el är väldigt prisokänslig vid låga priser torde timdebitering leda till försumbara eller små prisuppgångar när efterfrågan är låg. Om effekten av timdebitering istället tar sig uttryck i intertemporal substitution (till exempel att hushållen oftare kör disk och tvättmaskiner under nätter när elpriset är lågt, istället för under dagen), borde däremot prisökningen vid låg efterfrågan inte vara helt försumbar, åtminstone i den mån utbudet inte är helt elastiskt.

Flera faktorer bidrar till att de kvantitativa effekterna av införandet av timdebitering är osäkra, något som enligt vår mening talar mer för än emot ett snabbt införande. Den första faktorn gäller hur stor andel av hushållen som kommer att välja timdebitering, ju större andel, desto större pris- och kvantitetsutjämning. Andelen torde inte bli helt försumbar då ca 25 % av hushållen redan har valt ett rörligt prisavtal med dagens månads- mätning. En stor andel av dessa hushåll kan tänkas att relativt snabbt gå över till ett rörligt prisavtal med timmätning. I takt med att fler hushåll väljer timdebitering minskar även behovet för prissäkring eftersom prisskillnaderna över dygnet successivt minskar. Därför kan fler och fler hushåll förväntas välja rörligt prisavtal allteftersom effekterna av timdebitering blir starkare.

Den andra faktorn gäller konsumenternas benägenhet att ändra sitt förbrukningsmönster. Potentialen är stor, framför allt i takt med att så kallade smarta nät installeras. En av fördelarna med

<sup>21</sup> Det enda bolag vi känner till som erbjuder timdebitering är fastighetsbolaget Wallenstam. En ytterligare förklaring till varför så få bolag erbjuder timdebitering kan vara att elhandlarna fruktar att kunderna blir mindre lojala med rörliga avtal än fastprisavtal. Rörliga kontrakt har till exempel kortare bindningstid.

<sup>22</sup> Timdebitering minskar även kostnaderna av volatil vindel om den ökade efterfråge- responden kan ersätta flexibel topplast för att parera kortsiktiga förändringar i produktionen av vindel. Denna potentiella samhällsekonomiska vinst av timdebitering förutsätter dock realtidsprissättning medan hushållens elpris för närvarande bestäms dagen innan på Elspot.



smarta nät är att elapparater kommer att reagera automatiskt på prissignaler vilket substantiellt ökar potentialen för att flytta elförbrukningen till timmar då elen är billig. Smarta nät kräver dock stora investeringar och ligger därför relativt långt bort i framtiden, men detta innebär inte att man bör senarelägga införandet av timdebitering. Förbrukningsmönstret över dygnet är förutsägbart och därför bör konsumenterna kunna förutsäga under vilka timmar av dygnet som elen är dyr (till exempel mellan 7 och 10 på morgonen) och flytta en del av sin konsumtion till timmar med lägre efterfrågan och priser, exempelvis genom att köra diskmaskinen under natten. På grund av inrotade vanor kommer det dock förmodligen ta en del tid för konsumenterna att anpassa sig till timdebitering.

Ytterligare ett argument för att införa timdebitering så fort som möjligt är att det torde skapa en efterfrågan på elprodukter vars elförbrukning automatiskt kan kontrolleras i förväg. Timdebitering torde exempelvis öka hushållens efterfrågan på utrustning som kan styra uppvärmningen till timmar med lägre priser eftersom timdebitering faktiskt är en förutsättning för att hushållen ska tjäna något på sådan utrustning. I sin tur borde det påskynda utvecklingen och utbudet av sådan utrustning och i förlängningen även de kvantitativa effekterna av timdebitering.

Sammanfattningsvis är det idag osäkert hur stora de samhälls-ekonomiska vinsterna av timdebitering kan tänkas bli. Effekterna kan inledningsvis bli små och det kan ta tid innan stora samhälls-ekonomiska vinster materialiseras. En stor del av de nödvändiga infrastruktursinvesteringarna är dock redan gjorda och närmare 30 procent av hushållens elförbrukning mäts och lagras redan idag så för åtminstone dessa hushåll bör det vara möjligt att med kort varsel och utan större extra kostnader erbjuda timdebitering. Ju längre vi väntar, desto längre framåt i tiden skjuter vi de samhälls-ekonomiska vinsterna. Det förefaller alltså som slöseri att inte utnyttja dessa resursers potential till fullo. Ett tidigt införande av timmätning torde även underlätta för producenternas planering av framtida investeringar.

**Förslag:** Inför en reglering som tvingar elhandelsbolagen att erbjuda timdebitering till de hushåll vars timvisa elförbrukning redan idag samlas in och lagras.

Vi noterar och välkomnar att Energimarknadsinspektionen (2010) förespråkar införandet av timdebitering. Myndigheten föreslår att

timdebitering införs samtidigt för alla hushåll med en årlig förbrukning överstigande 8000 kWh, ett krav som skjuter upp införandet till 2014. Vi anser att ett sådant uppskjutande är onödigt för de hushåll vars timvisa elförbrukning redan idag samlas in och lagras. Regeringens proposition 2010/11:153 lanserar målsättningen att det stora flertalet elkonsumenter bör få sin elförbrukning timmätt, även de som förbrukar mindre än 8000 kWh per år. Det är oklart om regeringen antar att elbolagen kommer att erbjuda timdebitering så snart timmätning införts. Elbolagen kan ha försvagade incitament att erbjuda timdebitering. Därför anser vi att elbolagen bör tvingas erbjuda timdebitering till de konsumenter som önskar detta.

## 6 Effekten av klimatåtgärder på investeringsincitamenten

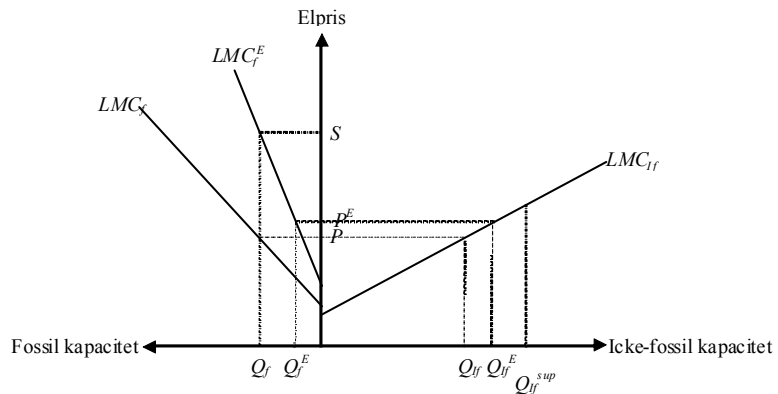
I Europa förs kampen mot klimatförändringar med hjälp av ett batteri ekonomiska styrmedel och direktiv. Skatter, avgifter och subventioner påverkar lönsamheten och därmed nivån på investeringarna samt vilka typer av elproduktion elbolagen investerar i. En central fråga är hur dessa instrument samspelar och om de leder till snedvridna incitament.

Hörnstenen i EU:s klimatpolitik är den europeiska marknaden för handel med utsläppsrätter, EU-ETS, som öppnades januari 2005. En välfungerande utsläppsmarknad är ett kraftfullt verktyg för att begränsa utsläppen av koldioxid och andra växthusgaser och minimerar samtidigt kostnaden av att reducera dessa utsläpp. På en utsläppsmarknad som omfattar alla utsläppskällorna begränsas de totala utsläppen av mängden utsläppsrätter som EU sätter, vilket leder till ett marknadspris på utsläpp. På en välfungerande utsläppsmarknad reducerar företagen sina utsläpp om kostnaden av att sänka utsläppen är lägre än priset på utsläppsrätter, eller de köper i stället utsläppsrätter om kostnaden för att sänka utsläppen överstiger priset på utsläppsrätter. Sammantaget kommer alltså utsläppsreduktionerna att ske i de företag där det är billigast.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> För mer om utsläppsmarknader, se t.ex. Damsgaard (2009) eller Neuhoff (2011).

Figur 6.1 Effekten av utsläppsmarknaden på investeringarna



Källa: Egna beräkningar.

Figur 6.1 illustrerar de långsiktiga effekterna av utsläppsmarknaden på investeringarna. Den vertikala axeln anger det långsiktiga elpriset. Den högra sidan av diagrammet anger produktionskapaciteten från icke-fossila kraftkällor, vilket för Sveriges del innebär kärnkraft, vattenkraft, värmekraft från biomassa och vindkraft, där den långsiktiga marginalkostnaden av att investera i icke-fossil produktionskapacitet är stigande och ges av  $LMC_{if}$ . Västra sidan av diagrammet visar produktionskapaciteten från fossila kraftkällor där den långsiktiga marginalkostnaden av att investera i fossil produktionskapacitet ges av  $LMC_f$ .

På en välfungerande marknad dras investeringarna dit lönsamheten är högst. Ju mer som investeras i en viss typ av produktionsteknik, desto lägre blir lönsamheten av att skjuta till ytterligare kapital. Processen avstannar när avkastningen är rimlig i förhållande till risken och det inte är mer lönsamt att investera i en viss typ av kraftverk än en annan. I figuren hittar man alltså jämvikten där  $LMC_{if}$  är lika med  $LMC_f$  och vinsten motsvarar en marknadsmässig avkastning på kapitalet. På en välfungerande marknad ges det långsiktiga elpriset  $P$  av den långsiktiga marginalkostnaden. Den samlade produktionskapaciteten utgörs av  $Q_{if}$  icke-fossil kapacitet och av  $Q_f$  fossil kapacitet.

Med utsläppsrätter skiftar marginalkostnaden av fossil elproduktion uppåt från  $LMC_f$  till  $LMC_f^E$ . Marginalkostnaden av den

installerade fossila kapaciteten  $Q_f$  ökar från  $P$  till  $S$ . Att en del av elproduktionen ska produceras till en kostnad  $S$  som ligger långt över marknadspriset  $P$  är naturligtvis ohållbart. En del av kostnaden för utsläppsrätterna kommer i stället att vältras över på kunderna i form av en ökning av elpriset från  $P$  till  $P^E$  och dessutom kommer de dyraste fossila kraftverken läggas ner eller fasas ut eftersom de inte längre är lönsamma. I diagrammet sjunker den installerade fossila produktionskapaciteten från  $Q_f$  till  $Q_f^E$ . På grund av det högre elpriset blir icke-fossila kraftverk mera lönsamma och investeringarna i icke-fossil produktionskapacitet ökar med  $Q_{if}^E - Q_{if}$ . Prisökningen till följd av utsläppsrätterna innebär alltså en klimatvänlig omställning av produktionen från fossila till icke-fossila bränslen.

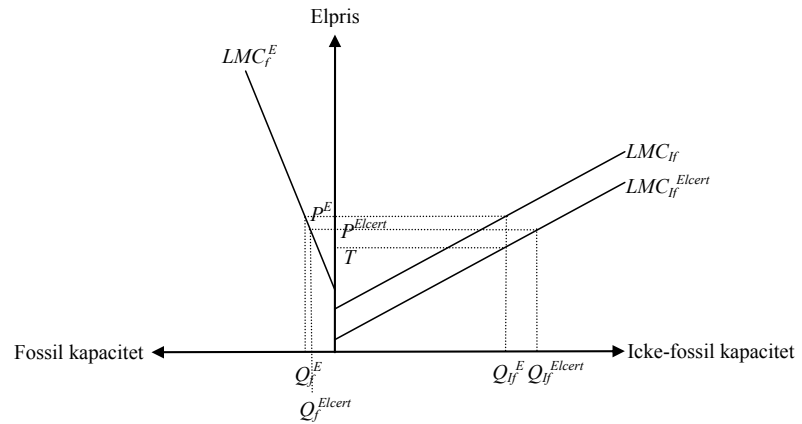
Med utsläppsrätter blir elproduktionen mer klimatvänlig samtidigt som elen blir dyrare då den totala produktionskapaciteten sjunker. För Sveriges del kommer dock omställningen sannolikt ha en begränsad effekt på den samlade produktionen då fossila kraftverk historiskt stått för en mycket liten del av den totala elproduktionen, endast tre procent 2008 (Energimyndigheten, 2009a). Hur stor del av utsläppskostnaderna som spiller över på priset beror väldigt mycket på marginalkostnaden av icke-fossil produktionskapacitet,  $LMC_{if}$ . Som diagrammet är tecknat, blir det relativt billigt att ersätta fossil kapacitet med icke-fossil kapacitet och priset blir därför begränsad. Svenska staten utfärdar dock riktlinjer för vilka typer av icke-fossila kraftverk som är önskvärda eller tillåtna och historiskt sett har det varit svårt att ersätta befintlig kapacitet med ny kärnkraft eller storskalig utbyggnad av vattenkraft. Om det i stället är mycket kostsamt att bygga ut den icke-fossila kapaciteten utöver  $Q_f$ , kommer marknaden för utsläppsrätter i stället ha ett stort inflytande på det långsiktiga elpriset.<sup>24</sup>

Utöver införandet av utsläppsmarknaden har EU genom förnybarhetsdirektivet (2009/28/EC) pålagt medlemsländerna att öka andelen av energianvändandet från förnybara källor. Förnybarhetsdirektivet ska ses i ljuset av att EU önskar bekämpa klimathotet, men syftar även till att öka självförsörjningsgraden genom att minska beroendet av importerad energi, främst olja. För Sveriges del innebär förnybarhetsdirektivet en målsättning om att

<sup>24</sup> På kort sikt, alltså givet installerad kapacitet, spiller ökningarna i utsläppspriset över på elpriset nästan öre för öre de timmar på dygnet, det vill säga vid höglast, fossil elproduktion är prisbildande (Fell, 2010). De långsiktiga priseteffekterna är svårare att skatta.

49 procent av det *totala* energianvändandet ska komma från förnybara källor 2020, upp från 39,8 procent 2005. Riksdagen har senare ökat ambitionen marginellt till 50 procent.

Figur 6.2 Effekten av elcertifikaten på investeringarna

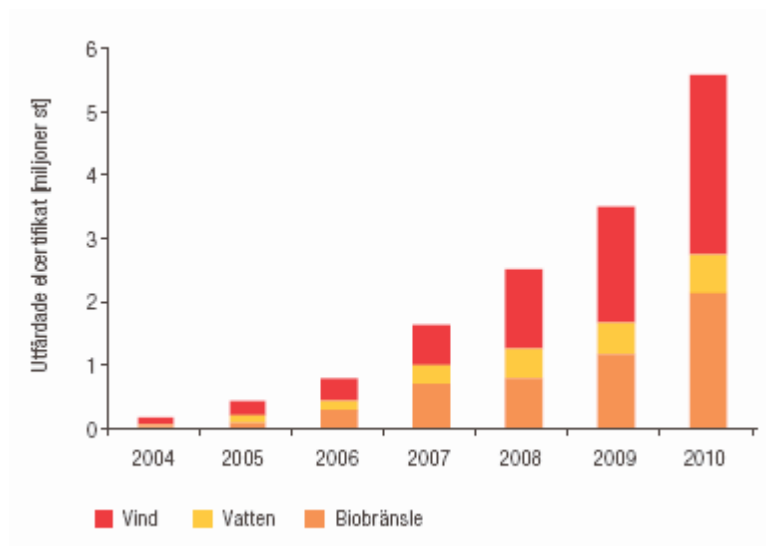


Källa: Egna beräkningar.

I Sverige utgör systemet med elcertifikat det viktigaste styrmedlet för att främja förnybar elproduktion. Elcertifikat infördes 2003 och är en produktionssubvention främst till vindkraft, vattenkraft och biobränsle driven värmekraft. Producenterna av förnybar el får ett elcertifikat av staten för varje MWh el de producerar som sen kan säljas vidare till elleverantörerna och elanvändare som enligt lag är bundna att täcka en andel av sin konsumtion med certifikat. Elcertifikat ökar värdet av att investera i förnybar energi eftersom vinsten av att sälja förnybar el ökar. Man kan se elcertifikat som en sänkning av den långsiktiga marginalkostnaden för icke-fossil produktionskapacitet från  $LMC_{if}$  till  $LMC_{if}^{Elcert}$  i Figur 6.2. Elcertifikaten driver på omställningen till klimatvänlig produktion ytterligare. Givet den installerade kapaciteten  $Q_{if}^E$  sjunker kostnaden för att installera ytterligare förnybar kapacitet till  $T$ , vilket ligger under det tidigare marknadspriset  $P^E$ . Eftersom det nu är lönsamt att investera i förnybar energi, växer den icke-fossila kapaciteten till  $Q_{if}^{Elcert}$  och elpriset sjunker till  $P^{Elcert}$ . Den fossila kapaciteten sjunker till  $Q_f^{Elcert}$  eftersom lägre priser gör det olön-

samt att äga fossila kraftverk som är dyra på marginalen. I praktiken är det inte bara fossil kapacitet som trängs undan av den subventionerade förnybara elproduktionen utan all produktion, inklusive kärnkraft, som inte subventioneras via elcertifikaten.

Figur 6.3 Utfärdade elcertifikat till nya anläggningar 2004-10



Källa: Energimyndigheten (2011).

Sedan införandet av elcertifikaten 2003 har den certifierade förnybara elproduktionen ökat med 11,6 TWh (terawattimmar). 1210 nya certifikatberättigade anläggningar har tagits i drift. Av Figur 6.3 framgår det att de nya anläggningarna, mest vindkraft och biobränsle stod för 5,6 TWh, eller närmare hälften, av ökningen. Resterande 6 TWh utgörs av produktionsökningar i befintliga anläggningar (alla siffror är från Energimyndigheten (2011) och gäller t.o.m. 2010). Hur stor andel av denna ökning i förnybar elproduktion som beror på införandet av elcertifikaten är svårt att säga. Om man tar de gällande prisnivåerna som utgångspunkt verkar majoriteten av de *nya* anläggningarna kunna tillskrivas certifikatsystemet. Nyström m.fl. (2011) beräknar den långsiktiga produktionskostnaden för landbaserad vindkraft och biobränsle-driven kraftvärme till över 55 öre/kWh. I jämförelse har det genomsnittliga elpriset i Sverige inte överstigit 55 öre/kWh något år sedan avregleringen. Problemet att mäta effekten av certifikat-

systemet gäller speciellt för ökad produktion i befintliga anläggningar. Kostnaden att höja kapaciteten eller återuppta driften av befintliga kraftverk är sannolikt betydligt lägre än kostnaden av att bygga nytt. Det är därför inte osannolikt att bolagen skulle ha företagit dessa investeringar ändå och att delar av certifikatmarknaden hittills har fungerat som en inkomstöverföring till producenterna av certifierad el.<sup>25</sup>

Till skillnad från effekterna av utsläppsrätter på fossila bränslen, så *sjunker* elpriset när energiomställningen följer av att förnybar energi i stället subventioneras. Trots prisnedgången på el förlorar konsumenterna på elcertifikaten om certifikatpriset blir tillräckligt högt, se till exempel Bye (2003). De stora vinnarna är i stället producenterna av förnybar energi vars produktion subventioneras och den elintensiva industrin som gynnas av de lägre elpriserna: den el som används i den elintensiva industrins tillverkningsprocess är undantagen från certifikatsystemet. Notera även att det finns en övre gräns på hur mycket förnybar produktionskapacitet man kan driva fram med hjälp av utsläppsrätter. Den övre gränsen nås vid  $Q_f^{sup}$  i Figur 6.1 där icke-fossil kapacitet har ersatt hela den fossila produktionen. Höga priser på utsläppsrätter har självklart inte någon ekonomisk effekt på elmarknaden om det inte finns någon fossil produktion, en begränsning som inte finns med elcertifikat som verkar på den typen av produktion man önskar *gynna*, inte *missgynna*.

Produktionen från vindkraftverken är instabil och påverkar därför svängningarna (volatiliteten) i elpriset. Ökad prisvolatilitet gynnar flexibel elproduktion som gaskraft och vattenkraft som snabbt kan anpassa sig till variationer i efterfrågan på bekostnad av rigid elproduktion som kärnkraft. Stabilare priser gynnar i stället investeringar i baskraft som har lägre marginal produktionskostnad men mindre flexibel produktion. I slutändan är det en empirisk fråga hur elpriserna påverkas, men preliminära resultat antyder att vindkraftinvesteringarna i Danmark har stabiliserat priserna över dygnet, men inneburit starkare prissvängningar från vecka till vecka eller månad till månad (Mauritzen, 2010).

På en utsläppsmarknad som omfattar de flesta utsläppskällorna (även transportsektorn) kommer nationella styrmedel som energiskatter och elcertifikat endast ha en begränsad effekt på den totala

---

<sup>25</sup> Inkomstöverföringen gäller inte minst de 6,5 TWh förnybar produktion som enligt Energimyndigheten (2011) fanns redan *innan* certifikatmarknaden infördes och som ändå är berättigad till elcertifikat.



mängden utsläpp, eftersom de totala utsläppen huvudsakligen bestäms av antalet utsläppsrätter i hela EU. Däremot kan de nationella styrmedlen öka kostnaden av att reducera utsläppen. På en välfungerande utsläppsmarknad med fri rörlighet av kapital blir den långsiktiga marginalkostnaden av alla typer av energi densamma i alla länder och utsläppen fördelas mellan länderna på ett kostnadseffektivt sätt. I Figur 6.2 minimeras de totala utsläppskostnaderna vid en fossil kapacitet lika med  $Q_f^E$ . Givet en omfattande utsläppsmarknad leder skatter, elcertifikat och andra stödsystem för förnybar energi endast till snedvridningar i produktionen av förnybar energi mellan länderna. I Figur 6.2 investeras för mycket i förnybar elproduktion i Sverige.

Inom EU diskuteras man att komplettera utsläppsmarknaden och förnybarhetsmålet med en gemensam koldioxidskatt där syftet är att reducera utsläpp som i dag inte kräver utsläppsrätter, till exempel från transport. I Sverige utkräver staten sedan länge en koldioxidskatt och skatt på fossilt bränsle, så kallad energiskatt. Elproduktion är i stort sett undantaget båda typer av beskattning. En koldioxidskatt eller energiskatt på elproduktion skulle skifta den långsiktiga marginalkostnaden på fossil kapacitet uppåt från  $LMC_f^E$  i Figur 6.1 och ytterligare driva på omställningen till mer klimatvänlig elproduktion samt leda till än högre elpris. Elskatt och moms utgör skatt på förbrukning och drabbar lönsamheten av såväl fossila som icke-fossila kraftverk genom att sänka efterfrågan på el. I Figur 6.1 innebär en höjning av elskatten att den icke-fossila produktionskapaciteten sjunker under  $Q_{if}^E$  och den fossila produktionskapaciteten sjunker under  $Q_f^E$ . Andelen fossil elproduktion kan dock öka till följd av konsumtionsskatter. Detta händer om utbudet av fossil el är mindre priskänslig än utbudet av icke-fossil el. Styrmedel för att öka energieffektiviseringen har liknande effekt som elskatt och moms genom att sänka den allmänna efterfrågan på el.

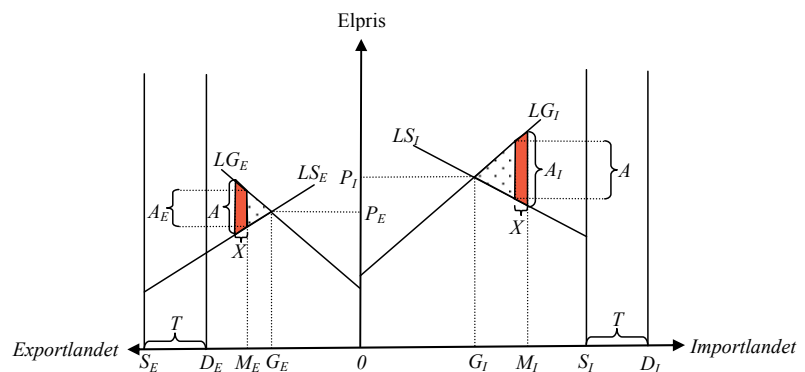
Om syftet med de nationella styrmedlen endast var att reducera utsläppen av växthusgaser vore den omedelbara slutsatsen att avveckla alla nationella styrmedel och istället bredda utsläppsmarknaden till att gälla alla utsläpp av växthusgaser.<sup>26</sup> Energipolitiken har dock flera målsättningar: skatter genererar inkomster till statskassan. Förnybarhetsmålet ämnar minska EU:s importberoende av energi genom att länderna blir mer självförsörjande.

<sup>26</sup> Även Brännlund och Krström (2010) noterar att man borde avskaffa elcertifikaten om den enda målsättningen är att reducera utsläppen.

Priserna på en välfungerande utsläppsmarknad återspeglar företagets marginalkostnader av att reducera utsläppen och fångar inte upp värdet av skatteinkomster och självförsörjning. Den inhemska samhällsekonomiska kostnaden, *skuggpriset*, av att öka andelen fossil energiproduktion är därför inte med nödvändighet densamma som utsläppspriset. De nationella klimatpolitiska styrmedlen kan man se som en korrigering av denna skillnad. Investerare tar hänsyn både till elpriset och eventuella subventioner/skatter när de beslutar om i vilka länder de ska investera i förnybar energi. Med fri rörlighet av kapital tenderar marknadslösningen jämna ut skuggpriserna på utsläpp mellan länderna. I ett samhällsekonomiskt perspektiv kan de nationella styrmedlen alltså vara effektiva som komplement till utsläppsmarknaden, men en viktig förutsättning för detta är att kapitalet tillåts flyta fritt mellan länderna (Ogawa och Wildasin, 2009).

Sverige och Norge kom i december 2010 överens om att skapa en gemensam marknad för elcertifikat från och med 2012. Ambitionen är att certifikatsystemet ska ge 26,4 TWh ny förnybar energi fram till 2020 (Energimyndigheten, 2010).

Figur 6.4 Effekterna av en integrerad certifikatmarknad på investeringarna



Källa: Egna beräkningar.

Figur 6.4 illustrerar konsekvenserna av certifikatmarknader på investeringarna under antagandet om en konkurrensriktig elmarknad. Vänstra delen av diagrammet visar situationen i Export-

landet medan högra delen av diagrammet illustrerar Importlandet. För enkelhetens skull antar vi att efterfrågan på el är helt prisokänslig i båda länderna och lika med  $D_I$  i Importlandet och  $D_E$  i Exportlandet. I avsaknad av certifikat eller andra styrmedel i de två länderna produceras  $G_E$  TWh ”grön” el i Exportlandet och resterande produktion  $S_E - G_E$  täcks av ”svart” elproduktion, där fördelningen ges av punkten där den långsiktiga marginalkostnaden av grön el,  $LG_E$ , skär den långsiktiga marginalkostnaden av svart el,  $LS_E$ . På motsvarande sätt produceras  $G_I$  grön el och  $S_I - G_I$  svart el i Importlandet. Exporten  $T$  bestäms där marginalkostnaden av nätkapacitet är lika med prisskillnaden  $P_I - P_E$ .

Antag nu att de två länderna inför separata certifikatmarknader för att öka andelen förnybar elproduktion i de två länderna till  $M_E$  respektive  $M_I$ . För att uppnå detta krävs allt annat lika ett certifikatpris i Exportlandet på  $A_E$  och i Importlandet på  $A_I$ . På grund av nyinvesteringarna sjunker elpriset i båda länderna, vilket leder till att den svarta produktionskapaciteten går ned. Generellt kommer elcertifikaten även påverka incitamenten för att investera i nätkapacitet. I figuren sjunker prisskillnaderna mellan länderna med införandet av certifikatmarknader, vilket bidrar till att reducera värdet av nätinvesteringar.

Om utsläppskostnaden för den svarta elen är korrekt prissatt via utsläppsmarknaden är elcertifikat kostnadsineffektiva såtillvida att investeringsincitamenten vrids i riktning av för mycket förnybar elproduktion. Kostnaden av att utöka förnybarhetsmålet marginellt i Importlandet ges av certifikatpriset  $A_I$  eftersom  $A_I$  är identisk med skillnaden mellan marginalkostnaden av att investera i grön respektive svart el, alltså  $LG_I - LS_I$ . På motsvarande sätt utgör  $A_E$  kostnaden av att utöka förnybarhetsmålet marginellt i Exportlandet. Den totala kostnaden i de två länderna av certifikatsystemet ges i Figur 6.4 av de prickiga områdena samt det färgade området i Importlandet.

Eftersom certifikatpriset är högre i Importlandet än Exportlandet vore det kostnadseffektivt att reducera andelen grön el i Importlandet och att öka motsvarande andel i Exportlandet. På detta vis kan man hålla den totala andelen förnybar el konstant, men uppnå det totala målet till lägre kostnad. Detta är precis vad man uppnår genom en gemensam certifikatmarknad. På en gemensam certifikatmarknad handlas alla certifikat till samma pris  $A$ . Såsom figuren är ritad vrids investeringarna i förnybar el i riktning Exportlandet, motsvarande  $X$  TWh i figuren. Kostnaden

ökar därmed motsvarande det färgade området i Exportlandet, men sjunker motsvarande det färgade området i Importlandet. Sammantaget blir effektivitetsförlusterna av elcertifikaten lägre på en gemensam certifikatmarknad då investeringarna flyttas till områden där kostnaden av snedvridningarna är lägre. En gemensam certifikatmarknad är alltså att föredra framför nationella certifikatmarknader utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv om det är den totala mängden förnybar elproduktion som är viktig.

Om investeringar i förnybar energi förskjuts utomlands, kan en gemensam certifikatmarknad påverka försörjningstryggheten, då elförsörjningen blir mer beroende av kapaciteten i det internationella överföringsnätet.<sup>27</sup> Problemet kan dock motverkas av förstärkta incitament att bygga ut överföringskapaciteten mellan länderna. Detta sker om Sverige importerar energi från utlandet eftersom en gemensam certifikatmarknad då leder till ökade elprisskillnader mellan länderna. I detta sammanhang är det viktigt att nätägarna har tillräckligt starka incitament att bygga ut nätkapaciteten för att öka försörjningstryggheten.

Sammanfattningsvis välkomnar vi bildandet av en gemensam certifikatmarknad mellan Norge och Sverige. Vi noterar att den gemensamma certifikatmarknaden kan öka Sveriges importberoende av el. Därför är det viktigt att de norska och svenska nätägarna har korrekta incitament att anpassa nätkapaciteten för att upprätthålla leveranssäkerheten.

---

<sup>27</sup> Söderholm (2008) argumenterar för att nationella självförsörjningsmål är oförenliga med införandet av en internationell certifikatmarknad.

## 7 Den kommunala vetorätten

En fundamental förutsättning för uppförandet av nya kraftverk är att tillstånd finns för investeringen.<sup>28</sup> Långa ledtider och oklarheter om beslutskriterierna för att få byggtillstånd framhävs som en viktig begränsande investeringsfaktor, speciellt för landbaserad vindkraft och numera måste även den berörda kommunen tillstyrka byggansökan om vindkraft.<sup>29</sup> Kommunen behöver inte motivera sitt beslut och det är oklart om investerarna kan överklaga byggavslag, allt enligt Energimyndigheten (2009b). Varje kommun har alltså vetorätt på byggandet av vindkraft.

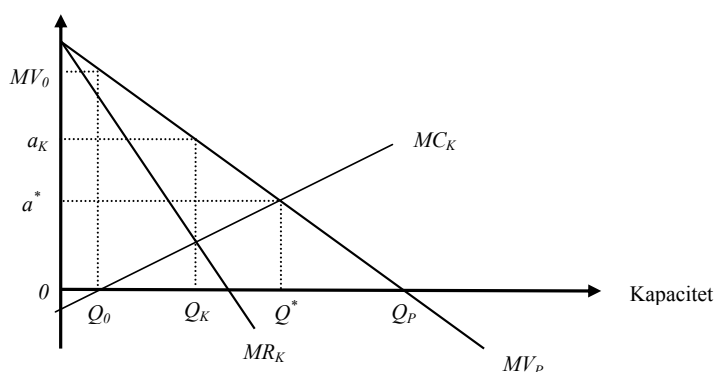
Figur 7.1 pekar på potentiella problem förknippade med vetorätt. Den horisontella axeln anger antalet installerade vindkraftverk i kommunen och den vertikala axeln anger *marginalvärdet* av vindkraft i kommunen, det vill säga värdet av att bygga ytterligare vindkraft. Värdet för producenterna bestäms av de förväntade el- och certifikatinkomsterna minus bygg- och driftskostnader samt kapitalkostnader. Allt annat lika byggs de bästa vindförhållandena ut först. Ett naturligt antagande är därför att investerarnas marginalvärde av vindkraft,  $MV_p$ , är högst för de första kraftverken och sedan sjunkande och givet installerad kapacitet  $Q_0$ , är investerarnas värde av ytterligare vindkraft lika med  $MV_0$ . Om investerarna själva fick bestämma antalet vindkraftverk i kommunen, skulle de bygga tills marginalvärdet av ny kapacitet vore noll, det vill säga vid  $Q_p$ .

---

<sup>28</sup> Därutöver måste kraftverken anslutas till elnätet. Anslutning till nätet regleras i Ellagen och ska erbjudas till skäligena villkor.

<sup>29</sup> De nya reglerna för prövning av vindkraft trädde i kraft 2009 och innebär att berörda kommuner har vetorätt mot uppförandet av landbaserade vindkraftverk, förutom de allra minsta. Tillståndsprocessen beror på vindkraftverkens höjd och antal. Tillstånd för större anläggningar prövas enligt miljöbalken av Länsstyrelsen och måste tillstyrkas av den berörda kommunen. Kommunalt bygglov samt eventuell miljöprövning krävs för mindre anläggningar, förutom för så kallade miniverk; se bilaga 1 i Energimyndigheten (2010) för en detaljerad beskrivning av tillståndsprocesserna.

Figur 7.1 Den kommunala vetorätten



Källa: Egna beräkningar.

Kommunens invånare å sin sida kan drabbas av lokala miljö-kostnader av vindkraftverken, till exempel buller. Vindkraftverken i sig kan även ge upphov till andra kostnader för kommunen. Turist-näringsen kan till exempel hämmas på grund av försämrade landskap och närmiljöer. Å andra sidan kan vindkraftverken ha positiva, men förmodligen små, lokala sysselsättningseffekter. Den marginella nettokostnaden av ytterligare ett vindkraftverk ges i figuren av den stigande linjen  $MC_K$ . Vid tillräckligt låg installerad kapacitet är kommunens kostnad försumbar och övervägs av den positiva sysselsättningseffekten ( $MC_K$  är negativ), men när den installerade kapaciteten blir tillräckligt stor ( $MC_K$  blir positiv vid  $Q_0$ ) dominerar istället de lokala kostnaderna som blir allt högre i takt med att ytterligare kapacitet installeras. En kommun som har vetorätt mot nya vindkraftverk och som inte får kompenseras för de lokala kostnaderna skulle tillåta  $Q_0$  vindkraftverk och lägga ner sitt veto om fler föreslogs.

Ett allmänt veto är inte samhällsekonomiskt optimalt: vid kapaciteten  $Q_0$  överstiger investerarens marginalvärde  $MV_0$  den kommunala marginalkostnaden (som då är lika med 0). Den samhällsekonomiskt optimala investeringsnivån ges där investerarens marginalvärde är exakt lika med den kommunala marginalkostnaden, vid kapaciteten  $Q^*$ . I detta exempel ger kommunen för få byggtillstånd ( $Q_0 < Q^*$ ) då den inte tar hänsyn till investerarens

vinster.<sup>30</sup> Med helt fritt tillträde överinvesterar man istället ( $Q_p > Q^*$ ) eftersom man inte tar hänsyn till den lokala miljökostnaden.

En potentiell lösning till detta underinvesteringsproblem vore helt enkelt att avskaffa kommunernas vetorätt och förlita sig på att en miljörettslig prövning leder till eller åtminstone strävar mot den samhällsekonomiskt effektiva kapaciteten  $Q^*$ . En sådan rättsprövning leder dock sannolikt till överklaganden och därigenom till kostsamma ledtider. Eftersom de samhällsekonomiskt optimala investeringarna i vindkraft ligger över kapaciteten som kommunen tillåter och under den som investeraren önskar bygga ( $Q_0 < Q^* < Q_p$ ), förefaller det rationellt att överklaga de kommunala besluten och tillåta investeringar någonstans mitt emellan, säg  $(Q_0 + Q_p)/2$ . Problemet är att kommunen har incitament att överdriva miljökostnaden och investerarna tjänar på att överdriva värdet av investeringarna om man förväntar sig att kommunens beslut överklagas till högre instans. Den miljörettsliga prövningen kommer då att tillföra minimal information om det samhällsekonomiska värdet av investeringar i ny vindkraft.<sup>31</sup>

Alternativt låter man kommunen behålla vetorätten och tillåter investeraren att kompensera kommunen, något som sker redan i dag: vissa kommuner har försökt att kompensera sig själva genom att avgiftsbelägga vindkraftverken (Svensk Vindenergi, 2010). En kommunal avgift innebär naturligtvis att man investerar mindre, men avgiften kan också ses som en lokal miljöskatt som motverkar överinvesteringar till följd av lokala miljöproblem. Miljöskatter är i allmänhet ett viktigt instrument för att internalisera miljökostnader. I figuren ger avgiften  $a^*$  optimala investeringsincitament. I realiteten lär compensationen och antalet vindkraftverk bestämmas genom förhandlingar mellan kommun och investerare. Enligt det berömda Coase-teoremet borde förhandlingar leda till ett optimalt antal vindkraftverk när kommunen har vetorätt på kommunala investeringar och det är frivilligt att bygga. Intuitivt väljer parterna att bygga  $Q^*$  kraftverk eftersom det maximerar det gemensamma överskottet (givet i figuren av ytan mellan linjerna

<sup>30</sup> Notera att den kommunala vetorätten typiskt leder till underinvesteringar om kommunen inte kan kompenseras. Undantaget är om  $Q_p < Q_0$ . I detta fall skulle kommunen *betala* för etablering av vindkraftverk.

<sup>31</sup> Se Michanek och Söderholm (2006) för en omfattande genomgång av ekonomiskpolitiska och rättsliga faktorer som påverkar vindkraftens utbyggnad i Sverige.

$MC_K$  och  $MV_P$  och kvantiteterna 0 och  $Q^*$ ). Därefter fördelas överskottet utifrån parternas respektive förhandlingsstyrka.<sup>32</sup>

En stor fördel med ett kommunalt veto kombinerat med en ekonomisk kompensation är att investeringen bestäms av parterna som har den bästa informationen om värdet av och kostnaden för investeringen. Parternas information är naturligtvis inte perfekt och därför är det sannolikt att den slutliga investeringen skiljer sig något från  $Q^*$ . Beslutet lär dock bli bättre – investeringen torde ligga närmare det optimala  $Q^*$  – än om det endast grundas på en administrativ miljörettslig prövning. Ytterligare en fördel utifrån parternas perspektiv är att beslutskriterierna troligtvis blir mindre godtyckliga. Och inte minst viktigt: de förväntade ledtiderna till beslut lär minska, dels då sannolikheten för en rättslig prövning minskar, dels på grund av att kommunen har något att tjäna på att tillåta investeringen och därigenom ges incitament att påskynda tillståndsprocessen. För att effektivisera tillståndsprocessen och internalisera de lokala miljökostnaderna föreslår vi därför att kommunerna får kompenseras, exempelvis via en avgift, för byggandet av vindkraftverk:

**Förslag:** Behåll den kommunala vetorätten och tillåt även fortsättningsvis kommunala avgifter på vindkraftanläggningar.

En effektiv kompensation/avgift uppfyller ett flertal egenskaper: (i) Kompensationen/avgiften tas endast ut på vindkraftverk som faktiskt byggs. (ii) Kompensationen/avgiften varierar mellan olika kommuner eftersom både värdet och den lokala kostnaden varierar från kommun till kommun, exempelvis på grund av befolknings-täthet och att turistnäringen är viktigare för vissa kommuner. För investeraren varierar värdet till följd av vindlägena och behovet av kompletterande nätinvesteringar. Behovet av skilda avgifter mellan olika kommuner talar även emot en lösning med rättsliga miljöprövningar som med största sannolikhet lär utmynna i trubbiga tillståndsregler, vilket understryker vikten av att kompensationen/-avgiften bestäms på kommunal nivå. Statligt bestämda avgifter eller subventioner vore däremot ineffektiva, eftersom de sannolikt vore enhetliga och skulle underkompensera kommuner med höga miljökostnader (med överinvesteringar som resultat), samt

---

<sup>32</sup> Coase-teoremet bygger på antagandet att alla aktörer har full information om värdet av investeringarna och kostnaden av miljöproblemen. Dessutom antas kommunpolitikerna agera för maximera den samlade kommunala nyttan.

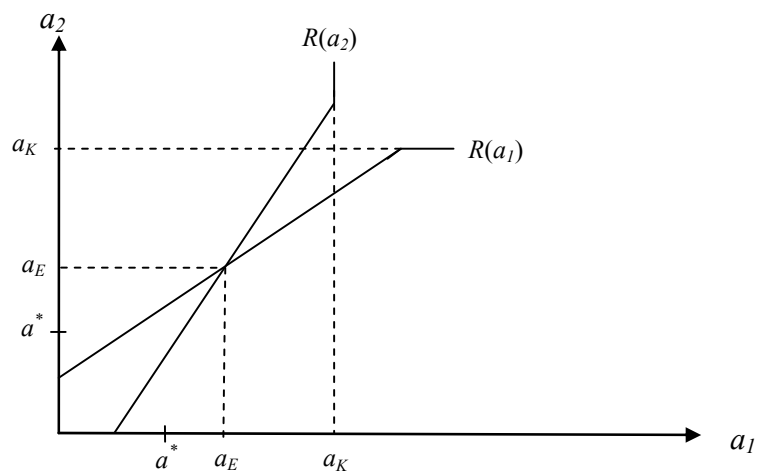


överkompensera kommuner med låga miljökostnader (med underinvesteringar som resultat). (iii) Kompensationen/avgiften är differentierad över olika typer av vindkraftverk eftersom den lokala miljökostnaden varierar med olika vindkraftverk; större vindkraftverk har till exempel större inverkan på landskapet och ger upphov till mer buller. Den nuvarande tillståndsprocessen beror på vindkraftverkens antal och storlek och på samma sätt bör kompensationen/avgiften variera med dessa egenskaper. I detta sammanhang är det värt att notera att miljöavgifter kan kompletteras med standarder för att reducera väl identifierade lokala miljökostnader, som regler om minimiavstånd till bostadshus för att reducera problem med buller. Sådana regler kan även utgöra värdefulla underlag för kommunerna för att skatta storleken på de lokala miljökostnaderna.

Kommunalt bestämda avgifter är dock förknippade med potentiella nackdelar. Kommunala miljöavgifter kan ibland leda till överetablering om de negativa effekterna koncentreras till politiskt svaga minoriteter inom kommunen. Det motsatta är naturligtvis också möjligt: att lokala miljögrupper har för mycket inflytande. Men eftersom miljökostnaderna är lokala (kommunala) bör avgifterna tas ut på kommunal nivå ändå. Till exempel torde markägarna ta ut för låga avgifter i den utsträckning de inte tar hänsyn till grannarnas miljökostnad.

Kommunen riskerar även att ta ut en för hög avgift eftersom avgiften inte endast korrigerar för miljöproblemen, utan även genererar värdefulla inkomster för kommunen, ett problem som illustreras i Figur 7.1. En kommun som maximerar intäkterna från avgiften minus de lokala miljökostnaderna kommer att välja avgiften  $a_K$  där marginalintäkten från avgiften  $MR_K$  är lika med marginalkostnaden  $MC_K$ . Avgifter på byggandet av vindkraftverk minskar således problemet med underinvesteringar i förhållande till systemet med kommunal vetorätt ( $Q_K > Q_0$ ) men det investeras fortfarande för lite på grund av kommunens behov av skatteinkomster ( $Q_K < Q^*$ ). Detta problem bör dock inte överskattas, i synnerhet om investerarna kan bygga vindkraftverk i flera kommuner. I så fall torde kommunernas incitament att generera kommunala miljöavgifter skapa en marknad för tillstånd att bygga vindkraftverk där konkurrensen mellan kommunerna om miljöavgifter begränsar möjligheterna att ta ut överavgifter från investerarna.

Figur 7.2 illustrerar effekterna av kommunal konkurrens om vindkraftinvesteringar. Vi antar att investeringarna i de två kommunerna är utbytbara utifrån investerarnas perspektiv (de är substitut). För att förenkla framställandet, antar vi även att båda kommuner gör samma avvägningar mellan miljö och kommunala inkomster (analysen är symmetrisk). Kurvan  $R(a_2)$  anger vilken avgift kommun 1 väljer givet kommun 2:s avgift,  $a_2$ . Ju högre avgift i kommun 2, desto högre blir efterfrågan för att bygga vindkraftverk i kommun 1. Därmed blir det lönsamt för kommun 1 att öka sin egen avgift eftersom den högre marginalen slås ut på en större kvantitet. Annorlunda uttryckt:  $R(a_2)$  är stigande i  $a_2$ . För en tillräckligt hög avgift i kommun 2 blir alla vindkraftprojekt i den kommunen olönsamma. Kommun 1 väljer då, precis som i Figur 7.1,  $a_K$ , vilket motsvarar monopollösningen. På motsvarande sätt anger  $R(a_1)$  vilken avgift kommun 2 väljer givet kommun 1:s avgift,



$a_1$ . Jämvikt uppstår vid  $a_E$  där ingen enskild kommun tjänar på att ändra sin avgift.

**Figur 7.2** Kommunal konkurrens om vindkraftinvesteringar

*Källa:* Egna beräkningar.

Imperfekt konkurrens mellan kommunerna ger upphov till lägre avgifter än monopolavgiften ( $a_E < a_K$ ) men som fortfarande är för höga ur ett samhällsekonomiskt perspektiv ( $a^* < a_E$ ). Underinvesteringsproblemet minskar men försvinner inte, vilket man kan se i Figur 7.1 om man omtolkar  $MV_P$  och  $MC_K$  som horisontella summeringar av de två kommunernas marginella värderingar och kostnader av vindkraftinvesteringar och låter kvantiteten på den horisontella axeln ange de totala investeringarna i båda kommunerna. I jämvikt ges de totala investeringarna av  $Q^E$ , där  $Q_K < Q^E < Q^*$  eftersom  $a^* < a_E < a_K$ . Sammantaget innebär kommunal konkurrens att investeringarna ökar och ju fler kommuner som konkurrerar om vindkraftinvesteringar desto lägre blir utrymmet att ta ut för höga avgifter och desto närmare ligger marknadslösningen den samhällsekonomiskt optimala investeringsnivån  $Q^*$ .

Ovanstående diskussion antyder att den kommunala vetorätten mot vindkraftverk kan leda till såväl effektivare investeringar som en väsentligt smidigare tillståndsprocess under förutsättning att kommunerna får kompenseras för de lokala kostnaderna. Argumenten är generella och är inte begränsade till vindkraftverk. I praktiken har kommunerna vetorätt mot alla typer av miljöfarliga anläggningar som industrianläggningar, gruvor eller värmekraftverk eftersom endast kommunerna kan utfärda den nödvändiga detaljplanen. Positiva sysselsättningseffekter antyder dock att det eventuella underinvesteringsproblemet förknippat med vetorätten mot gruv- eller industrinäring är mindre än i fallet med vindkraft.

Av större intresse för investeringarna på den svenska elmarknaden är att en kommunal vetorätt kombinerad med en ekonomisk kompensation till berörda kommuner eventuellt kan sporra till nyinvesteringar i vattenkraft. En allmän uppfattning tycks vara att vattenkraften är ointressant på grund av att nyinvesteringar i vattenkraft är substantiellt begränsade enligt lag. Förbudet är dock inte absolut, åtminstone avseende minikraftverk eller utbyggnad av befintliga vattenkraftverk som inte bedöms medföra mer än en "obetydlig miljöpåverkan". En närmare analys av Miljöbalken visar att inte heller en mer omfattande utbyggnad är totalförbjudet, inte ens i nationalälvarna. Ingen exploatering – oavsett hur skadlig – är per definition förbjuden om den innebär en utveckling av det lokala näringslivet. En sådan tolkning av lagtexten lär inte bli mindre sannolik om de berörda kommunerna kan kompenseras för de lokala miljökostnaderna.



## 8 Politisk osäkerhet

Energipolitiska beslut har under de senaste åren påtagligt förändrat den svenska elförsörjningen. Avregleringen av den svenska elmarknaden 1996 var den mest grundläggande reformen, men även införandet av elcertifikaten 2003 och den europeiska marknaden för utsläppsrätter 2005 har haft stor betydelse för priserna och incitamenten att investera. På grund av energiförsörjningens fundamentala roll i ekonomin kommer politiska beslut sannolikt ändra marknadsvillkoren även i framtiden. Den framtida energipolitiken är dock osäker. Ett exempel är den nuvarande regeringens beslut att tillåta byggandet av nya kärnkraftsreaktorer som ersättning för avvecklade reaktorer medan oppositionen gick till val 2010 på en fortsatt avveckling av kärnkraften. I avsaknad av en bred energipolitisk uppgörelse, är kärnkraftens framtid i Sverige fortfarande osäker och sannolikt beroende av den framtida parlamentariska sammansättningen av Riksdagen.

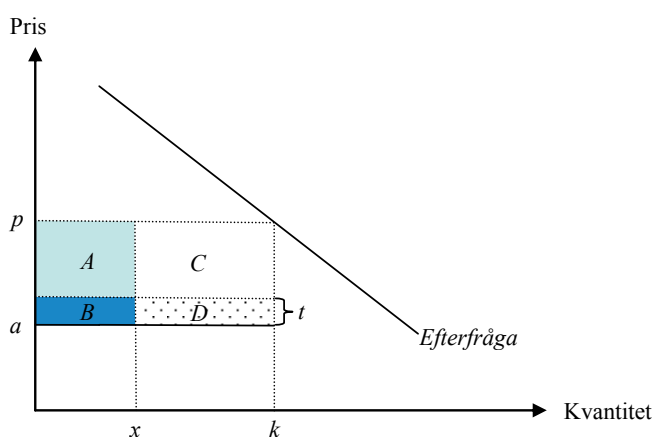
En investerare som uppfattar att förändringar i energipolitiken riskerar att försämra investeringars lönsamhet kommer att vara mindre benägen att investera. Investeringar är förvisso alltid förknippade med någon form av osäkerhet såsom fluktuationer i bränslepriser, temperatur och nederbörd. Denna typ av standardrisk påverkar kontinuerligt utbudet och efterfrågan på energi, och investerare kan relativt enkelt prissäkra sig mot sådan osäkerhet. Att prissäkra politisk osäkerhet är svårare då det saknas historiska data för att skatta hur elpriset påverkas av förändringar i energipolitiken. Hur skulle elpriset till exempel påverkas av en övergång från marknadsbaserade elcertifikat till direkta produktionsstöd genom så kallade feed-in tariffer? Hur skattar man på ett bra sätt en sannolikhetsfördelning över politisk osäkerhet?

Ett för investerarna påtagligt problem är att den framtida energipolitiken beror på hur mycket som faktiskt investeras och

vilka teknologier som växer fram. Ett exempel är kärnkraftskatten och fastighetsskatten på vattenkraftverken som båda har höjts flera gånger de senaste åren. År 2000 ändrades kärnkraftskatten från en produktionsskatt till en skatt på installerad effekt och är numera oberoende av hur mycket kärnkraftverken faktiskt producerar - i realiteten är alltså även kärnkraftskatten en fastighetsskatt. Kärnkraftskatten höjdes senast 2008 och ligger idag på 1,73 öre per kWh installerad effekt.<sup>33</sup>

Eftersom kärnkraftskatten tas ut på den installerade effekten och inte på produktionen, leder en höjning av skatten inte till några snedvridningar i ekonomin, åtminstone så länge skatten inte är orimligt hög och medför en nedläggning av kärnkraftverket. I likhet med andra fastighetsskatter är det politiskt mycket frestande att fortsätta höja skatten på kärnkraftverken då skatten tycks ge inkomster direkt till statskassan utan att ha några negativa konsekvenser. I det långa loppet kommer dock dylik skatteexpropriering av kärnkraften att driva bort privata investerare från marknaden.

Figur 8.1 Skatteexpropriering och incitamenten att investera i kärnkraft



Källa: Egna beräkningar.

<sup>33</sup> Enligt Svensk Energi (2010) uppgår kärnkraftsskatten till 12.648 kr per MW och månad, vilket motsvarar 1,73 öre/kWh. Notera även att skatten per kWh *producerad* el ökar ju lägre kapacitetsutnyttjandet är.

Figur 8.1 illustrerar problemet med skatteexpropriering. Installerad kärnkraftseffekt ges av  $k$  i figuren, och kärnkraftselen produceras till konstant marginalkostnad  $a$ . Efterfrågan är så pass hög att det alltid är lönsamt att producera med full kapacitet  $k$ , till priset  $p$ . Vid fullt kapacitetsutnyttjande uppgår kärnkraftverkets samlade vinst efter skatt till  $(p-a-t)k$ , där  $t$  utgör kärnkraftskatten. Anta att staten äger andelen  $x/k$  av installerad kapacitet  $k$  och resten ägs av privata investerare. Statens vinst på kärnkraften utgörs av den direkta ägarandelen  $A+B = (p-a)x$ , som är oberoende av kärnkraftskatten, plus kärnkraftskatten på privata investeringar  $D = t(k-x)$ . Det vita området  $C = (p-a-t)(k-x)$  i figuren utgör den rörliga vinsten efter skatt för de privata investerarna och ska täcka kapitalkostnaden, alltså räntekostnader, avskrivningar och avkastning på eget kapital. Genom att höja kärnkraftskatten kan staten öka skatteinkomsterna tills avkastningen på det privata egna kapitalet blir lika med noll. En privat investerare som förutspår att han blir beskattad på detta sätt när kärnkraftverket är färdigbyggt, avstår från att investera eftersom avkastningen blir för liten. Risken för skatteexpropriering drabbar naturligtvis även privata ägares incitament att öka kapaciteten i befintliga kraftverk. Avkastningen på den statliga ägarandelen  $x$  påverkas däremot inte av skatten  $t$  då en krona i förlorad vinst exakt kompenseras av en krona i ökade skatteinkomster. Skatteexpropriering leder därmed till att privata investeringar trängs ut till fördel för statliga investeringar.

En förutsättning för investeringar i industrier där skatteexpropriering förväntas utgöra ett stort problem kan vara att staten tar på sig ett stort ägaransvar. Statligt ägande är inte av ondo i sig. Däremot kan det vara värdefullt att hitta mekanismer som underlättar för privata investerare att ta sig in på marknaden trots risken för skatteexpropriering för att undvika att man låser sig till en specifik och koncentrerad ägarstruktur, statligt ägande. Långsiktiga optionskontrakt är en möjlig sådan mekanism.<sup>34</sup>

Gå tillbaka till Figur 8.1 och anta att privata investerare planerar att bygga ett kärnkraftverk med kapaciteten  $k$ , där staten inte ska ha någon ägarandel. Anta att investerarna innan kraftverket byggs säljer en option att köpa  $x$  MWh el av investeraren till priset  $a$ . Försäljningsvinsten på denna option kan användas till byggandet av kärnkraftverket vilket reducerar lånebehov och kapitalinsats. När anläggningen väl satts i produktion, gör kärnkraftverket nollvinst

<sup>34</sup> Långsiktiga optionskontrakt diskuteras bland annat av Ausubel och Cramton (2010a), som dock ej tar upp politisk osäkerhet.

på de  $x$  MWh energi som säljs till priset  $a$ , medan resten säljs till priset  $p$ . Den rörliga vinsten staten kan expropriera från ägaren av kärnkraftverket sjunker då från  $(p-a)k$  till  $(p-a)(k-x)$ .

För att kompensera skattebortfallet skulle staten vara tvungen att beskatta även innehavarna av kärnkraftoptionerna. Om det är lika enkelt att beskatta köparna av optionerna som det är att beskatta ägarna av kärnkraften löser optionskontrakt inga problem: optionspriset sjunker till följd av risken för skatteexpropriering. I många fall torde köparna vara elintensiv industri med ett behov av att prissäkra sin elförbrukning. Statens möjlighet till skatteexpropriering begränsas om det är politiskt svårare att pålägga elintensiv industri extra skatter än det är att beskatta elproducenterna. Notera även att kärnkraftoptioner endast är ett av flera instrument elintensiv industri och andra elkonsumenter kan använda sig av för att prissäkra sin elkonsumention. Terminkontrakt som futures och forwards garanterar innehavarna ett fast elpris över en viss period och handlas i dag på Nord Pool där stora konsumenter även kan teckna långsiktiga fastpriskontrakt med producenterna. Om det visar sig svårt att beskatta vissa terminkontrakt, till exempel kärnkraftoptioner, hårdare än andra, bidrar även detta till att begränsa statens möjlighet att expropriera kärnkraften. Skattemässiga fördelar av att inneha kärnkraftoptioner framför att äga kärnkraft återspeglas i marknadspriset på optionerna som överstiger den förväntade vinsten av att sälja kärnkraftselen på spotmarknaden. Försäljning av optioner underlättar då för privata investerare att ta sig in på marknaden trots risken för skatteexpropriering av kärnkraftägandet.

Att sälja en köpoption kan jämföras med statligt ägande såtillvida att det begränsar skatteexpropriering på en del av kapaciteten, andelen som sålts på termin, respektive den statliga ägarandelen. Skillnaden är att terminkontrakt är en marknadsbaserad mekanism som öppnar upp för diversifierat ägande av kärnkraften som ett alternativ till koncentrerat statligt ägande.

I det långa loppet utgör möjligheterna till skatteexpropriering ett problem för staten själv. Den kortsiktiga vinsten av att höja skatterna på kärnkraftverk och vattenkraft domineras sannolikt av de långsiktiga kostnaderna av uteblivna investeringar. Det torde alltså ligga i statens egenintresse att skapa mekanismer som begränsar möjligheten till skatteexpropriering. Optionskontrakt kan vara ett sådant instrument. Generellt är långsiktiga, tydliga och förutsägbara spelregler på elmarknaden viktiga för ett sunt



investeringsklimat. En tydlig och förutsägbar energipolitik är speciellt viktig på en marknad med få bolag. Med en koncentrerad ägarstruktur har bolagen incitament att underinvestera för att hålla upp elpriset, se kapitel 3. Politisk osäkerhet ger bolagen möjlighet att utöva marknadsmakt under förevändningen att lönsamheten i framtida investeringar är oförutsägbar. En tydlig och förutsägbar energipolitik underlättar alltså att utvärdera energibolagens beteende på marknaden.



## 9 Slutsatser

Vi studerar i denna rapport incitamenten för att investera i ny produktionskapacitet på den svenska elmarknaden. På en marknad där konkurrensen fungerar både på kort och på lång sikt kommer investeringarna att ske där de är som mest lönsamma. Investerat kapital förräntar sig precis så mycket att räntan täcker det marknadsmässiga kravet på avkastning. Politiska och ekonomiska inträdesbarriärer begränsar dock konkurrenstrycket att investera i ny produktionskapacitet. Monopolmakt i elnätet påverkar integrationen mellan marknaderna, och hanteringen av flaskhalsar skapar snedvridna prissignaler om var i systemet kapacitetsbristerna finns. Hushållen saknar incitament att anpassa sig till kortsiktiga svängningar i priserna, vilket ger fel signal om värdet av nyinvesteringar. Processerna för att få bygga ny kapacitet är långdragna och tillstånden ges inte alltid på samhällsekonomiskt korrekta grunder. Politisk osäkerhet påverkar det förväntade värdet av investeringar. Klimatåtgärder gynnar viss typ av elproduktion framför annan, utan att nödvändigtvis vara relaterat till skillnader i samhällsekonomiska kostnader.

En rad åtgärder skulle bidra till att skapa ett mera hälsosamt investeringsklimat: *(i)* öppna för att andra än de nuvarande bolagen får äga ny svensk kärnkraft; *(ii)* slopa lagen om att endast stamnätsföretag, i praktiken Svenska Kraftnät, får bygga utlandsförbindelser; *(iii)* kräv av elhandlarna att de ska erbjuda hushållen kontrakt med timvis prissättning så snabbt som möjligt; *(iv)* behåll den kommunala vetorätten och tillåt även fortsättningsvis kommunala avgifter på vindkraftanläggningar.



# Referenser

- Ausubel, Lawrence M. och Peter Cramton (2010a): Using forward markets to improve electricity market design, *Utilities Policy* 18, 195-200.
- Ausubel, Lawrence M. och Peter Cramton (2010b): Virtual power plant auctions, *Utilities Policy* 18, 201-206.
- Brännlund, Runar och Bengt Kriström (2010): En effektiv klimatpolitik, Stockholm: SNS Förlag.
- Bushnell, James, Erin T. Mansur, och Celeste Saravia (2008): Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets, *American Economic Review* 98, 237-266.
- Bye, Torstein (2003): On the price and volume effects from green certificates in the energy market, Statistics Norway Discussion Paper No. 351.
- Damsgaard, Niclas (2009): Utsläppsmarknader, FORES Studie 2009:1.
- Energimarknadsinspektionen (2007): Investeringar i elproduktion, EMIR 2007:05.
- Energimarknadsinspektionen (2009): Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor, EI R2009:09.
- Energimarknadsinspektionen (2010): Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden. Timmätning för elkunder med abonnemang om högst 63 ampere, EI R2010:22.
- Energimarknadsinspektionen (2011): Halvårsrapport om elmarknaden, oktober-mars 2010/2011, EI R2011:05.
- Energimyndigheten (2009a): Energiläget 2009.
- Energimyndigheten (2009b): Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, ER 2009:35.
- Energimyndigheten (2010): Gemensamt elcertifikatsystem med Norge, ER 2010:28.
- Energimyndigheten (2011): Elcertifikatsystemet 2011, ET 2011:32.

- Fell, Harrison (2010): EU-ETS and Nordic electricity: A C-VAR analysis, *Energy Journal* 31, 1-26.
- Fridolfsson, Sven-Olof och Thomas Tangerås (2009): Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence, *Energy Policy* 37, 3681-3692.
- Hjalmarsson, Lennart (1996): From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry, i R.J. Gilbert och E.P. Kahn (red.), *International Comparisons of Electricity Regulations*, s. 126-178, Cambridge: Cambridge University Press.
- Hogan, William (1992): Contract networks for electric power transmission, *Journal of Regulatory Economics* 4, 211-242.
- Joskow, Paul och Jean Tirole (2005): Merchant transmission investment, *Journal of Industrial Economics* 53, 233-264.
- Konkurrensverket (2008), Konkurrensen i Sverige 2007, hämtat från [www.konkurrensverket.se/upload/Filer/Trycksaker/Rapporter/rap\\_2007-4.pdf](http://www.konkurrensverket.se/upload/Filer/Trycksaker/Rapporter/rap_2007-4.pdf) den 7 oktober 2009.
- Ogawa, Hikaru och David E. Wildasin (2009): Think locally, act locally: Spillovers, spillbacks, and efficient decentralized policymaking, *American Economic Review* 99, 1206-1217.
- Mauritzen, Johannes (2010): What happens when it's windy in Denmark? An empirical analysis of wind power on the price volatility in the Nordic electricity market, manuskript, Norges Handelshøyskole.
- Michanek, Gabriel och Patrik Söderholm (2006): Medvind i uppförsbacke – En studie av den svenska vindkraftspolitiken, EMS Rapport 2006:1.
- Neuhoff, Karsten (2011): Climate policy after Copenhagen: The role of carbon pricing, Cambridge: Cambridge University Press.
- Nyström, Olle, Per-Axel Nilsson, Clas Ekström, Anna-Maria Wiberg, Bengt Ridell och David Vinberg (2011): El från nya och framtida anläggningar 2011, Elforsk rapport 11:26.
- Svensk Energi (2010): Skatter och avgifter på produktion, hämtat från [www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elpriser-Skatter/Skatter-och-avgifter-pa-produktion/](http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elpriser-Skatter/Skatter-och-avgifter-pa-produktion/) den 17 december 2010.
- Svensk Vindenergi (2010): Kommunernas användning av vetot mot vindkraft - Enkätundersökning bland Svensk Vindenergis medlemsföretag, PM December 2010.

- Söderholm, Patrik (2008): The political economy of international green certificate markets, *Energy Policy* 36, 2051-2062.
- Wu, Felix, Pravin Varaiya, Pablo Spiller och Shmuel Oren (1996): Folk theorems on transmission access: Proofs and counterexamples, *Journal of Regulatory Economics* 10, 5-24.

# Förteckning av tidigare rapporter till EMS

## 2011

- Med klimatet i tankarna – styrmedel för energieffektiva bilar.
- Exploatering eller reglering av naturliga monopol? Exemplet fjärrvärme.
- Genvägar eller senvägar – Vad kostar det oss att avstå ifrån gentekniskt förädlade grödor i jordbruket?
- Mot nya vatten – vart leder individuella överförbara fiskekvoter?

## 2010

- Etanolens koldioxideffekt. En översikt av forskningsläget.
- Baltic-wide and Swedish Nutrient Reduction Targets.
- Att mäta välfärd och hållbar utveckling – gröna nationalräkenskaper och samhällsekonomiska kalkyler.
- Målet för energieffektivisering fördyrar klimatpolitiken.
- Dags att tänka om! Rapport om EU:s vägval i den internationella klimatpolitiken.

## 2009

- Suggestions for the Road to Copenhagen.
- Statens ekonomiska ansvar vid naturkatastrofer och stora industriella olyckor.
- Höghastighetsjärnvägar – ett klimatpolitiskt stickspår.
- Kan vi påverka folks miljöattityder genom information? En analys av radiosatsningen “Klimatfeber”.



## 2008

- Biologiskt mångfald – en analys av begreppet och dess användning i en svenska miljöpolitiken.
- Att vända skutan – ett hållbart fiske inom räckhåll.

## 2007

- Sveriges klimatpolitik – värdet av utsläppshandel och valet av målformulering.
- Svensk politik för miljö och hållbar utveckling i ett internationellt perspektiv – en förhandlare reflekterar.
- Miljöpolitik utan kostnader? En kritisk granskning av Porterhypotesen.
- A broader palette: The role of technology in climate policy.

## 2006

- Medvind i uppförsbacke – en studie av den svenska vindkraftspolitiken.