

# De svenska energimarknaderna – en samhällsekonomisk analys

Lars Bergman

*Bilaga 2 till Långtidsutredningen 2015*

*Stockholm 2014*



STATENS OFFENTLIGA  
UTREDNINGAR

**SOU 2014:37**

SOU och Ds kan köpas från Fritzes kundtjänst.  
Beställningsadress: Fritzes kundtjänst, 106 47 Stockholm  
Ordertelefon: 08-598 191 90  
E-post: [order.fritzes@nj.se](mailto:order.fritzes@nj.se)  
[fritzes.se](http://fritzes.se)

För remissutsändningar av SOU och Ds svarar Fritzes Offentliga Publikationer på uppdrag av Regeringskansliets förvaltningsavdelning.

*Svara på remiss – hur och varför.*

*Statsrådsberedningen, SB PM 2003:3 (reviderad 2009-05-02)*

En kort handledning för dem som ska svara på remiss. Häftet är gratis och kan laddas ner som pdf från eller beställas på [regeringen.se/remiss](http://regeringen.se/remiss).

Layout: Kommittéservice, Regeringskansliet.

Omslag: Elanders Sverige AB.

Tryck: Elanders Sverige AB, Stockholm 2014.

ISBN 978-91-38-24125-7

ISSN 0375-250X

## Förord

Långtidsutredningen 2015 sammanställs vid Finansdepartementets Struktureenhet. Ett viktigt led i detta arbete är att ta fram fristående studier som publiceras i bilagor till utredningen.

I denna bilaga presenteras en samhällsekonomisk analys av de svenska energimarknaderna. Analysen har genomförts av professor Lars Bergman vid Handelshögskolan i Stockholm.

Väl fungerande energimarknader har stor betydelse för den ekonomiska utvecklingen på både kort och lång sikt. För Långtidsutredningen som bl.a. har till uppgift att presentera en samlad bedömning av den långsiktiga ekonomiska utvecklingen är en välbalanserad analys av energimarknaderna av central betydelse.

Bergmans genomgång tar sin utgångspunkt i utvecklingen på de internationella och nationella marknaderna för bl.a. fossilbränslen, utsläppsätter, elcertifikat och fjärrvärme. Analysen fokuseras på den nordiska elmarknaden. Den centrala fråga som belyses är hur väl marknaderna fungerar i dag, hur de kan komma att utvecklas framöver och vad det betyder för den svenska energiförsörjningen. Arbetet med bilagan har följts av en referensgrupp med goda kunskaper inom området. Som alltid i dessa sammanhang svarar författaren själv för de bedömningar och slutsatser som presenteras.

De resultat som framkommer i Långtidsutredningens bilagor kommer att behandlas i utredningens huvudbetänkande.

Stockholm i juni 2014

Mikael Åsell  
Kanslichef  
Projektledare Långtidsutredningen 2015

— |

| —

— |

| —

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>7</b>
<b>Summary</b> .....	<b>13</b>
<b>1 Bakgrund och syfte</b> .....	<b>21</b>
<b>2 Utgångspunkter</b> .....	<b>27</b>
2.1 Ett samhällsekonomiskt perspektiv .....	27
2.2 Energianvändningen i Sverige .....	30
<b>3 Internationella energi- och certifikatsmarknader</b> .....	<b>39</b>
3.1 De internationella marknaderna för olja, kol och gas .....	39
3.2 Den europeiska marknaden för utsläppsätter, EU ETS .....	46
<b>4 De svenska energi- och certifikatsmarknaderna</b> .....	<b>59</b>
4.1 Elmarknaden .....	59
4.2 Marknaden för elcertifikat .....	91
4.3 Fjärrvärmemarknaden .....	97
4.4 Ömsesidiga samband mellan el-, certifikat- och fjärrvärmemarknaderna .....	102
<b>5 Sammanfattning och slutsatser</b> .....	<b>103</b>
<b>Referenser</b> .....	<b>113</b>

— |

| —

— |

| —

# Sammanfattning

Tillgång till energi är en nödvändig förutsättning för all produktion av varor och tjänster, såväl i industriell skala som i enskilda hushåll. Det betyder att alla företag, organisationer och hushåll har en relation till en eller flera energimarknader. Syftet med denna studie är att i ett samhällsekonomiskt perspektiv belysa och analysera hur de svenska energimarknaderna fungerar och, i den mån som det ter sig motiverat, föreslå åtgärder som kan få dessa marknader att i olika avseenden fungera bättre.

I första hand behandlas dels marknaderna för el och fjärrvärme, dels marknaderna för utsläppsrätter (EU ETS) respektive elcertifikat. Marknaderna för olja, gas och kol behandlas mer översiktligt och med fokus på dessa marknaders inverkan på de svenska priserna på el och fjärrvärme. Marknaden för biobränslen behandlas mycket kortfattat i avsnittet om fjärrvärmemarknaden.

Den övergripande frågan är om de svenska energimarknaderna har den struktur och de regelverk som främjar effektiv produktion och distribution av energi. Till detta hör också frågan om de olika energiformerna handlas till priser som reflekterar de relevanta kostnaderna. Det betyder att faktorer som konkurrens, regelverk, styrmedel och prisbildning står i centrum för analysen.

## *Energianvändningens utveckling.*

Sverige är ett land med hög användning av energi, per capita såväl som per enhet BNP. Viktiga faktorer bakom den höga energianvändningen i Sverige är det kalla klimatet, de långa transportavstånden och den höga materiella levnadsstandard. Den enskilt viktigaste faktorn är emellertid att energikrävande industrier som massa och papper samt järn och stål svarar för en stor del av det svenska näringslivets produktion.

De första efterkrigsdecennierna präglades av snabb ekonomisk tillväxt, särskilt i sektorer med hög energianvändning per producerad enhet. Detta ledde till att energianvändningen, särskilt användningen av el, ökade snabbare än BNP. Men efter de stora oljeprisstegringarna 1973 och 1979 avtog energianvändningens tillväxt och från början av 1990-talet har tillväxten i såväl total energianvändning som elanvändning varit obetydlig. Samtidigt har oljan, med undantag för transportsektorn, nästan helt fasats ut från det svenska energisystemet. Under det närmaste decenniet bedöms den svenska energianvändningen öka mycket långsamt.

#### *Internationella priser på olja, gas och kol*

Under lång tid har den förväntade och faktiska utvecklingen på den internationella oljemarknaden inneburit stigande priser. Samtidigt har priserna på gas varit kopplade till oljepriserna, medan priserna på kol har bestämts av utbuds- och efterfrågeförhållandena på den internationella kolmarknaden. Emellertid har den snabba exploateringen av skiffergas i USA, "the shale gas revolution", på kort tid skapat nya förutsättningar för prisutvecklingen på de internationella marknaderna för fossila bränslen. Nu är det förväntningar om ökande utbud snarare än ökande efterfrågan som dominerar. Med detta följer stagnerande eller till och med fallande priser på fossila bränslen under det närmaste decenniet.

#### *Elmarknaden*

Elmarknaden är ur många perspektiv den viktigaste energi-marknaden. En stor och växande del av energianvändningen sker i form av elanvändning. Samtidigt är elmarknaden komplex och kanske därför ofta omdebatterad. Av dessa skäl ägnas en stor del av denna rapport åt elmarknaden.

I ett samhällsekonomiskt perspektiv finns det två grundläggande villkor som måste vara uppfyllda för att en marknad kan sägas fungera effektivt. Det ena är att det alltid ska finnas ett (ändligt) pris till vilken man kan köpa eller sälja varan i fråga. I detta avseende fungerar den avreglerade elmarknaden definitivt väl. Det andra villkoret är att de priser som bildas är lika med de



relevanta marginalkostnaderna, inklusive miljökostnader, och att dessa kostnader är så låga som möjligt.

Teori och praktik talar för att konkurrens mellan ett tillräckligt antal producenter leder till både kostnadseffektivitet och små eller obefintliga skillnader mellan priser och marginalkostnader. Det väsentliga hindret mot denna typ av effektivitet är att någon eller några producenter, i kraft av sin storlek, har och missbrukar marknadsmakt. Frågan om förekomst och missbruk av marknadsmakt är därför föremål för ingående analys i denna rapport.

Slutsatsen är att den långt gångna integrationen av de nordiska ländernas elmarknader gör att inget i Sverige verksamt kraftföretag har väsentlig marknadsmakt. Men en fortsatt hög grad av konkurrens på elmarknaden förutsätter att kapaciteten i transmissionsnäten och utlandsförbindelserna förblir tillräckligt stor. Mot den bakgrunden bör man överväga att sänka avkastningskraven på investeringar i transmissionsnät och utlandsförbindelser. Närmare bestämt skulle man kunna reducera det vanliga avkastningskravet med en "konkurrensbonus". Hur stor denna bör vara och hur den ska beräknas kräver emellertid fortsatta överväganden.

Trots att elmarknaden i ett samhällsekonomiskt perspektiv fungerar väl står den inför stora utmaningar, varav den viktigaste är den omfattande utbyggnaden av vindkraften. Utmaningen ligger i att vindkraftproduktionen inte kan förutses på samma sätt som produktionen i konventionella kraftverk. Detta ökar risken för effektbrist under perioder med hög efterfrågan på el. Samtidigt leder den ökade vindkraftproduktionen till kortare drifttider och därmed sämre ekonomi i de konventionella kraftverken.

Internationellt förs det en diskussion om behovet av s.k. kapacitetsmarknader när inslaget av vindkraft ökar. Slutsatsen av den analys som genomförs här är emellertid att en sådan åtgärd skulle innebära att ansvaret för kraftindustrins investeringar *de facto* skulle tas över av systemoperatören (Svenska Kraftnät). I stället förordas ökad acceptans för perioder med mycket höga elpriser. En sådan ordning skulle dels förstärka incitamenten för kraftföretagen att hålla tillräckligt mycket kapacitet tillgänglig under högladdningstid, dels skapa incitament på efterfrågesidan att öka elanvändningens kortsiktiga flexibilitet.

*Regleringen av nätpriser*

Elpriserna i slutanvändarledet beror emellertid inte bara på priserna i producentledet. Skatter spelar en stor roll, men också nätavgifterna är viktiga. När det gäller nätavgifterna handlar det emellertid inte om marknadens effektivitet utan om utformningen av den reglering som styr nätföretagens intäktsramar. För närvarande implementeras en ny modell för reglering av elnätverksamheten. En viktig parameter i denna är den tillåtna realavkastningen på nätföretagen s.k. kapitalbas.

I ett samhällsekonomiskt perspektiv bör denna avkastning vara tillräckligt hög, men inte högre än vad som krävs, för att mobilisera det kapital som behövs för investeringar i elnäten. Den realränta som Energimarknadsinspektionen förordar ligger på en nivå som sannolikt säkerställer en hög kvalitet i de svenska elnäten. Samtidigt kan den nya regleringsmodellen leda till högre priser på elnättjänster i olika delar av landet.

*Marknaden för elcertifikat*

Stödet till förnybar el sker främst genom handel med s.k. elcertifikat. Systemet innebär att producenter av förnybar el får ett elcertifikat per MWh el som levereras. Detta certifikat kan säljas på en marknad där köparna är elhandelsföretag som för sina kunders räkning måste inneha elcertifikat i en viss proportion till den använda elen. Det marknadsbestämda priset på elcertifikat är därmed lika med det stöd per producerad MWh förnybar el som utgår till producenten.

Systemet fungerar väl, men bör ändras så att bidrag till förnybar el inte kan utgå under perioder då spotmarknadspriserna är mycket låga eller negativa. Det är också viktigt att stödsystemets effekter på kostnaderna för förnybar el utvärderas. Avsikten med systemet är, eller borde i alla fall vara, att stödja de olika formerna av förnybar el fram till en tidpunkt då skaleffekter och "learning by doing" har gjort dessa alternativ konkurrenskraftiga på marknadens villkor. Om det skulle visa sig att några kostnadssänkande effekter inte uppstår, så bör det finnas en beredskap att ompröva stödsystemet.

*Kraftindustrins lönsamhet*

Med stagnerande efterfrågan och betydande kapacitetstillskott i form av vindkraft och ett nytt kärnkraftverk i Finland kommer elpriserna i producentledet att pressas. Från samhällsekonomisk synpunkt är detta ett tecken på att kapaciteten i kraftindustrin byggts ut för snabbt i förhållande till efterfrågans utveckling. För kraftindustrins del innebär de lägre priserna sämre lönsamhet, vilket kan ha negativa konsekvenser för innovationer och teknisk utveckling inom kraftproduktionen. Stödet till förnybar el är i och för sig ett stöd till innovationer och teknisk utveckling inom kraftindustrin. Samtidigt är det viktigt att se detta stöd i ett vidare perspektiv än de klimatpolitiska målen. Det är också ett samhällsintresse att kraftindustrin har en lönsamhet som möjliggör en dynamisk långsiktig utveckling av denna industri.

*Fjärrvärmen*

Fjärrvärmen spelar en mycket viktig roll i det svenska energisystemet. Bland annat är det inom produktionen av fjärrvärme som användningen av biobränslen har kunnat expandera snabbt och ersätta olja som bränsle i uppvärmningen av bostäder och lokaler. Under senare år har emellertid fjärrvärmen utsatts för konkurrens från lokal värmeproduktion, vilket bl.a. gjort att efterfrågans tidsfördelning ändrats, med relativt högre efterfrågan under den kallaste vinterperioden. Kortsiktigt är detta ett prissättningsproblem men kan på längre sikt utvecklas till ett hot mot fjärrvärmeföretagens lönsamhet.

Fjärrvärmemarknaden består av ett stort antal lokala marknader, varav de flesta är små i förhållande till produktionen i en anläggning med effektivt utnyttjande av skalfördelar. Eftersom förutsättningarna för effektiv konkurrens inom fjärrvärmesystemet är mycket små bör varje enskilt fjärrvärmesystem betraktas som ett vertikalt integrerat naturligt monopol. Av detta skäl bör fjärrvärmen, på samma sätt som elnäten, vara föremål för en reglering som säkerställer att konsumenternas intressen tillgodoses. Hur denna reglering ska vara utformad bör utredas i särskild ordning. Från samhällsekonomisk synpunkt är det dock viktigt att en reglering av fjärrvärmen utformas så att priserna kommer att

reflektera relevanta marginalkostnader, vilket bl.a. innebär att priserna under vintertid reflekterar kostnaden för att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns tillgänglig under denna period.

### *Behov av reformer*

Alla marknader måste förändras i takt med att förhållandena på utbuds- och efterfrågesidan förändras. Detta gäller också marknader som likt el- och fjärrvärmemarknaderna är beroende av specifik infrastruktur och har regelverk som till stor del är bestämda av statsmakterna. Den viktigaste slutsatsen av denna studie är att behovet av politiskt beslutade reformer på de svenska energimarknaderna är begränsat.

När det gäller statsmakternas roll i energimarknadernas framtida utveckling har den här genomförda analysen lett till fyra förslag som sammanfattas i följande punkter:

- Inför en ”konkurrensbonus” på sådana investeringar i transmissionsnät och överföringsförbindelser som säkerställer eller ökar konkurrensen på elmarknaden.
- Ändra stödet till förnybar el så att detta inte kan utgå under perioder då spotmarknadspriserna är mycket låga eller negativa.
- Inled en utvärdering av stödet till förnybar el med syfte att identifiera dess effekter på kostnaderna för de olika formerna av förnybar el.
- Inför en reglering av fjärrvärmeverksamheten med regleringen av elnäten som förebild.

Utöver dessa åtgärder vore det, för samhällsdebatten om elmarknaden och för framtida studier av denna, värdefullt om Energimyndigheten skulle lägga om sin elmarknadsstatistik till att genomgående avse hela den nordiska elmarknaden. Med den utveckling som skett på elmarknaden är det numera vilseledande att tala om ”den svenska elmarknaden”. Den från samhällsekonomisk synpunkt relevanta elmarknaden är den integrerade nordiska elmarknaden.

## Summary

Access to energy is fundamental to the production of all goods and services, both on an industrial and household scale. This means that all businesses, organisations and households are linked to one or more energy markets. The purpose of this study is to clarify and analyse, from an economic perspective, how the Swedish energy markets work and to suggest measures to improve the functioning of these markets in various ways.

The primary focus is on the electricity and district heating markets and markets for emission allowances (EU ETS) and electricity certificates. The oil, gas and coal markets are dealt with more generally, looking mainly at their impact on Swedish electricity and district heating prices. The biofuels market is briefly discussed in the section on the district heating market.

The overarching question is whether Swedish energy markets have the structure and regulations conducive to efficient energy production and distribution. This also includes whether the different forms of energy are traded at prices that reflect the costs involved. This means that factors such as competition, regulation, policy levers and pricing are central to the analysis.

### *Trends in energy use*

Sweden is a country with high energy use per capita and per unit of GDP. The cold climate, long transport distances and a high material standard of living are key factors behind Sweden's high energy use. However, the single most important factor is that energy-intensive industries, such as the pulp and paper and iron and steel industries, account for a large share of Sweden's business sector output.

The first post-war decades were marked by rapid economic growth, especially in sectors with high energy use per unit of output. As a result, energy use, particularly electricity use, increased faster than GDP. But after the oil price hikes of 1973 and 1979, growth in energy use slowed and since the early 1990s, growth in both total energy use and electricity use has been insignificant. Meanwhile, oil has almost completely been phased out of the Swedish energy system, except for in the transport sector. Over the next decade, Sweden's energy use is expected to increase very slowly.

#### *International prices of oil, gas and coal*

For a long time, expected and actual developments in the international oil market have led to rising prices. At the same time, gas prices have been linked to oil prices, while coal prices have been determined by supply and demand at the international coal market. However, the rapid exploitation of shale gas in the United States, the 'shale gas revolution', has rapidly created new price conditions in the international markets for fossil fuels. Today, the prevailing expectations are about increasing supplies rather than increasing demand. The result will be stagnating or even falling fossil fuel prices over the next decade.

#### *The electricity market*

The electricity market is in many respects the most important energy market. The use of electricity accounts for a large and growing share of the energy used. The electricity market is also complex and, perhaps for this reason, often much debated. A large part of this report therefore concentrates on the electricity market. From an economic perspective, two basic conditions must be met for a market to be described as efficient. One is that there must always be a (finite) price at which the commodity in question can be bought or sold. In this regard, the deregulated electricity market is definitely efficient. The second condition is that prices should be set equal to the relevant marginal costs, including environmental costs, and that these costs should be as low as possible.

Theory and practice suggest that competition among a sufficient number of producers leads to both cost-effectiveness and little or no difference between price and marginal cost. The chief obstacle to this type of efficiency is that one or several producers, by virtue of their size, could have and abuse market power. The question of the existence and abuse of market power is therefore a subject of detailed analysis in this report.

A central conclusion is that since the Nordic electricity markets are highly integrated, no power company operating in Sweden has any substantial market power. However, a sustained high level of competition in the electricity market is dependent on transmission grid and interconnector capacity remaining sufficiently high. For this reason, consideration should be given to lowering the required return on investments in transmission grids and interconnectors. More specifically, the normal required rate of return could be reduced using a ‘competition bonus’. The appropriate size of this bonus and how it could best be calculated are questions that deserve further considerations.

Although the electricity market works well from an economic perspective, it faces major challenges. The most important one is the extensive expansion of wind power. The challenge is that wind power production cannot be predicted in the same way as production in conventional power plants. This increases the risk of power shortages during periods of peak electricity demand. At the same time, increased wind power production results in shorter operating times and consequently a weaker financial position for conventional power plants.

The need for ‘capacity markets’ when the wind power component increases is being discussed internationally. The conclusion of the analysis performed here, however, is that such a measure would mean that the responsibility for power industry investments would in effect be taken over by the system operator (the Swedish National Grid). Instead, greater acceptance of periods with temporarily very high electricity prices is recommended. This would strengthen incentives for power companies to maintain sufficient capacity during peak consumption times while creating incentives on the demand side for greater short-term flexibility in electricity consumption.

*Regulation of network charges*

End-user electricity prices do not only depend on production prices. Taxes play a major role, but network charges are also important. Regarding network charges, the issue is not market efficiency but rather the design of regulations governing the revenue frameworks of the network companies. A new model for regulating network operations is currently being implemented. An important parameter included in this model is the real rate of return allowed on the network companies' capital base.

In an economic perspective, this rate of return should be sufficiently high, but not higher than necessary, to attract the capital needed for investment in electricity networks. The real interest rates that the Swedish Energy Markets Inspectorate recommends are at a level that is likely to ensure high-quality Swedish electricity networks. Having said that, the new regulatory model may lead to higher prices for electricity network services in different parts of the country.

*The market for electricity certificates*

Subsidies for renewable electricity are primarily organised through trade in the system for electricity certificates. Under the system, producers of renewable electricity receive one electricity certificate per MWh of electricity supplied. This certificate can be sold in a market where the buyers are electricity trading companies that, on behalf of their clients, must have electricity certificates corresponding to a certain proportion of the electricity used. Thus the market-determined price of certificates is equal to the subsidy per MWh of renewable electricity produced that is paid to the producer.

Although the system overall works well, it should be altered so that subsidies for renewable electricity cannot be given during periods when spot prices are very low or negative. It is also important to thoroughly evaluate the subsidy system's impact on the cost of renewable electricity. The aim of the system is, or at least should be, to subsidise the various forms of renewable electricity until economies of scale and 'learning by doing' have made these alternatives perform competitively under market



conditions. If it turns out that such cost-reducing effects do not occur, the subsidy system should be reconsidered.

### *Profitability of the power industry*

With stagnating demand and significant additional capacity in the form of wind power and a new nuclear power plant in Finland, producer prices for electricity will come under pressure. From an economic perspective, this indicates that the capacity of the power industry has expanded too fast relative to growth in demand. For the power industry, the lower prices mean lower profitability, which may have a negative impact on innovation and technological development in energy production. Subsidies for renewable electricity are in themselves support for innovation and technological development in the power industry. At the same time, it is important to see this support in a perspective that is broader than climate policy objectives. It is also in the public interest that the power industry is sufficiently profitable to cater for its own dynamic long-term development.

### *District heating*

District heating plays a very important role in Sweden's energy system. The production of district heating is among the areas where the use of biofuels has been able to rapidly expand and replace oil as a fuel for residential and commercial heating. However, in recent years, district heating has been facing competition from local heat production. Among other things, this has changed the demand distribution over time, with relatively higher demand during the coldest winter period. In the short run, this is a pricing problem but it could eventually become a threat to the profitability of district heating companies.

The district heating market consists of a large number of local markets, most of which are small relative to the production in a plant that effectively exploits economies of scale. Since the scope for effective competition in the district heating system is very limited, each individual system should be regarded as a vertically integrated natural monopoly. For this reason, district heating, just

like electricity networks, should be subject to regulations ensuring that consumer interests are safeguarded. The appropriate design of these regulations should be examined separately. However, from an economic perspective, it is important that district heating regulations are formulated so that prices reflect relevant marginal costs, i.e. that prices in winter reflect the cost of ensuring that sufficient capacity is available during this period.

### *Need for reform*

All markets must change as supply and demand conditions change. This also applies to markets that, like electricity and district heating markets, rely on a certain infrastructure and have regulations largely determined by the Government. The most important conclusion of this study is that the need for political interventions in the Swedish energy markets is limited.

As regards the Government's role in the future development of the energy markets, the analysis conducted in this study has resulted in four proposals summarised in the following points:

- Introduce a 'competition bonus' on investments in transmission networks and transmission interconnections that can safeguard or increase competition in the electricity market.
- Redesign the subsidies for renewable electricity so that they cannot be used during periods when spot prices are very low or negative.
- Carefully evaluate the support for renewable electricity to identify its impact on the costs for the various alternatives available.
- Introduce regulation of district heating using regulation of electricity networks as a model.

In terms of the public debate on the electricity market and future studies of this market, it would be valuable if the Swedish Energy Agency, in addition to these measures, would change its electricity market statistics so that they consistently cover the entire Nordic electricity market. In light of the developments in the electricity market, it is now misleading to talk about 'the Swedish electricity

market'. From an economic point of view, the relevant market is the integrated Nordic electricity market.

— |

| —

— |

| —

# 1 Bakgrund och syfte<sup>1,2</sup>

Tillgång till energi är en nödvändig förutsättning för all produktion av varor och tjänster, såväl i industriell skala som i enskilda hushåll. Detta gäller oavsett om kostnaden för energi utgör en stor eller liten del av ett företags eller ett hushålls totala kostnader. Med andra ord skulle varken ett aluminiumsmältverk, en livsmedelsbutik eller en advokatbyrå fungera utan tillgång till energi. Det betyder att alla företag, organisationer och hushåll har en relation till en eller flera energimarknader.

Med ”energimarknader” avses de mer eller mindre formaliserade institutionella arrangemang inom vilka köpare och säljare av energi träffar avtal. Det som förenar energimarknaderna är att den produkt som handlas är energi i någon form, t.ex. olja, kol, gas, biobränslen eller fjärrvärme. I nästan alla andra hänseenden är det emellertid stora skillnader mellan de olika energimarknaderna. Inte minst skiljer de sig åt när det gäller geografisk utsträckning, antalet aktörer samt graden av konkurrens mellan dessa. De olika energimarknaderna kan också fungera mer eller mindre väl i förhållande till olika kriterier. Ett av detta är förhållandet mellan priser och relevanta kostnader, ett annat är möjligheten för nya aktörer att komma in på marknaden.

---

<sup>1</sup> Lars Bergman är professor i nationalekonomi, särskilt energi- och miljöekonomi vid Handelshögskolan i Stockholm. Han har tidigare varit rektor för Handelshögskolan i Stockholm och var under 2012 President i IAEE (International Association for Energy Economics).

<sup>2</sup> Under arbetets gång har en referensgrupp bestående av Martin Hill (ordförande), Björn Carlén, Bo Diczfalusy, Kjell Jansson, Therése Karlsson och Patrik Söderholm givit mycket värdefulla synpunkter. Andra som bidragit med värdefulla synpunkter är Gunnar Lundberg, Mats Nilsson, Magnus Thorstensson och Marian Radetzki. Eric Ramstedt och Markus Nyemad har snabbt och effektivt tagit fram och bearbetat merparten av det statistiska underlaget samt bidragit med konstruktiva synpunkter på innehållet. Annika Johansson har bidragit med värdefull information om fjärrvärmesystemet. Författaren är dock ensam ansvarig för rapportens innehåll.

De viktigaste energimarknaderna i Sverige är marknaderna för el, fjärrvärme, oljeprodukter och biobränslen. Marknaderna för gas och kol, som i ett globalt perspektiv är mycket viktiga, spelar en mindre framträdande roll i Sverige, men har ändå stor betydelse för de svenska elprisernas utveckling. Detsamma gäller för utvecklingen på två marknader med nära koppling till elmarknaden. Den första är den europeiska marknaden för utsläppsrätter för koldioxid, vanligen kallad EU ETS. Den andra är den svensk-norska marknaden för s.k. elcertifikat.

Statsmakterna har, via energi-, miljö- och finanspolitiken, ett stort inflytande på energimarknadernas utveckling. När det gäller marknaderna för oljeprodukter och biobränslen är statsmakternas ingrepp i allmänhet indirekta, dvs. i form av skatter och bidrag, tillstånd samt gränsvärden för olika utsläpp. När det gäller de ledningsbundna energiformerna, dvs. el, gas och fjärrvärme, är situationen emellertid en annan.

På dessa energimarknader har statsmakterna spelat en aktiv roll för framväxten av den nödvändiga transportinfrastrukturen liksom för det regelverk som styr produktion och distribution av dessa energiformer. Till detta kommer att staten och kommunerna har haft, och har, betydande ägarintressen i produktions- och transportleden. Med andra ord är det diskretionära beslut av statsmakterna som i hög grad har skapat marknaderna för el, gas och fjärrvärme. Därmed har statsmakterna ett särskilt ansvar för hur dessa marknader fungerar, men också möjligheter att vidta åtgärder som gör att de fungerar bättre.

Marknaderna för utsläppsrätter respektive elcertifikat, ibland kallade ”gröna” certifikat, har också tillkommit genom diskretionära beslut och styrs av regelverk som de svenska statsmakterna kan påverka. När det gäller regelverket för den svensk-norska marknaden för elcertifikat är detta inflytande betydande, medan det är mindre men inte utan betydelse när det gäller den europeiska marknaden för utsläppsrätter, EU ETS.

Emellertid är regelverket för EU ETS bara ett av många EU-direktiv som påverkar de svenska energimarknaderna. I själva verket har olika EU-direktiv i hög grad drivit utvecklingen när det gäller nya regelverk och ökad konkurrens på de europeiska el- och

gasmarknaderna. Samtidigt har EU:s s.k. 20-20-20-mål,<sup>3</sup> betydande indirekta effekter på de olika energimarknaderna. Sammantaget har EU-direktiven i förening med den svenska energi- och miljöpolitiken, den tekniska utvecklingen på energiområdet och de senaste årens djupa lågkonjunktur skapat en ny situation på de svenska energimarknaderna.

### *Studiens syfte*

Syftet med denna studie är att i ett samhällsekonomiskt perspektiv belysa och analysera hur de svenska energimarknaderna fungerar och, i den mån som det ter sig motiverat, föreslå åtgärder som kan få dessa marknader att i olika avseenden fungera bättre. I första hand behandlas dels marknaderna för el och fjärrvärme, dels marknaderna för utsläppsrätter (EU ETS) respektive elcertifikat. Marknaderna för olja, gas och kol behandlas mer översiktligt och med fokus på dessa marknaders inverkan på de svenska priserna på el och fjärrvärme. Marknaden för biobränslen behandlas mycket kortfattat i avsnittet om fjärrvärmemarknaden.

Den övergripande frågan är om de svenska energimarknaderna har den struktur och de regelverk som främjar effektiv produktion och distribution av energi. Till detta hör också frågan om de olika energiformerna handlas till priser som reflekterar de relevanta kostnaderna. Det betyder att faktorer som konkurrens, regelverk, styrmedel och prisbildning står i centrum för analysen. Analysen utmynnar i en bedömning av behovet av förändringar i regelverken för el- och fjärrvärmemarknaderna och marknaden för elcertifikat. Därutöver diskuteras de svenska energimarknadernas och energiprisernas utveckling under det kommande decenniet.

### *Rapportens uppläggning och disposition*

Rapporten vänder sig till läsare som är intresserade av energiområdet utan att ha expertkunskap om energimarknaderna i allmänhet och elmarknaden i synnerhet. Det innebär att ett relativt

---

<sup>3</sup> Målen rör medlemsländernas utsläpp av växthusgaser, utnyttjande av förnybar energi och energieffektivisering.

stort utrymme ägnas åt att beskriva och förklara hur energimarknaderna fungerar och hur de, i ett samhällsekonomiskt perspektiv, borde fungera. Avsikten är att de analyser och bedömningar som redovisas i rapporten ska vara till nytta i arbetet med 2015 års Långtidsutredning, vars uppgift är att analysera och bedöma den svenska ekonomins utmaningar och möjligheter på lång sikt.

Även om studien täcker många aspekter av energimarknaderna och deras utveckling är det många frågor som inte behandlas. En av dessa är de olika energislagens miljöeffekter och i vilken utsträckning som nuvarande skatter och avgifter reflekterar de samhällsekonomiska kostnader som dessa miljöeffekter medför. En annan fråga som inte behandlas är ägandet i den svenska energiindustrin. En tredje är de förändringar som sker på elmarknaderna i länderna utanför Norden. Alla dessa områden är i och för sig viktiga, men givet studiens syfte och omfattning finns det inte utrymme för en mer ingående diskussion om och analys av dessa områden.

Förutom detta inledande avsnitt är rapporten indelad i fyra delar. Den första av dessa, kapitel 2, ger en begreppsmässig och empirisk bakgrund till de resonemang som förs i de följande delarna. I kapitel 3 görs en översiktlig analys av de internationella marknaderna för olja, gas och kol. Här är fokus på sambanden mellan prisutvecklingen på respektive marknad snarare än på hur väl respektive marknad fungerar. I denna del av rapporten behandlas också EU ETS. Dels beskrivs de grundläggande principerna bakom EU ETS, dels den förväntade prisutvecklingen på utsläppsrätter.

I kapitel 4 behandlas elmarknadens och fjärrvärmemarknadens struktur och regelverk. Eftersom elmarknaden är mycket komplex, och så gott som samtliga företag och hushåll i Sverige är kunder på elmarknaden, så är avsnittet om denna marknad ganska omfattande. Därefter behandlas fjärrvärmemarknaden. Detta avsnitt är kortare och har ett visst fokus på de utmaningar som en stagnerande efterfrågan innebär. I kapitel 5 sammanfattas studien och de resultat som den lett fram till.

I den fortsatta framställningen ges en rad sifferuppgifter, exempelvis rörande prisutvecklingen för eller användningen av vissa energiformer. Om inget annat sägs är dessa siffror hämtade från



Energimyndighetens publikationer "Energiläget" eller "Energiläget i siffror" för åren 2011, 2012 eller 2013.

— |

| —

— |

| —

## 2 Utgångspunkter

### 2.1 Ett samhällsekonomiskt perspektiv

Energimarknaderna kan analyseras från en rad olika utgångspunkter. I denna rapport är utgångspunkten som sagt ett samhällsekonomiskt perspektiv. Det betyder bland annat att vissa synsätt och begrepp spelar en viktig roll i framställningen. I detta avsnitt introduceras och förklaras några nyckelbegrepp.

Det första är *relevant marknad* som används när man ska bedöma vilken grad av konkurrens som råder på en viss marknad. Begreppet har i allmänhet både en produktdimension och en geografisk dimension, men när det gäller energimarknaderna är produktdimensionen oproblematiske. Visserligen finns det olika kvaliteter av kol, olja och gas, men skillnaderna är väl kända och reflekterade i priserna på respektive kvalitet. Den geografiska dimensionen är mer komplex och kan dessutom variera över tiden. En enkel definition är att den relevanta marknaden för en (homogen) produkt är det geografiska område inom vilken produkten i fråga handlas till ett och samma pris och där köparnas och säljarnas lokalisering inom området inte spelar någon väsentlig roll.

Med utgångspunkt i denna definition är uttryck som ”den svenska elmarknaden” och ”den svenska fjärrvärmemarknaden” från analytisk synpunkt ganska meningslösa. Den från svensk synpunkt relevanta elmarknaden omfattar emellanåt hela Norden och nästan alltid både Sverige och ett annat nordiskt land. Samtidigt är marknaden för fjärrvärme en uppsättning separata lokala marknader och därmed långt ifrån en nationell marknad med en gemensam prisnivå och goda möjligheter för köpare och säljare i olika delar av landet att handla med varandra. Frågan om vad som är de relevanta marknaderna för el och fjärrvärme diskuteras

närmare i avsnitten om elmarknaden respektive fjärrvärme-marknaden.

Ett annat viktigt begrepp är *marginalkostnad*. Medan genomsnittskostnaden för en viss produkt är den totala kostnaden per producerad enhet av produkten är marginalkostnaden lika med kostnaden för att producera ytterligare en enhet av denna. På kort sikt, och under förutsättning att det finns tillräckligt mycket ledig kapacitet, är marginalkostnaden lika med den rörliga kostnaden. Men om kapacitetsbegränsningar gör att produktionen<sup>4</sup> inte kan ökas är marginalkostnaden lika med summan av den rörliga kostnaden och ”knapphetsräntan”, dvs. den aktuella produktens värde för den köpare vars efterfrågan inte kan tillgodoses.

Långsiktig jämvikt definieras som en situation där knapphetsräntan är lika med kapitalkostnaden per producerad enhet för ny kapacitet. Följaktligen definieras den *långsiktiga marginalkostnaden* som summan av den rörliga kostnaden och kapitalkostnaden per producerad enhet. Vad som i ett visst sammanhang är den relevanta marginalkostnaden beror alltså på om resone-mangnet avser kort sikt eller lång sikt.

Ett tredje viktigt begrepp är *effektiv konkurrens*. Med detta avses att konkurrensen på säljarsidan driver aktörerna att pressa dels sina kostnader så att (den relevanta) marginalkostnaden blir så låg som möjligt, dels sina vinstmarginaler så att skillnaden mellan pris och marginalkostnad blir lika med eller mycket nära noll. Priser som är lika med de relevanta marginalkostnaderna kallas ofta *effektiva priser*. Monopol- och oligopolmarknader kännetecknas av priser som överstiger marginalkostnaderna. Dessutom leder frånvaron av effektiv konkurrens ofta till bristande kostnads-kontroll och därmed marginalkostnader som är högre än vad som vore möjligt att uppnå.

Ett fjärde viktigt begrepp är *samhällsekonomisk kostnad*. Skillnaden mellan den privatekonomiska och den samhälls-ekonomiska kostnaden i en viss verksamhet är de s.k. *externa*

---

<sup>4</sup> När det gäller ledningsbunden energi kan produktionen även begränsas av bristande kapacitet i den nödvändiga infrastrukturen. Det innebär att marginalkostnaden för t.ex. el kan skilja sig mellan olika platser även om dessa försörjs med en och samma produktionsanläggning.

*kostnader*<sup>5</sup> som verksamheten i fråga ger upphov till. De externa kostnaderna uppstår på andra håll än i den verksamhet där de genereras och att detta sker utan att något betalningsansvar "automatiskt" uppstår. Det klassiska exemplet är utsläpp av föroreningar som medför kostnader och obehag för mer eller mindre närliggande företag och hushåll utan att dessa har rätt till kompensation av den som ger upphov till föroreningarna.

De externa kostnaderna kan "internaliseras", t.ex. genom avgifter på utsläpp. Det kan diskuteras om befintliga skatter och utsläppsavgifter någorlunda väl reflekterar energiproduktionens och energianvändningens externa kostnader kan diskuteras. Men i den mån detta är fallet så är den samhällsekonomiska marginalkostnaden för en viss mängd energi approximativt lika med den relevanta privatekonomiska marginalkostnaden plus befintliga skatter och avgifter per producerad och distribuerad enhet.

Ett femte viktigt begrepp är *effektiv resursanvändning*. Här skiljer man mellan statisk effektivitet och dynamisk effektivitet. Med *statisk effektivitet* avses att befintliga resurser används effektivt. Detta brukar beskrivas som att man inte kan öka den samlade produktionen genom att omfördela befintliga resurser mellan olika användningsområden. En nödvändig förutsättning för statisk effektivitet i en marknadsekonomi är att priserna på olika produkter är lika med marginalkostnaderna för respektive produkt.

Med *dynamisk effektivitet* avses att investeringar i ny kapacitet genomförs med lämplig omfattning och vid lämpliga tidpunkter. Det innebär också att ny teknologi och nya produkter utvecklas på det mest effektiva sättet och vid lämpliga tidpunkter. Exempelvis kan en satsning på att utveckla en ny teknik för kraftproduktion i teknisk mening vara framgångsrik utan att därmed vara dynamiskt effektiv. Den avgörande frågan är om motsvarande satsning på ett annat område hade lett till framgångar som från samhällsekonomisk synpunkt hade varit mer värdefulla.

---

<sup>5</sup> Noga räknat bör man tala om *externa effekter*, varav vissa kan vara negativa ("externa kostnader") och andra positiva ("externa intäkter").

## 2.2 Energianvändningen i Sverige

Som framgick i det inledande avsnittet är syftet med denna rapport att i ett samhällsekonomiskt perspektiv belysa hur och hur väl energimarknaderna, i första hand marknaderna för el och fjärrvärme, fungerar. Det betyder att mycket av fokus ligger på utbudssidan och de regelverk och andra institutionella förhållanden som har betydelse för konkurrens och prisbildning på dessa marknader. Samtidigt är det viktigt att ta hänsyn till utvecklingen på efterfrågesidan. Exempelvis är förutsättningarna för inträde av nya aktörer på utbudssidan i hög grad beroende av hur efterfrågan utvecklas. Avsikten med detta avsnitt är därför att kortfattat belysa hur efterfrågan på de viktigaste energislagen kan väntas utvecklas under det närmaste decenniet.

Sverige är ett land med hög användning av energi, per capita såväl som per enhet BNP. Energianvändningen per capita uppgår till ca 60 MWh/år, vilket kan jämföras med knappt 50 MWh/år i USA och knappt 30 MWh/år i Europa. Det globala genomsnittet är ca 21 MWh/år, medan energianvändningen per capita i Indien bara är 4,2 MWh/år. Viktiga faktorer bakom den höga energianvändningen i Sverige är det kalla klimatet, de långa transportavstånden och den höga materiella levnadsstandarden. Den enskilt viktigaste faktorn är emellertid att energikrävande industrier som massa och papper samt järn och stål svarar för en stor del av det svenska näringslivets produktion.

Mot denna bakgrund är det knappast förvånande att den under långa perioder snabba tillväxten i den svenska ekonomin varit förenad med en likaledes snabb ökning av energianvändningen. Som framgår av Tabell 2.1 har dock ett nytt mönster framträtt under de senaste decennierna. I stora drag kan utvecklingen förklaras på följande sätt:

De första efterkrigsdecennierna präglades av snabb ekonomisk tillväxt, särskilt i sektorer med hög energianvändning per producerad enhet. Detta ledde till att energianvändningen ökade snabbare än BNP. I spåren av den omfattande ”elektrifieringen” av Sverige, med introduktionen av elvärme som en viktig del, ökade elanvändningen ännu snabbare än den totala energianvändningen. Under de följande två decennierna sjönk emellertid takten i den ekonomiska tillväxten, delvis som en konsekvens av den globala

recession som skapades av de stora oljeprisstegringarna 1973 och 1979. Detta ledde till en kraftig dämpning av den totala energianvändningens tillväxt och energiintensiteten i BNP började minska.

**Tabell 2.1** Energianvändning och ekonomisk tillväxt i Sverige 1950–2010

Procent per år

	1950–1970	1970–1990	1990–2010
Energianvändning	5,7	1,2	0,3
Elanvändning	6,4	3,9	0,3
BNP	3,9	2,0	2,1
Energiintensitet	2,4	-0,9	-1,8
Elintensitet	2,6	1,9	-1,8

Anmärkning: Energiintensitet = Energianvändning per enhet BNP; Elintensitet = Elanvändning per enhet BNP.

Källor: Energimyndigheten, Konjunkturinstitutet.

Samtidigt fortsatte såväl elanvändningen som elintensiteten i BNP att öka. En viktig orsak till detta var den omfattande övergång från olja till el, både i industrin och i sektorn bostäder och service, som skedde under denna period och som blev möjlig när de (till slut) tolv kärnkraftreaktorerna togs i bruk. Omkring 1990 började elvändningen stagnera och från den tiden har tillväxten i såväl total energianvändning som elanvändning varit obetydlig. Samtidigt har det skett stora förändringar i både energianvändningens och energitillförselns sammansättning.

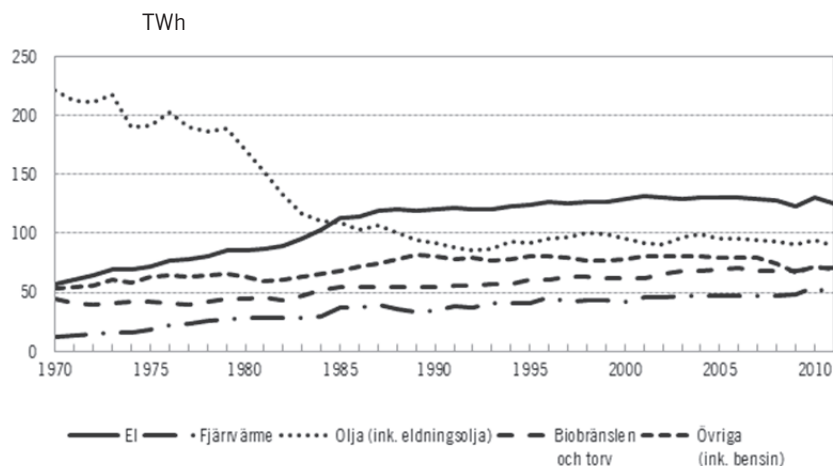
På användningssidan har det skett förskjutningar mellan de stora delsektorerna. Den årliga energianvändningen både i industrin och i sektorn bostäder och service har varit i stort sett konstant mellan 1970 och 2010, medan den har vuxit i jämn takt med i genomsnitt 1,5 procent per år i transportsektorn. Sedan omkring 1990 har emellertid bensinavändningen i transportsektorn stadigt minskat, medan användningen av diesel, och på senare år förnybara drivmedel, ökat. Användningen av förnybara drivmedel ökade från en mycket låg nivå år 2000 till ca 5 TWh år 2010.

Inom sektorn bostäder och service har användningen av olja minskat från nära 120 TWh 1970 till 14 TWh år 2010. Samtidigt har användningen av fjärrvärme ökat, närmare bestämt från ca 15 TWh 1970 till mer än 50 TWh 2010. Dock ägde den största ökningen

rum mellan 1970 och 1990 och bortsett från effekten på fjärrvärmeanvändningen av de mycket kalla vintrarna 2009 och 2010 uppvisar även fjärrvärmen ett mönster av stagnerande användning. I Diagram 2.1 redovisas hur användningen av de viktigaste energislagen utvecklats från 1970. Där framgår också att användningen av el överstiger användningen av vart och ett av de andra energislagen.

I produktionen av fjärrvärme har oljan nästan helt fasats ut och till mycket stor del ersatts med biobränslen, avfall och industriell restvärme. En begränsad del av fjärrvärmen produceras med värmepumpar, kol eller spillvärme från närbelägna industrianläggningar. Sedan mitten av 1980-talet produceras fjärrvärme, om än i mycket begränsad utsträckning, även med naturgas. Detta energislag används också i industrin och i mycket liten skala i sektorns bostäder och service. Sammantaget har användningen av naturgas ökat i Sverige, men dess andel av den samlade energianvändningen är fortfarande mycket liten (knappt 3 procent).

**Diagram 2.1 Användning av el, olja, bensin, fjärrvärme och biobränslen 1970–2012**



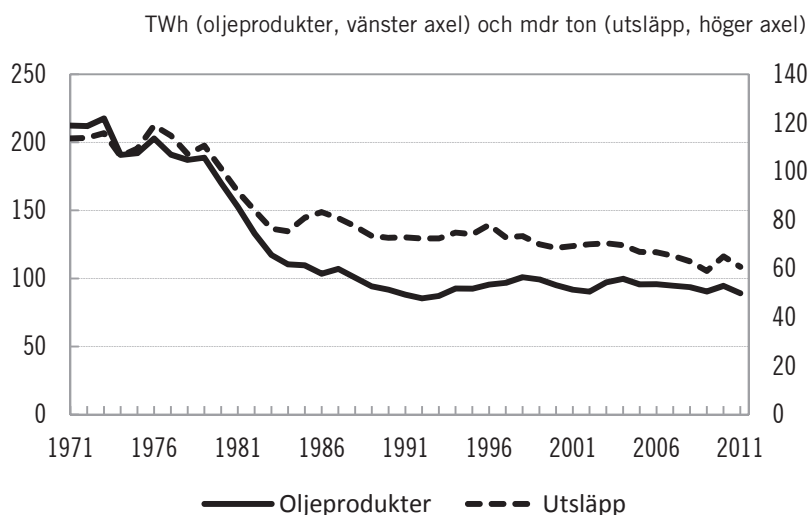
Den begränsade användningen av kol och naturgas gör att de svenska utsläppen av koldioxid är nära korrelerade med användningen av oljeprodukter, dvs. eldningsolja, diesel, bensin och flygbränsle, vilket framgår av Diagram 2.2. Där framgår också att såväl användningen av oljeprodukter som utsläppen av koldioxid



minskade kraftigt mellan 1970 och 1983 för att därefter, med undantag för enstaka år, falla långsamt. Inom gruppen oljeprodukter ökar användningen av diesel och flygbränsle, medan användningen av eldningsolja och bensin minskar.

Slutsatsen av denna korta genomgång är att energianvändningen, efter att länge ha vuxit snabbt, har planat ut och nu växer mycket långsamt. Detta gäller också för användningen av de enskilda energislagen el och fjärrvärme. Frågan är då om detta nya utvecklingsmönster kommer att bestå under överskådlig tid och vad det i så fall betyder för energimarknaderna.

**Diagram 2.2 Utsläpp av koldioxid och användning av oljeprodukter i Sverige 1970–2012**



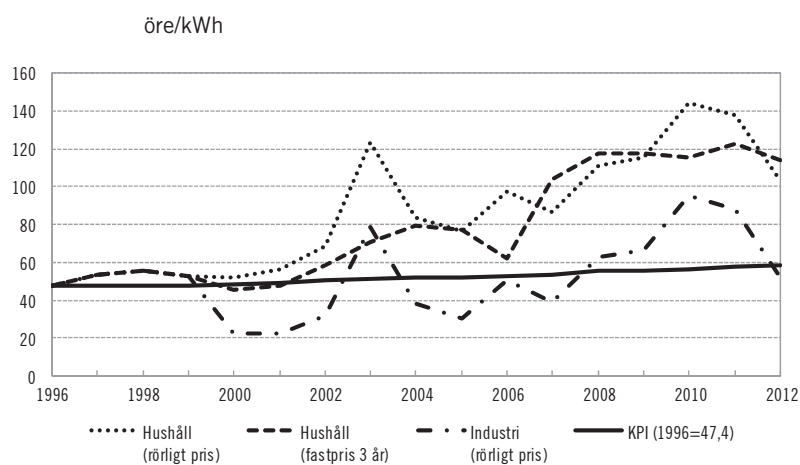
Anm: Koldioxid exklusive internationell bunkring.  
Källa: Naturvårdsverket, Energimyndigheten, IEA.

Bortsett från väderbetingade variationer mellan olika år beror efterfrågan på el i hög grad på den allmänna inkomstutvecklingen. Inkomstutvecklingens inverkan på efterfrågan är dock indirekt, dvs. den går via utvecklingen av bostads- och lokalbeståndet och dess uppvärmning samt dess utrustning med elektriska apparater. Till detta kommer att den allmänna inkomstutvecklingen är nära korrelerad med industriproduktionens utveckling. Sammantaget betyder detta att den mycket långsamma inkomstutvecklingen i den svenska ekonomin sedan början av 2000-talet är en, sannolikt

viktig, faktor bakom den stagnerande efterfrågan på el. Men efterfrågan på el beror också på prisutvecklingen för el i förhållande till andra varor och tjänster,<sup>6</sup> liksom på utvecklingen av ny teknik och en rad andra faktorer.

I Diagram 2.3 redovisas elprisutvecklingen i slutanvändarledet, dvs. priserna inklusive distributionskostnader och skatt, mellan 1996 och 2012 för hushåll och industriföretag. När det gäller hushållen görs en uppdelning mellan olika kontraktsformer. Industrins elpriser är lägre än hushållens, vilket främst beror på lägre skatter och på att industrianläggningarna i många fall är kopplade direkt till de s.k. regionnäten och har därför lägre nätavgifter än hushållen. Det bör också nämnas att de mest energiintensiva industrianläggningarna inte ingår i den statistik som redovisas i diagrammet. Statistiken börjar med data för 1996 som var det första året efter reformeringen, ”avregleringen”, av den svenska elmarknaden. Som jämförelse redovisas även utvecklingen av konsumentprisindex (KPI) under den aktuella perioden.

**Diagram 2.3** Priser inklusive skatt och distributionsavgifter på el 1996–2012



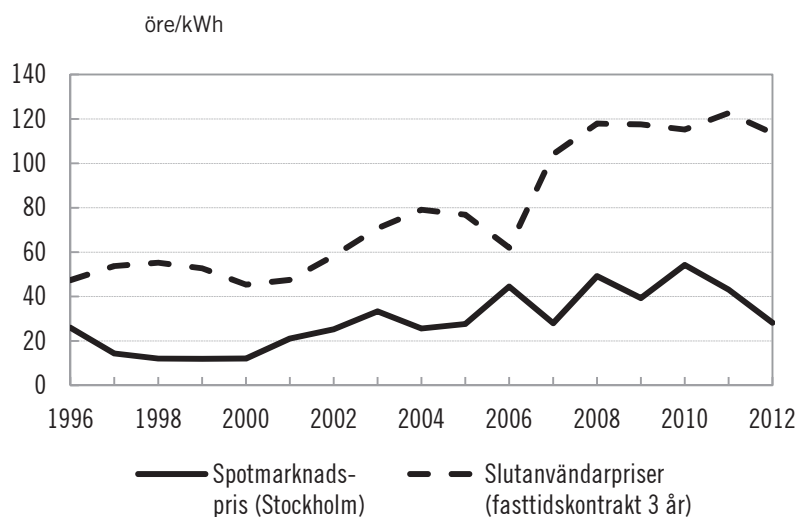
Anm: Priser inkl. moms. 1996–1999 är alla avtal tillsvidareavtal.  
Källa: SCB, Svensk Energi, Skatteverket.

Som framgår av Diagram 2.3 föll industrins elpriser under de första åren efter elmarknadsreformen, medan hushållens priser i stort sett

<sup>6</sup> En likartad bedömning görs i Brännlund, Karimu och Söderholm (2012).

var konstanta. Dock skilde sig prisutvecklingen mellan hushåll med olika typer av kontrakt.<sup>7</sup> Sedan början av 2000-talet har elpriserna emellertid ökat relativt snabbt, absolut och i relation till KPI, för alla kundgrupper och avtalsformer. Som framgår av Diagram 2.4 beror detta till en del på ökade priser i producentledet, här representerade av spotpriserna för område Stockholm på den nordiska elbörsen Nord Pool. Men de stigande elpriserna för slutanvändarna beror också på högre skatter och kostnaden för elcertifikat.<sup>8</sup> Sammantaget har skillnaden mellan slutanvändarpris, exklusive nätavgifter, och spotmarknadspris därför ökat under perioden.

**Diagram 2.4 Spotmarknadspriser och slutanvändarpriser på el 1996–2012**



När det gäller fjärrvärme är det i första hand utvecklingen av bostads- och lokalbeståndet som styr efterfrågans utveckling. Dock spelar byggnadernas egenskaper från energisynpunkt också en viktig roll, liksom tillgången på alternativa uppvärmningsformer,

<sup>7</sup> Hushåll som bytte till tidsbegränsade fastpriskontrakt hade i allmänhet en betydligt gynnsammare elprisutveckling än hushåll som fortsatte med s.k. tillsvidarekontrakt.

<sup>8</sup> Elcertifikaten är ett sätt att stödja introduktionen av el baserad på förnybar energi, t.ex. vindkraft. Systemet diskuteras mer ingående längre fram i rapporten.

t.ex. bergvärme.<sup>9</sup> Priserna på fjärrvärme har stigit i ganska jämn takt sedan mitten av 1990-talet. I årstakt rör det sig om en ökning med ca 2,5 procent per år, vilket innebär att fjärrvärmepriserna ökat snabbare än KPI. Dock är det stora prisskillnader mellan olika lokala fjärrvärmemarknader. Exempelvis var fjärrvärmepriset (för en årlig standardleverans år 2012) i Falkenberg mer än dubbelt så högt som i Luleå (som har tillgång till stora mängder spillvärme från SSAB:s stålverk i staden). Detta beror dels på skillnader i bränslemix mellan olika fjärrvärmebolag, dels på skillnader i avkastningskrav mellan olika fjärrvärmeföretag.

Att det finns ett negativt samband mellan priset på el och användningen av el, dvs. att ett högre pris vid i övrigt givna förhållanden leder till en minskad användning, är oomstritt. Likaså att samma principiella förhållande gäller för fjärrvärme. Hur starka dessa samband är finns det emellertid olika uppfattningar om. Dessvärre finns det inte många studier av fjärrvärmeefterfrågans priskänslighet. Däremot har efterfrågans priskänslighet varit föremål för en rad ekonometriska<sup>10</sup> studier, både i Sverige och internationellt. Med tiden har det empiriska underlaget blivit bättre och den statistiska metodiken allt mer förfinad, vilket betyder att tillförlitligheten i skattningarna har blivit högre.

Den gängse uppfattningen bland ekonomer och andra som studerat elanvändningens bestämningsfaktorer är att priskänsligheten är låg eller mycket låg på kort sikt, men högre på lång sikt. I en nyligen genomförd studie av Chandra Kiran B Krishnamurthy och Bengt Kriström (Krishnamurthy och Kriström, 2013), baserad på statistik från elva OECD-länder, fann författarna att den svenska efterfrågans långsiktiga priselasticitet var omkring -0,7 i huvudalternativet. Det betyder att en varaktig ökning av elpriset med 10 procent vid i övrigt givna förhållanden leder till en varaktig minskning av elanvändningen med 7 procent. I ett annat alternativ, baserat på en annan specifikation av den ekonometriska modellen, var den skattade priselasticiteten något högre. Sammantaget ligger

---

<sup>9</sup> Om man i en fastighet som är ansluten till ett fjärrvärmenät installerar en anläggning för att utnyttja bergvärme så betyder detta inte att man nödvändigtvis minskar fastighetens energianvändning. Däremot minskar man inköpen av fjärrvärme. Det finns därför skäl att skilja mellan "köpt energi" och "använd energi".

<sup>10</sup> Ekonometri är den del av den nationalekonomiska vetenskapen som går ut på att med hjälp av statistiska metoder kvantifiera sambanden mellan olika ekonomiska variabler, t.ex. sambandet mellan priset på el och användningen av el.

Krishnamurthys och Kriströms resultat i linje med tidigare studier baserade på svenska data.

Mot denna bakgrund är det sannolikt att den mycket långsamma ökningen av elanvändningen under det senaste decenniet hänger samman med de högre priserna på el. Det är också troligt de högre priserna dämpat användningen av fjärrvärme. Slutsatsen av detta är att el- och fjärrvärmeanvändningens framtida utveckling till en betydande del beror på hur priserna i slutanvändarledet på dessa energislag utvecklas. Frågan om de svenska energiprisernas framtida utveckling behandlas mer ingående i de kommande avsnitten. Slutsatsen av den diskussionen är att de svenska energipriserna, exklusive skatt, på sin höjd kommer att öka långsamt under det närmaste decenniet. Detta talar för att användningen av el och fjärrvärme, vid i övrigt givna förhållanden, kommer att öka snabbare än vad som varit fallet under det gångna decenniet.

Men det finns fler faktorer än priserna i producentledet som har betydelse för hur mycket el och fjärrvärme som kommer att efterfrågas i Sverige. En av dessa är den allmänna ekonomiska utvecklingen. Osäkerheten om i vilken takt som Sveriges och EU:s ekonomier kommer att återhämta sig efter de senaste årens djupa recession är stor. En ökad ekonomisk tillväxt ter sig ändå sannolik och med denna följer ökad efterfrågan på energi i alla former. En motverkande faktor är emellertid de energibesparande åtgärder av skilda slag som måste vidtas för att Sverige ska uppfylla de krav som följer av EU:s s.k. energieffektiviseringsdirektiv.

Detta direktiv har tillkommit för att säkerställa att målet om att energianvändningen inom EU år 2020 ska vara 20 procent lägre än den prognosticerade energianvändningen för det året. Prognosen i fråga gjordes 2007. Energieffektiviseringsdirektivet ska inkorporeras i svensk lag i juni 2014 och det är först då som det är klart vilka konkreta åtgärder och styrmedel som direktivet kommer att medföra. Regeringen har i propositionen 2013/14:174 föreslagit hur man avser att uppfylla kraven i direktivet. Riksdagens beslut väntas före sommaren 2014. Oavsett vilka åtgärder som kommer att beslutas av Riksdagen är det emellertid sannolikt att tendenser till snabbt ökande energianvändning kommer att motverkas av nya åtgärder.

Den sammanfattande bedömning som denna genomgång leder till är att de svenska marknaderna för el och fjärrvärme under de

närmaste åren kommer att präglas av en bara marginellt ökande efterfrågan. Under vissa, inte helt osannolika, omständigheter kan efterfrågan vara konstant eller till och med fallande. Denna bedömning är en viktig utgångspunkt för den kommande diskussionen av el- och fjärrvärmemarknadernas organisation och sätt att fungera. Men den diskussionen måste också utgå från vad som förväntas ske på de stora internationella energimarknaderna, dvs. marknaderna för olja, kol och naturgas, liksom på marknaden för utsläppsrätter. Dessa marknader behandlas i nästa del av rapporten.

## 3 Internationella energi- och certifikatsmarknader

### 3.1 De internationella marknaderna för olja, kol och gas

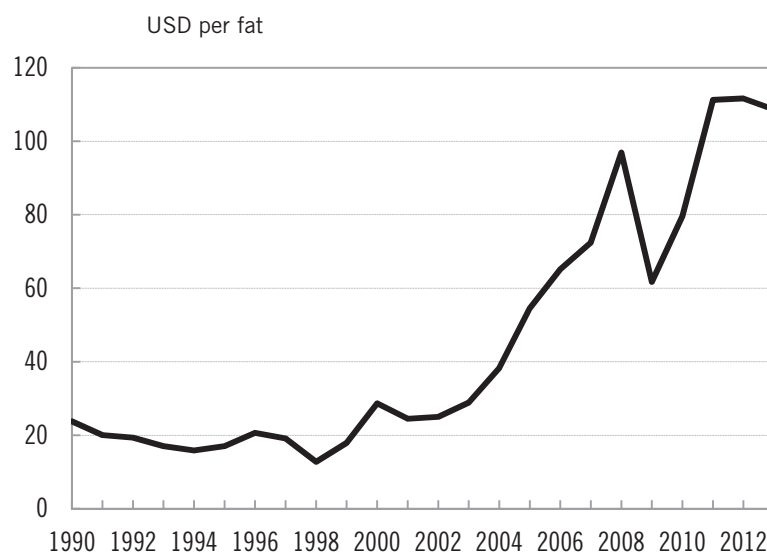
De fossila bränslena olja, kol och gas svarar tillsammans för ca 80 procent av den globala energiförsörjningen. Oljan är störst med ca 33 procentenheter medan motsvarande tal för kol och gas är 27 respektive 21 procentenheter. Förnybara energislag, inklusive vattenkraft, svarar för ca 13 procent och kärnkraft för ca 6 procent av den globala energitillförseln. Oljemarknaden är en i högsta grad internationell marknad, men det bedrivs också en omfattande internationell handel med kol och gas (i form av flytande naturgas, s.k. LNG, som transporteras i rör eller i båt).

Bortsett från transportsektorn, där oljeprodukter fortfarande är det dominerande bränslet, är Sverige inte särskilt beroende av olja, kol eller gas för sin energiförsörjning. I alla fall inte om man jämför med situationen i början av 1970-talet då olja svarade för nära 75 procent av den svenska energianvändningen. Däremot spelar de internationella priserna på olja, kol och gas en betydande roll för de svenska elpriserna. Sambandet mellan de internationella priserna på olja, kol och gas går via kostnaderna för kolbaserad elproduktion i Sveriges grannländer, främst Danmark och Tyskland. Det finns också nära samband mellan de internationella priserna på olja, kol och gas. Syftet med detta avsnitt är att i korthet belysa dessa samband samt deras koppling till de svenska elpriserna.

Det är naturligt att börja med oljemarknaden. I Diagram 3.1 redovisas den internationella oljeprisutvecklingen sedan 1990. Som framgår av diagrammet har priset på olja stigit långsiktigt. Samtidigt uppvisar oljepriset en ganska hög volatilitet. Man kan också spåra ett tydligt samband med den globala ekonomiska

tillväxten i allmänhet. Således bidrog den snabba tillväxten i Kina, Indien och Brasilien till starkt stigande oljepriser från tidigt på 2000-talet och framåt. Diagrammet visar också att priset på olja föll kraftigt när den ekonomiska krisen blomade ut kring 2008 med en kraftig uppbromsning av den ekonomiska tillväxten.

**Diagram 3.1 Internationellt pris på olja (Brent), 1990–2013**



Källa: EIA.

Priset på gas har en nära koppling till priset på olja via de kontrakt som sluts mellan köpare och säljare av gas. Detta kan te sig som en affärspraxis inom gasbranschen, men är i grunden ett uttryck för att konkurrensen på den internationella gasmarknaden är bristfällig. Exempelvis har det ryska Gazprom en dominerande ställning på den europeiska marknaden. Dock finns det tecken på att konkurrensen på den europeiska gasmarknaden håller på att öka och att den kontraktbundna kopplingen mellan olje- och gaspriser är på väg att försvagas och på sikt kanske försvinna. Det finns flera observationer som stöder denna bedömning.

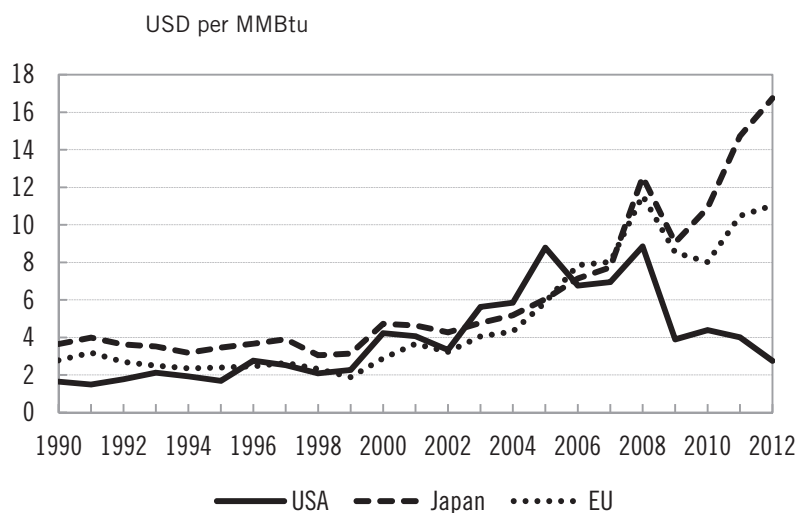
En är att köpare med långsiktiga kontrakt, oftast med Gazprom, i många fall bara tar ut den kontrakterade minimikvantiteten.<sup>11</sup> Det

<sup>11</sup> De långsiktiga gaskontrakten, som ofta löper flera decennier, stipulerar i allmänhet en övre och en undre gräns för de kvantiteter som köparen får respektive ska ta ut.



återstående behovet täcks med inköp på den spotmarknad för gas som etablerats i Europa. En annan är att många köpare, med hänvisning till de i allmänhet relativt låga spotpriserna, kunnat omförhandla priserna i de långsiktiga kontrakten. I förlängningen innebär denna utveckling att gaspriserna kommer att reflektera marginalkostnaderna för att utvinna och transportera gasen och allt mindre vara kopplade till priset på olja. Man talar om en framväxande "gas-to-gas competition". I Diagram 3.2 redovisas prisutvecklingen för gas i EU, USA och Japan. När det gäller Japan gäller priserna i diagrammet priser i långsiktiga LNG kontrakt för import från Indonesien. De tyska priserna avser långsiktiga kontraktspriser för import från Ryssland, medan USA-priserna är genomsnittliga "wellhead" priser.

**Diagram 3.2 Priser på naturgas i EU, USA och Japan 1990–2013**



Källa: BP Statistical Review of Energy 2013.

Förutom korrelationen mellan oljeprisutvecklingen (se Diagram 3.1) och utvecklingen av naturgaspriserna visar diagrammet att det är stora skillnader mellan priserna på naturgas i olika delar av världen. De högsta priserna finner man i Asien, här representerat av Japan, och de lägsta i USA. Diagrammet visar också att naturgaspriset i USA har fallit under de senaste åren. Detta hänger samman med den ökade produktionen av skiffergas, "the shale gas revolution", ett fenomen som vi strax återkommer till.

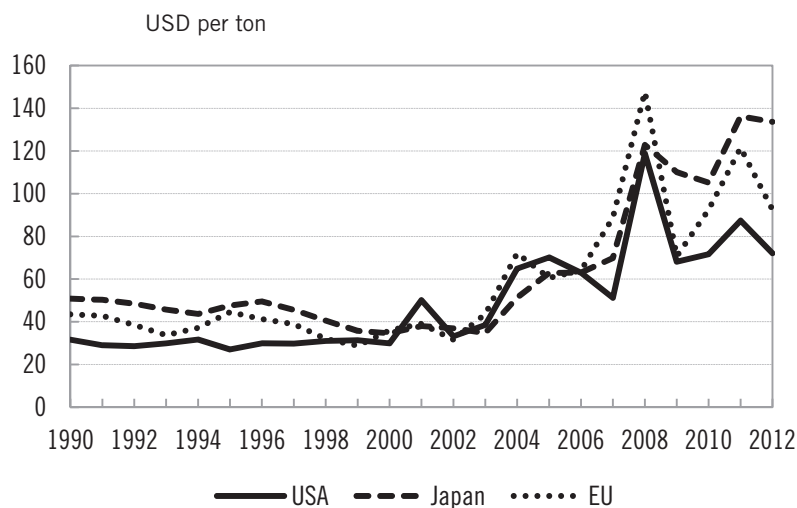
Som nämnts finns det internationell handel med gas, i form av LNG. Denna handel borde jämna ut de interkontinentala prisskillnaderna; en gasproducent i USA borde föredra att exportera sin gas till köpare i högprisregionen Asien i stället för att sälja den i lågprisregionen USA. Att så inte sker beror till en del på att transportkostnaderna är relativt höga,<sup>12</sup> men framförallt på en rad institutionella hinder. Ett är att man i USA måste ha en licens för att få exportera gas eller olja. Ett annat är att köpare i både Asien och Europa till stor del är bundna av långsiktiga avtal och således inte fullt ut kan utnyttja möjligheten att importera gas. Dock är det sannolikt att dessa hinder på sikt kommer att helt eller delvis försvinna och att skillnaderna mellan gaspriserna i världens olika regioner bara kommer att reflektera kostnaderna för att transportera gasen mellan säljare och köpare.

Någon avtalsmässig koppling mellan kolpriserna och priserna på olja och gas finns inte. Men eftersom kol och gas är nära substitut i elproduktionen finns det en marknadsbestämd koppling mellan priserna på dessa två energislag. Om således priset på kol stiger i förhållande till priset på gas så ökar användningen av gas i elproduktionen på kolets bekostnad och vice versa. Kolprisernas utveckling i EU, Japan och USA redovisas i Diagram 3.3. Även här ser man att priserna i EU och Japan har stigit snabbare och är betydligt högre än i USA. Att det förhåller sig så beror till stor del på ”the shale gas revolution”.

---

<sup>12</sup> Enligt IEA (2013) är kostnaden för att transportera en MMBtu naturgas, som LNG, från USA till Europa i Storleksordningen 4–5 dollar, vilket är högre än gaspriset i USA.

Diagram 3.3 Priser på ångkol i EU, USA och Japan 1990–2012



Källa: BP Statistical Review of Energy 2013.

### ”The shale gas revolution”

Förekomsten av s.k. skiffergas har länge varit känd, men det har inte varit möjligt att utvinna gasen till en konkurrenskraftig kostnad. Under 1990-talet kunde man emellertid i USA kommersialisera en ny utvinningsteknik. Det nya var att man kunde borra horisontellt långt under markytan samt använda en kombination av vatten och kemikalier för att skapa sprickor i berget och på så sätt frigöra gasen. I princip kan samma teknik användas för att utvinna olja från skifferlager. Det viktiga är emellertid inte den nya tekniken i sig, utan att den gör det möjligt att utvinna stora mängder gas och olja till konkurrenskraftiga priser.

När det gäller skiffergasen bedöms utvinningskostnaden<sup>13</sup> ligga i intervallet 3–7 USD per MMBtu, medan marknadspriset i USA i början av 2000-talet låg mellan 6 och 8 USD per MMBtu. I EU och Japan ligger marknadspriserna mellan 10 och 18 USD per MMBtu. När det gäller skifferolja bedöms utvinningskostnaden ligga i intervallet 45–70 USD per fat, dvs. väsentligt under det rådande världsmarknadspriset på olja.

<sup>13</sup> Se Aguilera och Radetzki (2014).

Med hjälp av den nya tekniken har produktionen av skiffergas, och skifferolja, under de senaste åren ökat närmast dramatiskt i USA. Detta har mer än kompenserat USA:s fallande produktion av gas och olja från s.k. konventionella källor. Den samlade produktionen av gas i USA ökade med 42 procent mellan 2005 och 2013 medan den samlade produktionen av olja ökade med 64 procent mellan 2008 och 2013. Detta har gjort USA i stort sett självförsörjande på gas och kraftigt minskat landets import av olja. Det är dessa närmast dramatiska förändringar i USA:s energisituation som gör att man beskriver utvecklingen som en "revolution".<sup>14</sup> Eftersom "revolutionen" även gäller skifferolja är det för övrigt något missvisande att tala om "the shale gas revolution", men det har av någon anledning blivit den gängse beteckningen.

En konsekvens av "revolutionen" är, som framgick av Diagram 3.2, att gaspriserna i USA har fallit. De fallande gaspriserna i USA påverkar energipriserna i Europa, och ytterst Sverige, på två sätt. Det ena är att de lägre gaspriserna lett till en övergång från kol till gas i elproduktionen och därmed minskad efterfrågan på kol i USA. Som en konsekvens av detta har exporten av kol från USA till Europa ökat, vilket i sin tur pressat kolpriserna i Europa. Emellertid har den inledda utvecklingen av kärnkraften i Tyskland lett till ökad efterfrågan på kol för elproduktion. Ambitionen inom ramen för det program som benämns "die Energiewende" är emellertid att kärnkraften ska ersättas av el baserad på förnybara energilag snarare än på kol.

Den andra effekten är att den gas, i form av LNG, som USA förväntades importera i stället bjuds ut på andra håll i världen. På kort sikt har Japans ökade efterfrågan på importerad gas efter katastrofen i Fukushima absorberat större delen av det ökade utbudet. På längre sikt kan dock en del av denna gas komma att importeras till Europa och där bidra till ökad konkurrens och lägre priser på den europeiska gasmarknaden.

På många håll förs också en diskussion om i vilken utsträckning som en "shale gas revolution" kan komma att inträffa i Europa. Det finns ju betydande tillgångar av skiffergas på olika håll i Europa,

---

<sup>14</sup> "The shale gas revolution" har potentiellt betydande geopolitiska konsekvenser, men en diskussion om dessa faller utanför ramen för denna rapport.

särskilt i Polen och Frankrike. Samtidigt finns det också en rad faktorer som talar mot att denna gas kommer att utvinnas inom överskådlig tid. Att det förhåller sig så beror på att många av de förutsättningar som har haft en avgörande betydelse för "the shale gas revolution" i USA väsentligen saknas i Europa.

En av dessa gäller äganderätten till identifierade tillgångar av skiffergas. I USA äger en markägare inte bara själva markytan utan också allt som finns under denna. Det betyder att en enskild markägare både har rättighet och ekonomiska incitament att söka och exploatera skiffergas. I Europa och nästen hela den övriga världen är äganderätten däremot begränsad till markytan och den ersättning som utgår till markägaren om en fyndighet under hans mark exploateras är förhållandevis obetydlig. Det betyder att markägare i Europa ofta har goda skäl att (om möjligt) motsätta sig prospektering och utvinning av skiffergas på den egna marken.

Ett annat förhållande av betydelse är att man i USA har s.k. tredjepartstillgång till de befintliga gasnäten. Det innebär att en lokal producent av skiffergas har direkt tillgång till marknaden och således kan sälja sin gas till geografiskt avlägsna kunder. Andra förhållanden som spelat roll för "the shale gas revolution" i USA är en väl utvecklad marknad för riskkapital samt en betydande industriell erfarenhet från av utvinningen av "konventionell" gas. Denna erfarenhet och industriella kapacitet kan nu utnyttjas vid utvinningen av skiffergas. Ett kanske ännu viktigare förhållande är att USA till stor del är glest befolkat, vilket gör att de miljöproblem som är förknippade med utvinningen av skiffergas och skifferolja, trots en del protester från miljöorganisationer och andra, har befunnits acceptabla.

Inget av dessa förhållanden gäller i Europa. Speciellt finns det ett mycket betydande motstånd mot skiffergasutvinning som är betingat av de miljöproblem som den kan medföra. Det som debatten främst handlar om är utsläpp av metan, stor förbrukning av vatten samt risk för att grundvattnet förorenas. Det kan vara en av orsakerna till att t.ex. Frankrike deklarerat att man inte kommer att tillåta utvinning av skiffergas. I Polen är attityden delvis en annan och det ska inte uteslutas att utvinning av skiffergas kommer till stånd där inom en inte alltför avlägsen framtid.

Till saken hör att Polen har starka politiska motiv att minska sitt beroende av importerad gas från Ryssland. Det ryska övertagandet

av Krim och omvärldens reaktioner på detta förstärker dessa incitament och kan få andra europeiska länder att ompröva sin inställning till utvinning av skiffergas.

### *Internationella energipriser och elpriserna i Sverige*

Slutsatsen av denna genomgång är att de internationella priserna på olja och gas har stor betydelse för kolpriserna i Europa. Dessa påverkar i sin tur kostnaderna för kolbaserad elproduktion i Tyskland och Danmark, vilket påverkar elpriserna i de nordiska länderna. Något som också har betydelse för kostnaden för kolbaserad elproduktion är priserna på s.k. utsläppsrätter för koldioxid. Dessa priser bestäms inom det system som benämns EU ETS, vilket behandlas i nästa avsnitt.

## **3.2 Den europeiska marknaden för utsläppsrätter, EU ETS**

Som en central del av EU:s klimatpolitik har EU-länderna som grupp gjort betydande åtaganden när det gäller att reducera utsläppen av koldioxid och andra s.k. växthusgaser. Det gällande s.k. 20-20-20-programmet innebär att dessa utsläpp ska reduceras med 20 procent i förhållande till 1990 års nivå fram till 2020. Inom ramen för det EU-gemensamma åtagandet har utsläppstak för de enskilda EU-länderna fastställts. Detta innebär att Sverige åtagit sig att begränsa sina utsläpp av koldioxid och andra växthusgaser med 17 procent mellan 2005 och 2020. I början av 2014 presenterade EU-kommissionen ett förslag till ram för klimat- och energipolitiken fram till 2030. Enligt detta ska EU-ländernas utsläpp av växthusgaser begränsas med 40 procent jämfört 1990 års nivå fram till 2030. Den långsiktiga ambitionen är att fram till 2050 begränsa utsläppen med 80–95 procent jämfört med 1990 års nivå.

För att realisera dessa mål har man inom EU skapat ett system med överlåtbara utsläppsrätter för koldioxid. Det kallas EU Emission Trading Scheme, förkortat EU ETS. Syftet med detta avsnitt är att i korthet beskriva utformningen och erfarenheterna av EU ETS samt de reformer av systemet som nyligen genomförts. Vidare berörs kritiken av systemet och en del av de förslag till

förändringar som förts fram. I en *exkurs* diskuteras den ekonomiska logiken bakom ett system med överlåtbara utsläppsrätter. Speciellt diskuteras systemets förmåga att minimera kostnaderna för att nå uppsatta mål för utsläppsbegränsningar samt effekterna på utsläppspriser och kostnadsfördelning av olika sätt att initialt fördela de tillgängliga utsläppsrätterna. Det övergripande syftet med avsnittet är att komma fram till en bedömning av hur priserna på utsläppsrätter kan komma att utvecklas under det närmaste decenniet.

#### *Huvuddragen i EU ETS<sup>15</sup>*

Den konkreta innebörden av EU ETS är att en anläggning som omfattas av systemet och som släpper ut koldioxid måste innehå *utsläppsrätter* som motsvarar dessa utsläpp. Varje utsläppsrätt, som kallas "European Union Allowance" (EUA), avser en viss kvantitet, i EU ETS ett ton koldioxid (CO<sub>2</sub>). Utsläppsrätterna i fråga kan erhållas via en initial tilldelning, men de kan också köpas från andra anläggningar. Ett system med överlåtbara utsläppsrätter kan utformas på olika sätt, men har alltid fyra grundläggande komponenter.

Den *första* är en avgränsning av vilka anläggningar och vilka utsläpp som omfattas av systemet. I allmänhet rör det sig om större industri- och energiproduktionsanläggningar respektive utsläpp av luftburna föroreningar. Den *andra* är en övre gräns på utsläppen av den aktuella föroreningen från de anläggningar som omfattas av systemet. Denna gräns definierar också den totala mängd utsläppsrätter som på ett eller annat sätt delas ut till de berörda anläggningarna. Den *tredje* är en regel om utsläppsrätternas giltighetstid. En möjlighet är att tillåta "banking", vilket innebär att utsläppsrätterna kan sparas till en framtida period. Den *fjärde* grundläggande komponenten är en metod för initial fördelning av de tillgängliga utsläppsrätterna mellan de berörda anläggningarna och, eventuellt, andra intressenter.

EU ETS avser utsläppen av koldioxid och andra växthusgaser från större industrianläggningar.<sup>16</sup> De delar av ekonomin som inte

<sup>15</sup> En utmärkt beskrivning EU ETS och erfarenheterna från den första handelsperioden finns i Ellerman och Joskow (2008).

omfattas av systemet brukar kallas ”den icke-handlade sektorn”, IHS. Den övre gränsen på de samlade utsläppen från de anläggningar som ingår i systemet, och därmed den totala tillgången på utsläppsrätter, är bestämd med utgångspunkt i de uppsatta målen för EU-ländernas utsläpp av växthusgaser. Det innebär att den årliga tillgången på utsläppsrätter ska reduceras i en jämn takt (1,74 procent per år) fram till 2020.

Detaljerade regler gäller för en s.k. handelsperiod. Två handelsperioder, 2005–2007 samt 2008–2012, har avslutats och en tredje, som sträcker sig från 2013 till 2020, har inletts. Utsläppsrätterna är giltiga inom respektive handelsperiod. ”Banking” mellan den första och andra handelsperioden var inte tillåtet, men har därefter både blivit möjligt och utnyttjats i relativt stor skala. Den i sammanhanget mest kontroversiella frågan är hur den totala mängden utsläppsrätter ska fördelas mellan de berörda anläggningarna. Här finns det flera möjligheter.

En är att utsläppsrätterna fördelas gratis mellan de anläggningar som omfattas av systemet. Om en anläggnings utsläpp överstiger den initiala tilldelningen kan ytterligare utsläppsrätter förvärfvas från anläggningar vars initiala tilldelning överstiger dess behov av utsläppsrätter. I denna handel bestäms ett pris på utsläppsrätter. För de berörda företagen är detta pris lika med kostnaden för att släppa ut koldioxid. En annan möjlighet är att utsläppsrätterna auktioneras ut till de berörda anläggningarna. Inom ramen för denna auktion bestäms ett pris på utsläppsrätter som i sin tur definierar företagets kostnad för att släppa ut koldioxid. Utöver dessa ”rena” fall kan en del av utsläppsrätterna fördelas genom gratis tilldelning, medan andra fördelas via en auktion.

I EU ETS tillämpade man inledningsvis nästan uteslutande gratis tilldelning av utsläppsrätter, men under den handelsperiod som inleddes 2013 sker en stor del av den initiala tilldelningen via auktion. För kraftindustrin gäller att samtliga utsläppsrätter nu måste upphandlas i den årliga auktionen, medan övriga sektorer

---

<sup>16</sup> Närmare bestämt omfattar systemet anläggningar inom mineralindustrin, järn- och stålindustrin och massa- och pappersindustrin. Dessutom omfattas koksverk, oljeraffinaderier och förbränningsanläggningar, t.ex. kraftverk, med en installerad effekt på minst 20 MW samt mindre förbränningsanläggningar som är anslutna till fjärrvärmnät där den samlade anslutna effekten är minst 20 MW. Enligt gällande planer ska systemet från och med 2020 utsträckas till att även omfatta den nationella och internationella luftfarten.



fortsatt har en viss gratis tilldelning av utsläppsrätter. Avsikten är att samtliga utsläppsrätter från och med 2027 ska fördelas via auktion.

När samtliga utsläppsrätter fördelas via auktion kan det te sig som om det inte är någon skillnad mellan ett system med överlåtbara utsläppsrätter och ett system med utsläppsavgifter; i båda fallen medför utsläpp av koldioxid en direkt kostnad för en anläggning som omfattas av systemet. Dock finns det en väsentlig skillnad. I fallet med överlåtbara utsläppsrätter finns det ett definitivt "tak" på utsläppen samtidigt som det i förväg råder osäkerhet om vilket pris som utsläppsrätterna komma att betinga. I fallet med utsläppsavgifter är det tvärtom. Avgiften är given och opåverkbar, medan det i förväg råder osäkerhet om hur mycket som utsläppen kommer att begränsas.

I följande exkurs, som läsare som inte vill fördjupa sig i detaljer kan hoppa över, diskuteras den ekonomiska logiken i ett system med överlåtbara utsläppsrätter mer ingående. Diskussionen leder till två slutsatser, nämligen

- Handel med utsläppsrätter leder, under rimliga förutsättningar, till att kostnaden för att nå en given begränsning av utsläppen av en viss förorening minimeras.
- Priset på utsläppsrätter är, under rimliga förutsättningar, oberoende av om utsläppsrätterna fördelas gratis eller via auktion.

Den andra punkten kan te sig kontraintuitiv. Förklaringen är att det finns en alternativkostnad för att själv använda utsläppsrätter som man fått gratis; utsläppsrätten kan ju säljas till det rådande marknadspriset. Därmed spelar det ingen roll om en utsläppsrätt köpts på en auktion eller om man fått den gratis. I båda fallen är det förenat med en reell kostnad att använda utsläppsrätten.

#### *Exkurs: Överlåtbara utsläppsrätter*

Miljöpolitiska styrmedel brukar delas in i kategorierna "administrativa" och "ekonomiska". Gemensamt för de administrativa styrmedlen är att statsmakterna reglerar utsläppen av olika föroreningar, oftast på anläggningsnivå. Det som är gemensamt för de

ekonomiska styrmedlen är att de ”sätter ett pris på miljön”, exempelvis genom en avgift på utsläppen av en viss förorening. I stället för att direkt styra företagens och hushållens beteende skapar man därmed ekonomiska incitament för dessa att ta hänsyn till miljökonsekvenserna av sin produktion eller konsumtion. Det gängse argumentet för ekonomiska styrmedel är att dessa bättre än centralt bestämda regleringar utnyttjar decentraliserad information om möjligheterna att begränsa utsläppen.

Ett system med överlåtbara utsläppsrätter har element av både administrativa och ekonomiska styrmedel. Det är ett administrativt styrmedel eftersom man fastställer en högsta tillåten nivå för utsläppen av en viss förorening och genom uppföljning och kontroll säkerställer att de totala utsläppen inte överstiger denna nivå. Men det är ett ekonomiskt styrmedel i den meningen att systemet skapar ekonomiska incitament för de berörda företagen<sup>17</sup> att med hjälp av åtgärder som de själva väljer begränsa sina utsläpp av den aktuella föroreningen.

Poängen med systemet är att incitamenten driver företagen att, via handel med utsläppsrätterna, fördela utsläpps begränsningarna mellan varandra så att den totala kostnaden för den föreskrivna utsläpps begränsningen blir så låg som möjligt. Att det förhåller sig så kan förklaras med hjälp av nedanstående Figur 3.1.

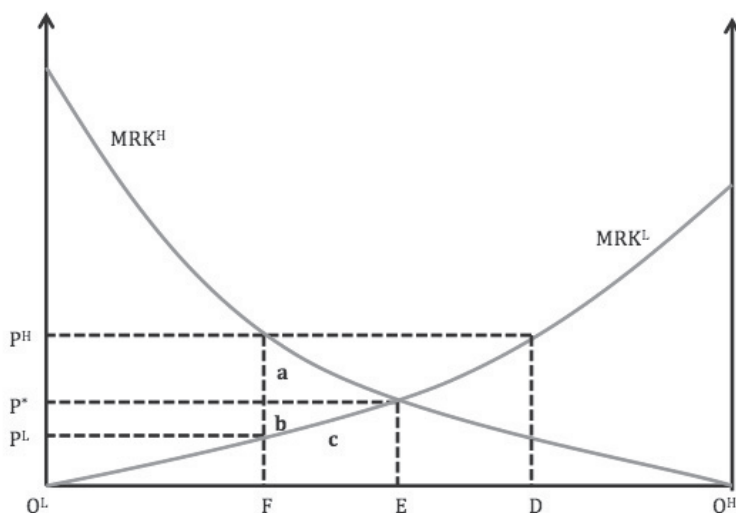
I figuren avbildas två anläggningar, H och L, som initialt har lika stora utsläpp,  $O^H O^L$  respektive  $O^L O^H$ . Det betyder att de totala initiala utsläppen från de två anläggningarna är lika med  $2x O^H O^L$ . Den ena anläggningen (H) har höga kostnader för att begränsa sina utsläpp, medan den andra (L) har jämförelsevis låga sådana kostnader. Myndigheterna har emellertid bestämt att utsläppen från de två anläggningarna måste halveras.

Marginalkostnaden för att begränsa utsläppen från anläggning L, dvs. den ”marginella reningskostnaden”, anges av kurvan  $MRK^L$  som börjar i punkten  $O^L$ . Som framgår av figuren är den marginella reningskostnaden initialt låg, men ju större utsläpps begränsningar som görs i anläggning L desto högre blir den marginella reningskostnaden. Om hela den föreskrivna utsläpps begränsningen skulle göras av anläggning L så skulle den totala kostnaden vara lika med ytan under kurvan  $MRK^L$  mellan  $O^L$  och  $O^H$ .

---

<sup>17</sup> Hushåll är i allmänhet inte självständiga parter i system med överlåtbara utsläppsrätter.

Figur 3.1 Handel med utsläppsrätter: En principskiss



På motsvarande sätt beskriver kurvan  $MRK^H$  den marginella kostnaden för att begränsa utsläppen i anläggning H. Observera att kurvan  $MRK^H$  börjar i punkten  $O^H$  och att en begränsning av utsläppen från anläggning H innebär att man rör sig till vänster längs kurvan  $MRK^H$ . Vidare gäller det att kostnaden för att genomföra hela den föreskrivna utsläpps begränsningen i anläggning H skulle medföra en kostnad som är lika med ytan under kurvan  $MRK^H$  mellan  $O^H$  och  $O^L$ .

Det framgår av figuren att kostnaden för den föreskrivna utsläpps begränsningen minimeras om utsläppen från L begränsas med  $O^L E$ , medan utsläppen från H begränsas med  $O^H E$ . Med denna fördelning av utsläpps begränsningarna blir den totala kostnaden lika med ytan under kurvan  $MRK^L$  mellan  $O^L$  och E plus ytan under kurvan  $MRK^H$  mellan E och  $O^H$ . Samtidigt är den marginella reningskostnaden lika med  $P^*$  i båda anläggningarna när utsläpps begränsningarna fördelas på detta sätt.

Eftersom det finns goda skäl att minimera kostnaden för en given utsläpps begränsning är det meningsfullt att granska olika styrmedel med avseende på deras förmåga att fördela givna utsläpps begränsningar mellan olika anläggningar så att den marginella reningskostnaden blir lika hög i alla anläggningar.

En sådan fördelning kan åstadkommas med en reglering om myndigheterna har mycket god information om kostnadsförhållandena i olika anläggningar. Problemet med regleringar är att myndigheterna sällan har den informationen. Den önskade fördelningen nås också om alla utsläpp beläggs med en avgift lika med  $P^*$ . Att så är fallet beror på att varje enskilt företag känner till sina kostnadsförhållanden och har incitament att göra en effektiv avvägning mellan avgiftsbetalning och åtgärds kostnader. Frågan är då om ett system med överlåtbara utsläppsrätter har denna egenskap och om det i så fall gäller oavsett hur de tillgängliga utsläppsrätterna fördelas mellan de berörda anläggningarna.

Vi betraktar först fallet med gratis initial tilldelning av utsläppsrätter styrd av en princip som innebär att L får  $FO^H$  utsläppsrätter medan H får  $O^L F$  utsläppsrätter. En möjlighet är då att båda anläggningarna behåller sina utsläppsrätter och genomför åtgärder som motsvarar utsläpp på  $FO^H$  respektive  $O^L F$  enheter. Detta leder till att den marginella reningskostnaden i L är lika med  $P^L$ , medan den är högre och lika med  $P^H$  i anläggning H. Jämfört med den kostnadsminimerande fördelningen av åtgärderna är den totala kostnaden i detta fall högre med ett belopp motsvarande ytan  $a+b$  i figuren.

Men i detta läge är det lönsamt för L att sälja utsläppsrätter till H för ett pris i intervallet  $P^L - P^H$ . Samtidigt är det lönsamt för H att köpa utsläppsrätter från L för ett pris inom nämnda intervall. Under rimliga förutsättningar slutar processen med att L säljer utsläppsrätter till H motsvarande sträckan FE till priset  $P^*$ . Det innebär att L:s kostnader ökar med  $c$  medan försäljningen av utsläppsrätter ger en intäkt lika med  $b+c$ . Nettovinsten för L blir därmed lika med  $b$ . Samtidigt minskar H:s kostnader med  $a+b+c$  medan kostnaden för inköpta utsläppsrätter är  $b+c$ . Därmed får H en nettovinst lika med  $a$  och den sammanlagda kostnaden för att begränsa utsläppen blir så låg som möjligt.

En annan sida av saken är att båda anläggningarna fått en finansiell tillgång vars värde är lika med priset på utsläppsrätter,  $P^*$ , gånger antalet gratis tilldelade utsläppsrätter. Men vad händer då om utsläppsrätterna i stället fördelas genom en auktion? Svaret är att priset på utsläppsrätter även i detta fall blir  $P^*$ , men systemets finansiella konsekvenser för de berörda anläggningarna blir

väsentligt annorlunda. Detta kan illustreras med följande tankeexperiment:

Myndigheterna anordnar en auktion<sup>18</sup> på sammanlagt  $O^L O^H$  (eller  $O^H O^L$ ) utsläppsrätter, dvs. ett antal utsläppsrätter som motsvarar hälften av de sammanlagda initiala utsläppen. Anläggningarna måste förvärva det antal utsläppsrätter som motsvarar respektive anläggnings utsläpp. Inledningsvis erbjuds anläggningarna att köpa valfritt antal utsläppsrätter till priset  $P^H$ . Då är H villig att köpa  $O^L F$  utsläppsrätter, medan L endast vill köpa  $O^H D$  utsläppsrätter. Med andra ord förblir  $F D$  utsläppsrätter osålda.

Auktionen går då vidare tills anläggningarna erbjuds att köpa valfritt antal utsläppsrätter till priset  $P^*$ . Då vill H köpa  $O^L E$  utsläppsrätter, medan L vill köpa de återstående  $O^H E$  utsläppsrätterna. Med andra ord blir priset på utsläppsrätter detsamma som när dessa delades ut gratis. Men i fallet med auktion måste anläggningarna bekosta både sina utsläpps begränsande åtgärden och inköpen av utsläppsrätter.<sup>19</sup> Samtidigt ger auktionerna intäkter till staten<sup>20</sup> som då antingen kan sänka andra skatter eller öka utgifterna för mer angelägna ändamål.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att ett system med överlåtbara utsläppsrätter skapar incitament till minimering av kostnaderna för givna utsläpps begränsningar och att priset på utsläppsrätter i allmänhet är oberoende av hur de tillgängliga utsläppsrätterna fördelas mellan de berörda anläggningarna. Samtidigt har fördelningsmodellen finansiella konsekvenser för de berörda anläggningarna. I praktiken har dessa finansiella effekter ofta varit mer uppmärksammade än systemets förmåga att åstadkomma en kostnadseffektiv fördelning av de utsläpps begränsande åtgärderna.

---

<sup>18</sup> En auktion kan utformas på många olika sätt. I EU ETS tillämpas en metod som brukar kallas "single-round, sealed-bid uniform-price auction". En sådan auktion är något mer komplicerad men leder till samma resultat som den enkla form av auktion som beskrivs i texten.

<sup>19</sup> De finansiella konsekvenserna av auktionsalternativet kan innebära att vissa anläggningar tvingas lägga ned sina verksamheter. Detta minskar utsläppen, vilket indirekt påverkar priset på utsläppsrätter.

<sup>20</sup> Auktionen sköts av en institution som EU utsett. Sedan fördelas auktionsintäkterna mellan EU-länderna enligt en särskild formel.

*EU ETS: Erfarenheter och kritik*

Den primära uppgiften för EU ETS är givetvis att i enlighet med uppställda mål för EU begränsa utsläppen av koldioxid på ett kostnadseffektivt sätt. Emellertid har man också räknat med, eller åtminstone hoppats, att systemet ska generera priser på utsläppsrätter som är tillräckligt höga för att skapa incitament för utveckling av ny teknik och en omställning av energisystemet. När det gäller att åstadkomma den målsatta begränsningen av utsläppen har systemet fungerat väl, vilket egentligen bara innebär att kontrollen av att gjorda utsläpp motsvaras av innehav av utsläppsrätter har fungerat som planerat.

Men när det gäller priserna på utsläppsrätter har utvecklingen blivit en helt annan än den förväntade. När man diskuterar denna fråga finns det emellertid skäl att skilja mellan den första handelsperioden, dvs. perioden 2005–2007, och perioderna därefter. Under den första handelsperioden var priserna på utsläppsrätter inledningsvis höga, men föll under periodens senare del till mycket låga nivåer. Att detta skedde är emellertid inte särskilt överraskande.

Ett generellt problem i samband med introduktionen av ett system med överlåtbara utsläppsrätter är nämligen att aktörerna har svårt att bedöma vilken prisnivå som kommer att etableras. De vet i allmänhet hur stora de totala utsläppen får vara, men inte så mycket om kostnaderna för att reducera utsläppen i andra anläggningar än den egna. Man måste därför räkna med en betydande volatilitet i priserna under inledningsfasen

Med andra ord är det troligt att de höga priserna i början av den första handelsperioden väsentligen är ett uttryck för aktörernas osäkerhet om vad som är ett rimligt marknadspris på utsläppsrätter. En bidragande faktor var att flera länder i Östeuropa, som senare blev nettosäljare av utsläppsrätter, inte var färdiga med sina nationella register och kunde delta i handeln förrän något år in på den första handelsperioden.

Det stora prisfall som inträffade under 2007 berodde till stor del på att det inte var tillåtet med ”banking”, dvs. aktörerna kunde inte spara utsläppsrätterna till den andra handelsperioden. Eftersom den första handelsperioden i mångt och mycket var en försöksperiod under vilken systemets olika delar skulle prövas och eventuellt

förändras valde man att göra en initial tilldelning av utsläppsrätter som innebar en mycket måttlig begränsning av de totala utsläppen. Kombinationen av en förhållandevis stor tilldelning och förbudet mot banking skapade ett stort utbud av utsläppsrätter. Eftersom dessa skulle vara värdelösa efter 2007 var aktörerna i princip villiga att sälja överblivna utsläppsrätter till hur lågt pris som helst. Följaktligen blev marknadspriset på utsläppsrätter mycket lågt.

Mot denna bakgrund bör en utvärdering av systemet baseras på utvecklingen efter den första handelsperioden. I Diagram 3.4 redovisas utvecklingen av priserna på utsläppsrätter från 2008 och framåt. Jämfört med de mycket låga priserna under 2007 var priserna förhållandevis höga under 2008. Men därefter har priset på utsläppsrätter fallit i omgångar och ligger i början av 2014 på en nivå kring 5 Euro/tCO<sub>2</sub>. Detta motsvarar ca 4,5 öre/kg CO<sub>2</sub>, vilket är mycket långt under skattesatsen på utsläpp av koldioxid i den icke-handlade sektorn (IHS) i Sverige. Det innebär att marginalkostnaden för en begränsning av koldioxidutsläppen är betydligt högre i IHS än inom EU ETS, vilket i sin tur innebär att kostnaden för den uppnådda utsläpps begränsningen är högre än vad som vore möjligt.

Diagram 3.4 Priser på utsläppsrätter för koldioxid



Källa: [www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com)

De låga priserna på utsläppsrätter har på många håll tolkats som ett misslyckande för EU ETS och det pågår en debatt om hur man på olika sätt skulle kunna få till stånd högre priser. Mot den bakgrunden finns det skäl att i korthet diskutera orsakerna till den prisutveckling som speglas i Diagram 3.4 och de förslag till åtgärder som denna utveckling föranlett. För en mer ingående diskussion av de olika åtgärdsförslagen hänvisas till Zetterberg m.fl. (2013).

De låga priserna på utsläppsrätter under den senare delen av den andra och inledningen av den tredje handelsperioden torde till betydande del bero på den ekonomiska recessionen inom EU. En annan faktor är den omlokalisering av viss tillverkningsindustri från EU till andra delar av världen som sker inom ramen för ”globaliseringen”. En tredje kan vara att fossila bränslen i kraft- och värmeproduktionen delvis har ersatts av vindkraft och biobränslen. En fjärde faktor är att många medlemsländer, t.ex. Storbritannien, infört nationella klimatpolitiska medel.

Till allt detta kommer en femte möjlig faktor. Erfarenheterna från andra system för handel med utsläppsrätter visar nämligen att företagen, under trycket av de ekonomiska incitament som systemet skapar, har en betydande förmåga att hitta möjligheter att till en låg kostnad begränsa utsläppen. Detta har gjort att priserna på utsläppsrätter varaktigt blivit lägre än vad man initialt förväntade sig.<sup>21</sup>

Priserna på utsläppsrätter kan fås att stiga genom åtgärder som innebär att utbudet av rättigheter minskar, att efterfrågan ökar eller att befintliga rättigheters giltighet begränsas. Som framgår av Zetterberg m.fl. (2013) har en rad olika förslag, fördelade över de nämnda kategorierna, förts fram och analyserats. Gemensamt för de olika förslagen är att systemets regler på ett eller annat sätt ändras. Enligt de redovisade projektionerna, som bygger på vissa antaganden om den ekonomiska utvecklingen, leder de olika förslagen till ett pris på utsläppsrätter år 2020 inom intervallet 13–20 Euro per ton CO<sub>2</sub>.

Ett nyligen framlagt förslag från EU-kommissionen bygger i stället på att man skapar en s.k. *market stability reserve*, där systemet i allt väsentligt behålls som det är men det sker en omfördelning över tiden av utauktioneringen av utsläppsrätter enligt

---

<sup>21</sup> Se Ellerman m.fl. (2000).



på förhand fastställda regler. Det förefaller emellertid inte sannolikt att detta kommer att ha någon väsentlig prishöjande effekt.

En åtgärd som ter sig rationell, men som inte verkar diskuteras, är att EU:s medlemsländer köper utsläppsrätter som sedan inte utnyttjas. Därmed kan man öka efterfrågan på utsläppsrätter, vilket leder till ett högre pris, utan att i grunden ändra systemets spelregler. Med andra ord skulle EU-länderna kunna agera som en centralbank som via s.k. öppna marknadsoperationer påverkar ränteläget.

Emellertid är det långt ifrån säkert att några av dessa prishöjande åtgärder kommer att genomföras. En väsentlig del av ett system med överlåtbara utsläppsrätter är att regelverket är förutsägbart och stabilt. Om regelverket ändras när priserna avviker från politiskt önskvärda nivåer är det stor risk för att marknadens funktionsduglighet skadas; den som köper en utsläppsrätt vill vara säker på att den är giltig när den i framtiden ska användas för att matcha utsläpp av koldioxid. Ingrepp av de slag som diskuteras riskerar därför att i grunden skada systemets funktionsduglighet och ter sig därför osannolika. Detta talar för att priserna på utsläppsrätter fram till 2020 kommer att ligga under 13 Euro/tCO<sub>2</sub>, dvs. under det ovan nämnda intervallet.

#### *Sammanfattande bedömning av EU ETS*

EU ETS är det första multinationella systemet för handel med utsläppsrätter. Det är en mycket komplex uppgift att få ett sådant system att fungera och man måste därför räkna med att det tar en viss tid innan handelsplatser, system för uppföljning m.m. är på plats och väl fungerande. Inte minst tar det tid innan aktörerna lärt sig att verka inom systemet. Med detta i beaktande är EU ETS som sådant en stor framgång även om ytterligare justeringar kan komma att behövas. Att priserna på utsläppsrätter är lägre än väntat, och av många önskat, är en sak för sig. Som framgått av den tidigare diskussionen finns det goda förklaringar till den observerade prisutvecklingen.

Men variationer i priserna på utsläppsrätter är också en oundviklig konsekvens av systemets grundläggande konstruktion. Eftersom den totala mängden utsläpp är bestämd kommer alla

variationer av faktorer som påverkar utsläppen av koldioxid att reflekteras i priserna på utsläppsrätter. Om takten i den ekonomiska tillväxten ökar, och med den efterfrågan på fossila bränslen, så ökar efterfrågan på utsläppsrätter och priset på dessa går upp. Om den ekonomiska aktiviteten i stället bromsas upp så inträffar det motsatta. "Banking" bidrar till att dämpa prisvariationerna, men kan i allmänhet inte eliminera dem helt. Varierande priser på utsläppsrätter skapar osäkerhet om lönsamheten av utsläpps begränsande åtgärder, vilket är negativt om man, som nu är fallet, vill driva på en omställning av hela energisystemet för att radikalt minska utsläppen av koldioxid.

Det i detta perspektiv naturliga alternativet till handel med utsläppsrätter är utsläppsavgifter. Även om avgifter och skatter ofta ändras är det i alla fall i princip möjligt att fastställa avgifter som är stabila, eller utvecklas på ett förutbestämt sätt, under en längre period. Med ett sådant system kommer variationer i underliggande faktorer att leda till variationer i utsläppen. Eftersom problemet med koldioxid är att gasen ackumuleras i atmosfären spelar det mindre roll att de årliga utsläppen varierar.

Mot denna bakgrund vore en EU-gemensam utsläppsavgift i vissa avseenden ett bättre alternativ än handel med utsläppsrätter för att begränsa utsläppen av koldioxid. Givet att en sådan avgift är trovärdig och förutsägbar skulle den ge en bättre grund för investeringsbeslut än vad varierande priser på utsläppsrätter ger. Det är emellertid högst osannolikt att EU-länderna skulle kunna enas om att införa en utsläppsavgift, i praktiken en skatt på utsläppen, med de nämnda egenskaperna.<sup>22</sup> EU ETS är därför ett "näst bästa" alternativ, men som sådant framstår det som ett i allt väsentligt väl fungerande system.

---

<sup>22</sup> Ett skäl till att man valde EU ETS i stället för en skatt på utsläppen av växthusgaser är att beslutet om EU ETS endast krävde kvalificerad majoritet i Ministerrådet, medan införandet av en skatt skulle kräva enhällighet.

## 4 De svenska energi- och certifikatsmarknaderna

De marknader som behandlas i detta kapitel är marknaderna för el, elcertifikat och fjärrvärme. Det betyder att marknaderna för bensin och andra drivmedel samt marknaderna för biobränslen inte diskuteras.

### 4.1 Elmarknaden

I detta avsnitt diskuteras inledningsvis kraftindustrins och elmarknadens struktur och särdrag jämfört med andra marknader. Vidare diskuteras kraftindustrins kostnadsstruktur och de olika kraftslagens speciella egenskaper. Mot denna bakgrund behandlas frågan om prisbildningen på elmarknaden och hur väl den fungerar i olika perspektiv. Bland de specifika frågor som tas upp finns graden av konkurrens ("marknadsmakt"), effekten av en omfattande introduktion av vindkraft, kraftindustrins investeringar samt utvecklingen av elpriserna i slutanvändarledet.

#### 4.1.1 Kraftindustrins struktur

Kraftindustrin har en vertikal struktur. Längst upp i värdekedjan finns *produktion* av el som sker i olika typer av kraftverk. Den svenska kraftproduktionens fördelning mellan olika kraftslag 2012 redovisas i Tabell 4.1. Det bör påpekas att 2012 var ett år med ovanligt god tillgång på vattenkraft. Under "normala" år uppgår vattenkraftproduktionen till ca 65 TWh.

Kraftverken ägs av ett antal olika företag, varav Vattenfall är det största. Flertalet kraftverk har bara en ägare, men de svenska

kärnkraftverken ägs gemensamt av Vattenfall, Fortum och E.ON,<sup>23</sup> dvs. de tre största kraftföretagen i Sverige. Kraftproduktionens fördelning mellan olika företag i Sverige och Norden redovisas i Tabell 4.2.

**Tabell 4.1 Kraftproduktionen i Sverige 2012 fördelad på kraftslag**

Kraftslag	TWh	Procent
Vattenkraft	78,0	48,1
Vindkraft	7,2	4,4
Kärnkraft	61,4	37,9
Kraftvärme, industri	6,2	3,8
Kraftvärme, fjärrvärme	8,7	5,4
Kondens	0,6	0,4
Gasturbin, diesel, m.m.	0,01	0,0
<b>Total produktion</b>	<b>162,0</b>	<b>100</b>

Källa: Svensk Energi.

**Tabell 4.2 Kraftproduktionen i Sverige och Norden 2012 fördelad på företag**

Företag	TWh, Sverige	%, Sverige	TWh, Norden	%, Norden
Vattenfall	71,4	44,1	76,6	18,9
Fortum	29,9	18,5	49,2	12,1
E.ON	27,2	17,0	47,4	11,7
Statkraft	6,4	4,0	28,6	7,0
Skellefteå Kraft	4,0	2,5	4,2	1,0
Övriga	23,1	14,3	200,4	49,3
<b>Total produktion</b>	<b>162</b>	<b>100</b>	<b>406,4</b>	<b>100</b>

Källa: Svensk Energi.

Nästa led i den vertikala strukturen är *transmission*, dvs. överföring av högspänd el över långa avstånd. Den fysiska resurs som möjliggör detta är det s.k. stamnätet. Eftersom en betydande del av den svenska kraftproduktionen sker i norra Sverige medan större delen av konsumtionen sker i mellersta och södra Sverige har transmissionsnätet en mycket lång utsträckning. Till skillnad från kraftproduktion, som kan drivas av flera fristående företag, anses

<sup>23</sup> Fortum och E.ON har betydande produktionsresurser i Sverige men har finska respektive tyska ägare.

transmission vara ett s.k. *naturligt monopol*.<sup>24</sup> I Sverige ägs och drivs stamnätet av det statliga affärsverket Svenska Kraftnät, som också ansvarar för utlandsförbindelserna.

Det tredje ledet i den vertikala strukturen är *distribution*, dvs. överföring av el från stamnätet via regionala och lokala elnät till de slutliga användarna. Liksom transmission anses eldistribution vara ett (lokalt) naturligt monopol. Man skiljer mellan regionnät, till vilka större industrier och eldistributionsföretag är anslutna, och lokala elnät som transporterar elen till mindre företag och hushåll. De regionala näten ägs i allmänhet av de större kraftföretagen, medan de lokala elnäten ägs av statliga, kommunala eller privata eldistributionsföretag. Många av de sistnämnda ägs emellertid i sin tur av de större kraftföretagen.

Eldistributionsföretagen är med vissa smärre undantag skyldiga att ansluta alla företag och hushåll som så önskar. De är också skyldiga att på vissa villkor ansluta vindkraftverk, vilket i ökande utsträckning skett under senare år. Att vindkraftverk ansluts direkt till de lokala näten innebär att kraftindustrins vertikala struktur till en del håller på att brytas upp.<sup>25</sup>

Det fjärde och sista ledet i den vertikala strukturen är *elhandel*. Beteckningen är något missvisande eftersom det som handlas inte är el utan finansiella kontrakt. Ett typiskt elkontrakt har stora likheter med en option, dvs. kontraktet ger kunden rätt, men inte skyldighet, att under en viss period köpa el till ett visst pris.<sup>26</sup> Den fysiska leveransen av denna el sköts av ett eldistributionsbolag, medan elhandelsföretagets primära roll är att hantera den prisrisk som är förenad med kundens rättighet att köpa el till det förutbestämda priset.<sup>27</sup> Närmare bestämt har elhandelsföretagen rollen att erbjuda olika kontrakt, som skiljer sig med avseende på hur prisrisken fördelas mellan kunden och elhandelsföretaget.

---

<sup>24</sup> En verksamhet är ett naturligt monopol om kostnaden för en viss produktion är lägre i en anläggning än i flera anläggningar med lika stor sammanlagd kapacitet.

<sup>25</sup> Det pågår en debatt om beskattningen av den el som små vindkraftproducenter levererar till elnätet. Eftersom denna mängd el i allmänhet är mindre än respektive vindkraftproducents årliga elanvändning är frågan om dennes hela elförbrukning ska beskattas eller om beskattningen bara ska gälla nettot av uttag från och leverans till elnätet.

<sup>26</sup> Kontraktformen brukar också kallas "take and pay".

<sup>27</sup> Frågan om elhandelsföretagens roll på och betydelse för elmarknaden diskuteras i Bergman och Amundsen (2004) och de referenser som anges där.

#### 4.1.2 Reglering och nordisk integration

Under lång tid bestod den svenska elmarknaden av två vertikalt integrerade segment. Det första utgjordes av produktion och transmission. Stamnätet ägdes och drevs av Vattenfall som därmed var det helt dominerande kraftföretaget i landet. Elmarknaden var till en betydande del regionaliserad med de övriga kraftföretagen som dominerande aktörer i olika regioner. Samordning av de olika företagens produktion skedde inom ramen för den s.k. samkörningen. Där skedde också kortsiktig handel mellan kraftföretagen, men inslagen av konkurrens mellan dessa var obetydlig. Handeln med el mellan de nordiska länderna var begränsad till transaktioner mellan kraftföretagen.

Det andra segmentet utgjordes av ett stort antal lokala eldistributionsföretag inom vilka fysisk eldistribution och elhandel var integrerade verksamheter. Inom ramen för en övergripande reglering av priserna på nättjänster skilde sig dessa mellan olika kommuner. Detta hängde samman med skillnader i kostnader som berodde på markförhållanden och nätens geografiska utsträckning och elanvändningen per ytenhet. Men prisskillnaderna speglade också skillnader i politiska prioriteringar kommunerna emellan.

I början av 1990-talet inleddes en period med omfattande avregleringar<sup>28</sup> av s.k. nätverksindustrier, dvs. telekom, flyg, järnväg, el och gas. Detta skedde först i USA och senare i Europa. Inom elområdet var det först elmarknaderna i England och Wales och kort därefter i Norge som öppnades för konkurrens i produktionsledet. Några år senare implementerades EU:s första s.k. elmarknadsdirektiv som föreskrev vertikal separation av kraftindustrin och öppning för konkurrens i produktion och handel. Speciellt var direktivet tydligt med att konkurrensutsatta verksamheter inte skulle drivas av företag som samtidigt drev nätverksamhet i monopolform (dvs. transmission och/eller distribution). Detta för att undvika s.k. korssubventionering mellan den verksamhet som bedrevs i monopolform och den konkurrensutsatta verksamheten.

---

<sup>28</sup> Med "avreglering" menas i allmänhet att regleringar av priser och investeringar avvecklas. Samtidigt kräver "avreglerade" marknader ofta ett mer omfattande formellt regelverk än "reglerade" marknader.

Med EU:s elmarknadsdirektiv och utvecklingen i Norge som pådrivande faktorer skapades ett nytt regelverk för kraftindustrin och elmarknaden i Sverige. Efter viss fördröjning trädde detta i kraft 1996. Avsikten med det nya regelverket var att främja konkurrens inom produktion och handel, medan transmission och distribution fortsatt skulle drivas i monopolform. Ett viktigt motiv bakom EU:s elmarknadsdirektiv var att få till stånd marknadsbestämda investeringar i kraftindustrin. Med andra ord vill man främja den *dynamiska effektiviteten* i denna bransch.<sup>29</sup>

Som en del av elmarknadsreformen överfördes ägande och drift av stamnätet från Vattenfall till Svenska Kraftnät och den norska kraftbörsen omvandlades till den norsk-svenska handelsplatsen Nord Pool Spot. Denna har senare vidareutvecklats och har nu medlemmar även från Finland, Danmark och de baltiska länderna. Nord Pool Spot driver både en spotmarknad, Elspot, och en balansmarknad, Elbas. Vid Nasdaq OMX Commodities Europe bedrivs finansiell handel där aktörerna bland annat kan prissäkra framtida leveranser av el.

I samband med elmarknadsreformer i Finland och Danmark, och att Nord Pool Spot fick finska och danska delägare, öppnades för fri handel på en gemensam nordisk marknad för el. Detta var fysiskt möjligt eftersom det finns en betydande överföringskapacitet mellan de nordiska länderna. För att skapa förutsättningar för fri handel avvecklades avgifterna vid gränsöverskridande handel och relevanta regelverk anpassades för en långtgående integration av de nordiska ländernas elmarknader. Dock finns det fortfarande en s.k. systemoperatör och ägare av transmissionsnätet i vart och ett av de nordiska länderna.

Det finns också kraftledningar som förbinder de nordiska ländernas kraftsystem med kraftsystemen i angränsande länder, dvs. Nederländerna, Tyskland, Polen, de baltiska länderna och Ryssland. Via de import- och exportmöjligheter som dessa förbindelser innebär finns det en koppling mellan priserna på den nordiska elmarknaden och elpriserna i de angränsande länderna. Ytterligare förbindelser, såväl inom Norden som till den europeiska

---

<sup>29</sup> Det var en allmän uppfattning att de centraliserade elsystem som fanns före elmarknadsreformerna fungerade väl när det gällde *statisk effektivitet*, dvs. effektivitet i utnyttjandet av den befintliga produktionsapparaten.

kontinenten, planeras och det finns en vision om en ”single European market for electricity”. Det återstår en hel del arbete innan denna vision kan realiseras, men graden av integration av de nationella elmarknaderna är redan hög och därtill växande. Dock togs i början av 2014 ett stort steg i denna process då fyra elbörser och tretton systemoperatörer gemensamt skapade en koppling mellan marknaderna i nordvästra Europa.

#### 4.1.3 Kraftindustrins kostnader

För att kunna förstå hur elmarknaden fungerar måste man känna till kraftindustrins kostnadsstruktur. En del av kostnadsstrukturen rör de enskilda kraftslagens kostnader och produktionsförutsättningar. En annan rör kraftindustrins kostnader på systemnivå och hur dessa varierar i olika tidsskalor.

När det gäller de enskilda kraftslagen är en viktig dimension fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader. Exempelvis har gasturbiner låga fasta kostnader, dvs. låga kostnader för bundet kapital, men höga rörliga kostnader, medan det omvända gäller för kärnkraftverken. Att kraftindustrins produktionsapparat består av flera olika kraftslag, med olika förhållanden mellan fasta och rörliga kostnader, beror på två förhållanden. Det ena är att produktionen av el måste balansera konsumtionen i realtid samtidigt som producerad el inte kan lagras. Det andra är att efterfrågan varierar, över dygnet, veckan och årstiden. Dessa variationer i efterfrågan på el är delvis förutsägbara, delvis icke förutsägbara.

Under dessa omständigheter är det på systemnivå kostnads-effektivt att utnyttja kraftslag med låga rörliga kostnader för att tillgodose efterfrågan med lång varaktighet, medan kraftslag med höga rörliga men låga fasta kostnader utnyttjas för att tillgodose kortvariga efterfrågetoppar. Detta innebär också att elproduktionens marginalkostnad varierar mellan dygnets olika timmar och mellan olika veckodagar och säsonger. Dessa variationer reflekteras i de priser som noteras på spotmarknaden, dvs. Elspot.

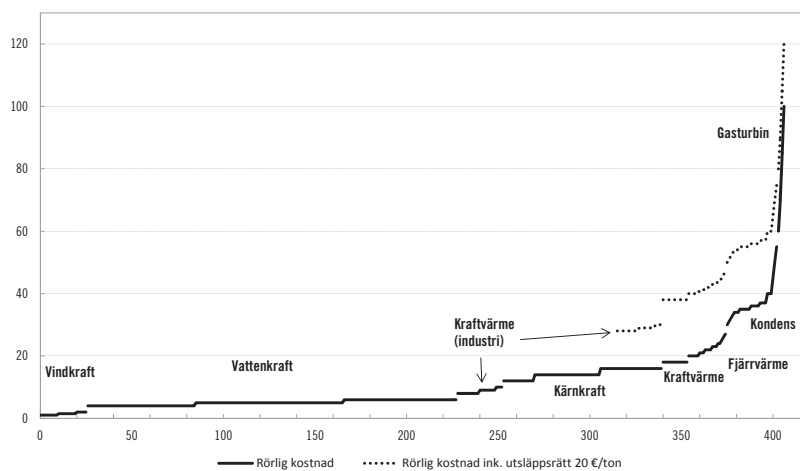
Kraftindustrins kostnadsstruktur illustreras av Figur 4.1 och Figur 4.2 där de olika kraftslagen rangordnats efter stigande rörlig kostnad. Det betyder att respektive kurva representerar kraftsystemet (kortsiktiga) marginalkostnad, dvs. den kostnad som i



allmänhet bestämmer spotpriset på el. Figurerna bygger på data för den integrerade nordiska kraftindustrin, men skulle i sina huvuddrag se likadana ut om de byggde på data för den svenska kraftindustrin. I figurerna anges även indikativa konsekvenser för elpriset vid priset 20 Euro/ton CO<sub>2</sub> på utsläppsrätter för koldioxid.

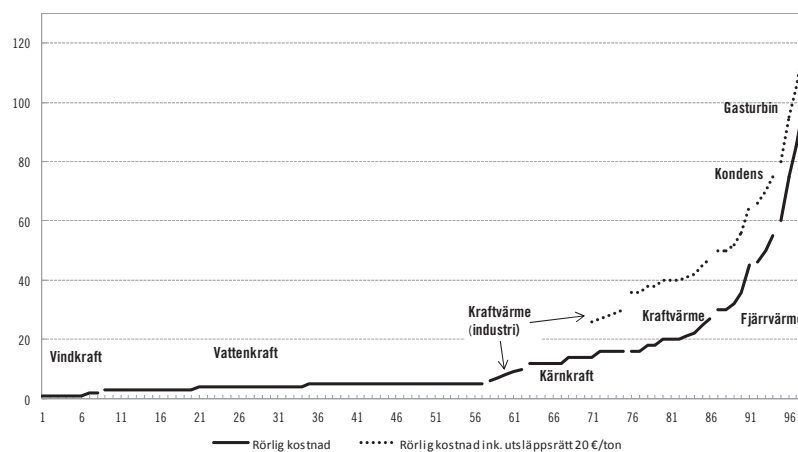
I Figur 4.1 redovisas sambanden mellan årlig elproduktion (TWh) och kraftsystemets marginalkostnad. I Figur 4.2 uttrycks kvantiteten i stället i installerad effekt (MW), vilket betyder att figuren anger sambandet mellan timvis elproduktion och kraftsystemets marginalkostnad.

**Figur 4.1 Samband mellan årlig elproduktion (TWh) och rörlig kostnad SEK per MWh**



Källa: Svensk Energi.

**Figur 4.2 Samband mellan installerad effekt (MW) och rörlig kostnad SEK per MWh**



Källa: Svensk Energi.

Mot bakgrund av Figur 4.1 och Figur 4.2 kan man göra två observationer. Den ena är att det är mycket stor skillnad mellan högsta och lägsta marginalkostnad. Det betyder att variationer i efterfrågan ger upphov till stora variationer i priset på el, dvs. priset på el har en hög volatilitet. Fysiskt är el vid olika tidpunkter samma sak, men från elproducenternas och elkonsumenternas synpunkt är el vid olika tidpunkter i hög grad olika produkter. I praktiken finns det alltså inte en elmarknad utan årligen 8 760 timvisa elmarknader!

Den andra observationen är att kraftsystemet, även när produktionen ligger nära kapacitetsgränsen, har en låg genomsnittskostnad. Detta beror på den höga andelen kraftslag med låga rörliga kostnader. Konsekvensen av detta är att höga elpriser i produktionsledet leder till stora driftöverskott<sup>30</sup> i vatten-, kärnkraft- och vindkraftverken. Huruvida dessa överskott också leder till höga vinster i kraftföretagen beror på företagets kapitalkostnader och övriga driftkostnader.

Elprisernas volatilitet beror även på oförutsedda variationer i kraftproduktionen. De kortsiktiga variationerna hänger samman med i vilken utsträckning som produktionen i de enskilda kraft-

<sup>30</sup> Det vill säga skillnad mellan intäkter och rörliga kostnader.

verken kan planeras.<sup>31</sup> Konventionella kraftverk, som t.ex. kärnkraftverk och fossileldade kraftverk, har en hög grad av planerbarhet. Det betyder att man under normala förhållanden kan räkna med att en sådan anläggning under en viss period med hög sannolikhet ska producera en förutbestämd mängd elenergi. Detsamma gäller i hög grad för vattenkraftverken.

Däremot kännetecknas vindkraftverken av en låg grad av planerbarhet. Produktionen i ett vindkraftverk bestäms ju av gällande vindförhållanden samtidigt som timvisa vindprognoser har en hög grad av osäkerhet. Vindkraft brukar därför betecknas som variabel, eller "intermittent", kraft. Allmänt gäller att ju större del av kraftsystemets produktionsresurser som är intermittenta, desto mer kan produktionen av el på systemnivå variera på ett oförutsägbart sätt. Dessa oförutsedda variationer leder, i enlighet med diskussionen ovan, till oförutsedda variationer i spotpriserna på el.

Förutom de mer eller mindre kortsiktiga variationerna i elpriserna kan dessa skilja sig kraftigt mellan olika år. Årsmedelvärden för spotpriserna på Nord Pool har sedan 1996 varierat mellan 10,79 öre/kWh (2000) och 50,59 öre/kWh (2010).<sup>32</sup> Dessa variationer hänger samman med förhållandet mellan vattenkraftens produktionsförmåga, dvs. vattenmagasinens fyllnadsgrad, och temperaturen under vintermånaderna i mellersta och södra Sverige. Motsvarande förhållanden Norge spelar också en viktig roll. De högsta elpriserna noteras under år med kall vinter och relativt låg produktionsförmåga i vattenkraftverkan.

#### 4.1.4 Elmarknadens särdrag

Aktörer på snart sagt alla marknader brukar framhålla att den "egna" marknaden har fundamentala särdrag som gör att den inte kan betraktas, och utvärderas, som en "normal" marknad. Det finns dock sällan fog för dessa uppfattningar. Men när det gäller el-

<sup>31</sup> En annan viktig fråga är i vilken utsträckning som produktionen i en viss typ av kraftverk kan varieras kortsiktigt. I detta avseende är vattenkraften "bäst i klassen", medan kärnkraften kännetecknas av en mycket låg kortsiktig styrbarhet.

<sup>32</sup> Det finns ingen trend i årsmedelvärdena för spotpriserna, även om de fyra högsta värdena inträffat efter 2005. Exempelvis var 1996 års medelvärde 26,30 öre/kWh, medan värdet för 2012 var 27,33 öre/kWh. Medelvärdenas medelvärde för hela perioden 1996–2012 är 28,32 öre/kWh.

marknaden finns det faktiskt fundamentala faktorer som gör att denna marknad i ett väsentligt avseende skiljer sig från andra. Detta grundas på det ovan nämnda faktum som innebär att el måste produceras i samma ögonblick som det konsumeras. Detta är förvisso något som gäller även på alla tjänstemarknader. Det speciella med elmarknaden rör konsumenternas möjligheter att delta i marknaden i den tidsskala som från fysisk synpunkt är relevant.

Av de skäl som diskuterades ovan varierar elpriserna timme för timme. Med modern teknik är det möjligt att timme för timme kommunicera dessa priser till de slutliga elanvändarna, även om det i dagsläget bara är en mindre andel av elanvändarna som har den utrustning som krävs för att ta emot timvis prisinformation. Men för att elmarknaden ska kunna fungera som en ”vanlig” marknad räcker det inte att användarna kan ta emot prisinformationen. De måste också, timme för timme, kunna bestämma och kommunicera vilken mängd el de avser att köpa till det aktuella priset.

Det är möjligt att ny informations- och kommunikationsteknik (”ITC-teknik”) kommer att kunna sköta denna uppgift i framtiden. Men under överskådlig tid måste man räkna med att en betydande del av elkonsumenterna inte kommer att kontinuerligt följa elprisutvecklingen och fatta beslut om sin timvisa elförbrukning. I stället kommer deras konsumtion att till stor del att styras av mera långsiktiga elkonsumentbeslut. Dessa baseras bland mycket annat på mer eller mindre långsiktigt fasta elpriser<sup>33</sup> som kortsiktigt kan avvika kraftigt från de timvisa spotpriserna.

Det betyder att elmarknaden saknar den jämviktsskapande mekanism som finns på andra marknader, dvs. att det i den relevanta tidskalan (i detta fall en timme) finns ett samband mellan pris och efterfrågad kvantitet. Av detta skäl måste det finnas en institution som kan styra produktion och användning i realtid så att kraftsystemet kontinuerligt är i balans. Denna institution kallas för *systemoperatör*.

I Sverige är det Svenska Kraftnät som har rollen som systemoperatör och ansvarig för den s.k. reglermarknaden. På denna

---

<sup>33</sup> Bland de vanliga elkontrakten finns kontrakt med ”rörliga” priser. Men dessa ”rörliga” priser följer i allmänhet inte de kortsiktiga spotpriserna. I stället reflekterar de ett genomsnitt av spotmarknadspriser under en viss tidperiod.

handlas med kraft i realtid för att kontinuerligt upprätthålla balansen mellan produktion och användning av el. Svenska Kraftnät ansvarar också för den s.k. effektreserven,<sup>34</sup> som kommande vinter kommer att uppgå till 1 500 MW och som används för att balansera systemet när belastningen är särskilt stor och alla kommersiella bud till reglermarknaden är utnyttjade.

#### 4.1.5 Kommersiella marknadsplatser för handel med el

De transaktioner som görs på den öppna, eller kommersiella, elmarknaden (som alltså inte inkluderar reglermarknaden) reflekterar aktörernas planering för sin timvisa produktion och leveranser av el under den näraliggande framtiden. Resultatet av dessa transaktioner är att varje s.k. balansansvarig<sup>35</sup> aktör går in i varje enskild timme med balans mellan sina produktions- och leveransåtaganden. Om all planerad produktion och all förväntad förbrukning kommer till stånd för alla balansansvariga, så är elmarknaden i balans. Därmed behöver systemoperatören inte ingripa och inga transaktioner behöver ske på reglermarknaden.

Men om det uppstår avvikelser i enskilda balansansvarigas portföljer och dessa avvikelser aggregeras till en balansbrist på systemnivå, så måste systemoperatören gripa in och se till att balansen mellan produktion och användning återställs.<sup>36</sup> För att åstadkomma detta utnyttjar denne tidigare lämnade bud på köp eller försäljning av reglerkraft. Därmed etableras balans på elmarknaden och ett pris på reglerkraft. Givet att det finns en systemoperatör som sköter sina åtaganden så finns det inga fundamentala skillnader mellan elmarknaden och andra marknader.

Den kommersiella elmarknaden består av tre marknadsplatser, varav två är organiserade av Nord Pool Spot<sup>37</sup> och en av Nasdaq OMX Commodities Europe:

---

<sup>34</sup> Dessutom förfogar Svenska Kraftnät över den s.k. störningsreserven, som uppgår till 1 200 MW.

<sup>35</sup> Varje producent och konsument av el måste, direkt eller indirekt, ha ett avtal med en balansansvarig aktör. Denne är ekonomiskt ansvarig för att klienternas samlade timvisa produktion och förbrukning är i balans.

<sup>36</sup> För en balansansvarig aktör innebär en realiserad balansbrist en kostnad i form av köp eller försäljning av s.k. balanskraft.

<sup>37</sup> Nord Pool Spot ägs gemensamt av de nordiska och de baltiska ländernas systemoperatörer.

- Spotmarknaden, där aktörerna lämnar timvisa köp- och säljbud för nästa dygn. Spotmarknaden är således en s.k. *day-ahead market*.
- Elbas, där aktörerna lämnar köp- och säljbud avseende leveranser fram till en timme före leveranstimmen. Elbas är således en s.k. *intraday market*.
- Terminsmarknaden, där aktörerna via handel med olika finansiella instrument (futures, forwards och optioner) kan prissäkra sin framtida försäljning eller framtida köp på spotmarknaden.

Utöver handeln på de organiserade marknadsplatserna förekommer bilateral handel mellan kraftproducenter och större industriföretag. Det är vanligt att Nasdaq OMX är ”clearing house” och bär motpartsrisken i dessa avtal. Det innebär att säljaren i ett sådant avtal säljer kraft till Nasdaq OMX, medan köparen köper kraft av Nasdaq OMX. Därmed behöver inte säljare riskera att köparen inte kan betala och köparen behöver inte riskera att säljaren inte kan leverera.

Sedan Nord Pools Spots spotmarknad etablerades har handeln vuxit mycket snabbt och i nuläget säljs omkring 90 procent av kraftproduktionen i Norden på den marknaden. En del av tillväxten beror på att aktörer från Finland, Danmark och de baltiska länderna tillkommit, men i ännu högre grad är spotmarknadens tillväxt ett uttryck för aktörernas förtroende för denna marknadsplats. Den omfattande handeln betyder bland annat att det elpris som etableras på spotmarknaden har en avgörande betydelse för alla priser på respektive lands elmarknad. Spotmarknadspriserna fungerar också som referenspris i de finansiella instrument som handlas på terminsmarknaden.

När det gäller spotmarknadspriset måste man emellertid skilja mellan *systempris* och *områdespriser*. Systempriset är det pris som bildas när man ställer samman samtliga bud om köp och försäljning under antagandet att det inte finns några begränsningar i transmissionsnäten. Så snart som det uppstår kapacitetsbrist i näten, s.k. flaskhalsar, delas marknaden in i två eller flera prisområden. Frågan om elmarknadens områdesindelning och förhållandet mellan system- och områdespriser behandlas mer ingående i nästa avsnitt.

Den andra marknadsplatsen, Elbas, är ett komplement till spotmarknaden. Under den tid som förflyter mellan spotmarknadens stängning och leveranstimmen kan ju förhållanden som påverkar produktionsmöjligheter och/eller efterfrågan ändras. De balansansvariga aktörerna kan då, via transaktioner på Elbas, återställa balansen mellan sina klienters produktion och förbrukning. Omsättningen på Elbas är 2–4 TWh per år medan motsvarande siffra för spotmarknaden är omkring 340 TWh. Så bör det vara på en väl fungerande elmarknad där aktörerna kan göra goda bedömningar av produktion och förbrukning under det kommande dygnet. Emellertid har omsättningen på Elbas ökat de senaste åren, vilket kan vara ett resultat av den ökade andelen vindkraft i kraftproduktionen. Men den ökade omsättningen på Elbas beror också på andra faktorer, t.ex. att aktörer i Tyskland och Nederländerna fått tillträde till denna marknadsplats.

Omsättningen på terminsmarknaden har också vuxit mycket snabbt och är nu (i TWh) 3-4 gånger större än omsättningen på spotmarknaden. Detta speglar den ökade omsättningen på spotmarknaden och det därmed växande behovet att prissäkra framtida köp och försäljning av el. Men den växande omsättningen på terminsmarknaden är också ett tecken på att prisbildningen på spotmarknaden är effektiv. Om aktörerna skulle anse att spotmarknadspriserna på något sätt är manipulerade så skulle ju risken i de finansiella instrumenten både bli större och svårare att beräkna. Detta skulle hämma omsättningen på den finansiella marknaden och på sikt hota dess existens.

#### 4.1.6 Elområden i Sverige

När elmarknadsreformen genomfördes i mitten av 1990-talet gjordes hela Sverige till ett prisområde ("elspotområde"), dvs. handel skulle ske till samma pris oberoende av aktörernas lokalisering i landet. Det betydde att marknadens aktörer kunde bortse från det faktum att transmissionsnätet har en begränsad kapacitet och att ytterligare inmatning till ett visst område emellanåt är fysiskt omöjligt. I stället fick Svenska Kraftnät, i sin

roll som systemoperatör, uppgiften att via s.k. mothandel<sup>38</sup> se till att de kontrakt som marknadens aktörer ingått kunde realiserars.

Motivet för att ha ett enda prisområde var att skapa så goda förutsättningar som möjligt för effektiv konkurrens på elmarknaden. Annars skulle de fysiska nätbegränsningarna tidvis skapa lokala marknader med mycket begränsad konkurrens. Sedan mitten av 1990-talet har emellertid elmarknadens geografiska utsträckning ökat och konkurrensförhållandena därmed ändrats. Samtidigt har det visat sig att negligierandet av de fysiska nätbegränsningarna emellanåt leder till problem. Exempelvis kunde det uppstå en situation då det krävdes motköp för att upprätthålla balansen i sydligaste Sverige samtidigt som ett relativt lågt "Sverigepris" ledde till export av el från detta område.

Mot denna bakgrund och under visst tryck från EU har Sverige delats in i fyra s.k. elområden, "Luleå" (SE 1), "Sundsvall" (SE 2), "Stockholm" (SE 3) och "Malmö" (SE 4). Med "elprisområde" avses ett område inom vilket priset på el är detsamma. Beroende på de aktuella utbuds- och efterfrågeförhållandena kan ett elprisområde sträcka sig över flera elområden. Som framgår av Diagram 4.1 är områdespriset i SE 1 lika med eller lägre än i övriga elområden. Detta beror på att elproduktionen i övre Norrland väsentligt överstiger elkonsumtionen inom detta område. Den typiska nätbegränsningen gäller därför flöden från SE 1 till resten av landet, vilket innebär att en nätbegränsning leder till ett lägre pris inom SE 1 än i åtminstone ett av de övriga elområdena.

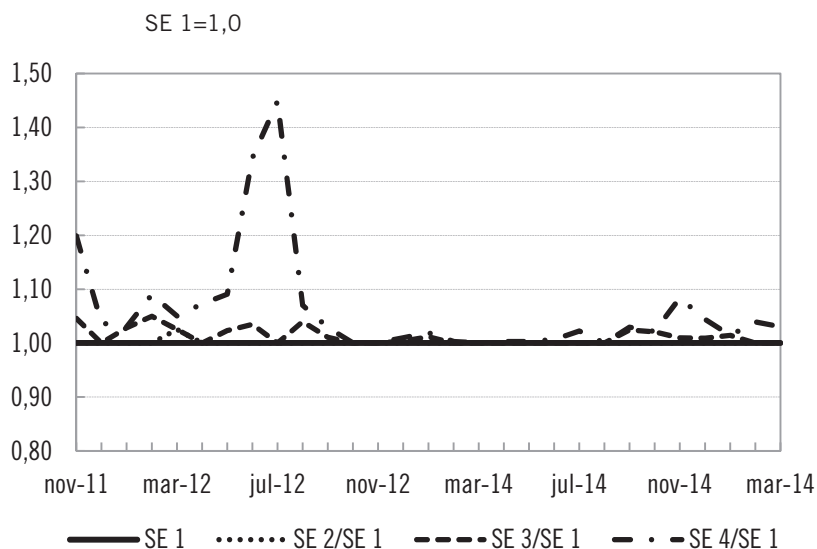
Det framgår också av diagrammet att de stora prisskillnader som hittills uppstått dels har varit ganska kortvariga, dels har inneburit högre priser i SE 4 än i resten av landet. Detta beror på att elkonsumtionen inom detta område är väsentligt högre än elproduktionen. Denna obalans har funnits mycket länge, men skärptes i och med nedläggningen av kärnkraftverket i Barsebäck.

---

<sup>38</sup> Mothandel innebär att systemoperatören med utgångspunkt i tidigare lämnade bud från kraftproducenterna, initierar ökad produktion i områden med underskott och minskad produktion i områden med överskott.



Diagram 4.1 Relativa månadspriser för svenska elområden 2011–2013



Eftersom nätbegränsningar leder till kostnader innebär indelningen i elområden att elpriserna i landets olika delar bättre än tidigare reflekterar de relevanta kostnaderna. Den samhällsekonomiska betydelsen av detta är avsevärd. Med kostnadstroga priser skapas incitament att lokalisera ny kraftproduktion till områden med underskott och elkrävande verksamhet till områden med överskott. Skillnaden mellan områdespriserna signalerar också var förstärkningar av överföringskapaciteten bör genomföras.

Mot denna bakgrund ter sig områdesindelningen som en från samhällsekonomisk synpunkt väl motiverad reform, även om företrädare för företag och hushåll inom SE 4 anser sig vara orättvist behandlade.

#### 4.1.7 Är konkurrensen på elmarknaden effektiv?

En mycket viktig fråga är om konkurrensen på elmarknaden är tillräckligt effektiv. För att svara på denna fråga måste man först skilja mellan kraftproduktionen ("wholesale") och elhandeln ("retail"). Inom handeln med el finns det ett stort antal konkurrerande företag och det finns inga väsentliga hinder för

nyetablering. För en konsument är det lätt att skaffa information om olika elhandelsföretags priser och avtalsvillkor. Sammantaget talar detta för att konkurrensen inom elhandeln är effektiv.

När det gäller kraftproduktionen är situationen på många sätt en annan. I Sverige finns tre stora kraftföretag, Vattenfall, Fortum och E.ON, som tillsammans svarar för ca. 75 procent av kraftproduktionen i landet. Via samägandet av kärnkraftverken finns det också en viss koppling mellan dessa företag. Hindren för nya företag att etablera sig på marknaden är höga och utsikterna till framgångsrik nyetablering försämras av den långsamma efterfrågetillväxten och den subventionsdrivna, och prispressande, ökningen av vindkraftproduktionen.

Mot denna bakgrund hävdas det ofta och att de stora kraftföretagen har en betydande s.k. marknadsmakt och att denna del av den svenska elmarknaden därför är en *oligopolmarknad*. En oligopolmarknad kännetecknas av att det bara finns ett fåtal, jämnstora, producenter som var och en har en icke oväsentlig marknadsmakt. De stora prisökningar som emellanåt har ägt rum på elmarknaden tolkas inte sällan som tecken på att konkurrensen är bristfällig.

### *Marknadsmakt*

Ett företag har *marknadsmakt* om det genom att begränsa sin egen produktion kan påverka marknadspriset på ett sätt som ökar företagets vinst. På kort sikt sker detta genom att utnyttjandet av den befintliga kapaciteten begränsas. Minskningen av produktionen leder, allt annat lika, till ett lägre utbud och ett högre pris. För det företag som genomför produktionsminskningen uppstår två effekter. Den ena är att man förlorar det driftöverskott som de anläggningar som inte längre används skulle ha genererat. Den andra är att driftöverskotten i de anläggningar som fortfarande är i drift blir högre. Ju större ett företag är desto tyngre väger den senare effekten och därmed möjligheten att genom en minskad produktion öka vinsten.

På lång sikt kan ett företag utöva marknadsmakt genom att inte öka sin produktionskapacitet i takt med tillväxten i efterfrågan. Effekten blir densamma som om produktionen skulle minskas vid

oförändrad efterfrågenivå, men den befintliga produktionskapaciteten utnyttjas till fullo.

Vid den produktionsnivå som maximerar det dominerande företags vinst är priset högre än marginalkostnaden. Detta gynnar även de andra företagen på marknaden som ju drar nytta av det högre priset utan att behöva minska sin produktion. Däremot förlorar konsumenterna på det högre priset. Med andra ord sker en inkomstomfördelning från konsumenterna till producenterna. Man kan visa att konsumenterna förlust är större än producenternas vinst, vilket innebär att den minskade produktionen medför en samhällsekonomisk kostnad.

Ett vanligt mått på de dominerande företagens möjligheter att utöva marknadsmakt är det s.k. *Herfindahls index*. Detta index definieras som den vägda summan av alla på marknaden verksamma företags marknadsandelar, där vikterna är företagens marknadsandelar. Med andra ord är indexet lika med summan av kvadraten på företagens marknadsandelar. Om det exempelvis finns två lika stora företag på marknaden så har indexet värdet 5 000, medan motsvarande värde är 1 000 om det finns tio lika stora företag. Ett implicit, men i sammanhanget mycket viktigt, antagande är att det finns betydande hinder för nya företag att etablera sig på marknaden i fråga.<sup>39</sup>

En vanlig tumregel är marknadsmakt sannolikt är ett problem om indexet har ett värde som överstiger 2 000. Detta värde fås om det finns fem lika stora företag på marknaden. Samtidigt tolkas värden upp till 1 000 som tecken på inget företag har någon marknadsmakt av betydelse. Värden inom intervallet 1 000–2 000 motiverar en närmare analys av konkurrensförhållandena på den aktuella marknaden.<sup>40</sup> Det bör dock understrykas att det under gällande konkurrenslagstiftning inte är olagligt att ha marknadsmakt. Däremot är det olagligt att ”missbruka” marknadsmakt.

---

<sup>39</sup> Vid analyser av konkurrensförhållandena på olika marknader brukar man inledningsvis undersöka om marknaden är ”utmaningsbar” (”contestable”), dvs. om hindren för nya företag att etablera sig på marknaden är obetydliga. Om så är fallet kan ju hotet om konkurrens från nya företag göra att ett ensamt företag på marknaden beter sig som om det vore en hög grad av konkurrens på marknaden i fråga.

<sup>40</sup> I *Horizontal Merger Guidelines* §5.2, som utgivits av US Department of Justice och the Federal Trade Commission (2010), definieras en marknad där Herfindahls index är mellan 1 500 och 2 500 som ”moderately concentrated”, medan en marknad där index överstiger 2 500 anses vara ”highly concentrated”.

*Marknadsmakt på elmarknaden?*

För att kunna beräkna Herfindahls index måste man först definiera vilken produkt som avses och vad som utgör den ”relevanta” marknaden för denna produkt. När det gäller produktdefinitionen finns det två huvudalternativ.

Det ena är *elenergi per timme* (effekt) mätt i MW, och det andra är *elenergi per år*, mätt i TWh. Det första alternativet anknyter direkt till spotmarknaden där man ju bedriver timvis handel med el. I denna tidsdimension brukar man fokusera på ”spikar” i prisutvecklingen, dvs. korta perioder med mycket höga priser. Detta gäller särskilt när nätbegränsningar gör att ett prisområde är stängt för ytterligare inflöde av el från angränsande områden och en minskning av produktionen inom området således leder till knapphet på el.

Det finns anledning för konkurrensmyndigheten att bevaka förekomsten av ”spikar” i elprisutvecklingen, men i ett elmarknadsperspektiv är deras betydelse relativt begränsad. De större aktörerna har i allmänhet prissäkrat sina transaktioner på spotmarknaden och slutkunderna har kontrakt där priset baseras på terminspriser eller ett medelvärde av spotpriserna under en viss period. Däremot finns det skäl att mer ingående diskutera förekomsten av marknadsmakt med utgångspunkt i priserna på produkten ”elenergi per år”.<sup>41</sup> Med andra ord bör man fokusera på beteenden som har systematiskt prishöjande effekter.

När det gäller den relevanta marknaden så definieras denna som det geografiska område inom vilket priset på den aktuella produkten är detsamma och där köparnas och säljarnas geografiska lokalisering saknar väsentlig betydelse för prisbildningen. När det gäller elmarknaden kan man inledningsvis tänka sig att denna bara omfattar Sverige. Med en sådan avgränsning av den relevanta marknaden blir värdet på Herfindahls index omkring 2 650, dvs. över den ”kritiska” gränsen, baserat på siffrorna i Tabell 4.2.

Det är inte ovanligt att man i debatten om elmarknaden implicit utgår från att den relevanta marknaden sammanfaller med elmarknaden i Sverige. Men detta är ett orimligt antagande.

---

<sup>41</sup> Denna produkt är artificiell i den meningen att det inte förekommer någon handel i årsvisa elenergilieferanser.

Handeln med el sker på en för de nordiska länderna gemensam handelsplats och de fysiska överföringsmöjligheterna mellan länderna är väl utvecklade. Med andra ord är den naturliga grundhypotesen att den för svensk del relevanta elmarknaden omfattar hela Norden snarare än bara Sverige. Med den utgångspunkten är värdet på Herfindahls index strax under 1 000, vilket innebär att möjligheterna att utöva marknadsmakt är mycket begränsade.<sup>42</sup>

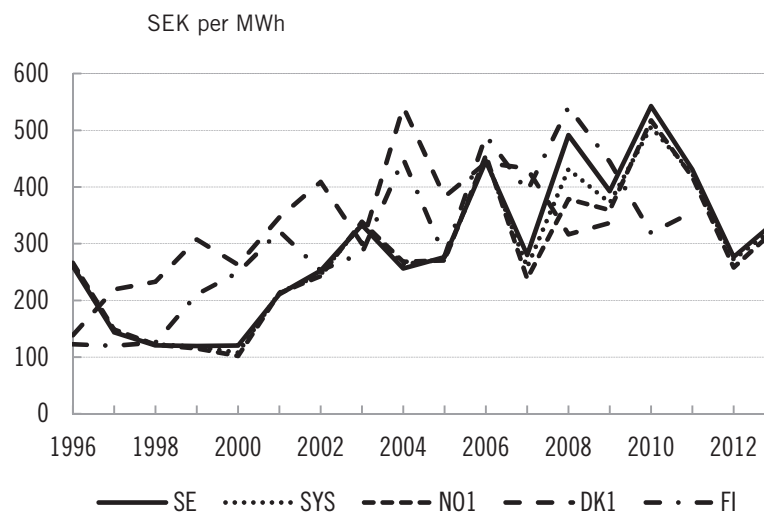
För att pröva hypotesen att den för svensk del relevanta elmarknaden sammanfaller med de nordiska ländernas integrerade elmarknader kan man jämföra de olika områdesprisernas utveckling. Den relevanta marknaden är ju det område inom vilket priserna (approximativt) är desamma och där aktörernas möjligheter att handla med varandra är oberoende av deras geografiska lokalisering.

Som framgår av Diagram 4.2 har avvikelserna mellan områdespriserna i de nordiska länderna genomgående varit små, även om det emellanåt funnits korta perioder med ganska stora prisskillnader. Med avseende på årmedelvärden har priserna i Sverige och Finland nära nog varit identiska (se Diagram 4.3) och skillnaderna mot de norska och danska systempriserna är små.

---

<sup>42</sup> Närmare bestämt har de svenska kraftföretagen betydande marknadsmakt endast under de perioder då överföringsförbindelserna till samtliga grannländer är fullt utnyttjade.

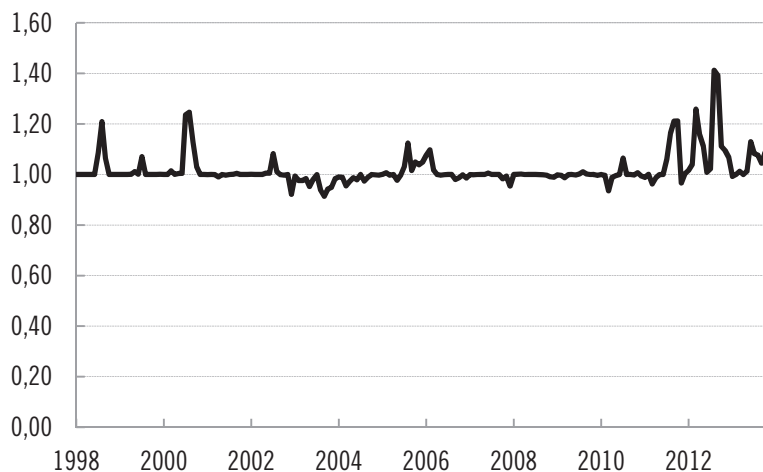
Diagram 4.2 Årsmedelpris på Nord Pool Spot 1998–2013



Källa: Nord Pool.

Som framgår av Diagram 4.3 har emellertid priserna i Finland varit högre än de svenska priserna under en stor del av tiden de två senaste åren. Detta är ett resultat av minskad export från Ryssland, vilket hänger samman med att man i Ryssland infört en s.k. kapacitetsmarknad. De högre priserna i Finland beror också på att idrifttagandet av det femte kärnkraftverket är försenat. Huruvida dessa förhållanden innebär att den höga graden av integration mellan de svenska och finska elmarknaderna har brutits återstår att se.

Diagram 4.3 Månadspriser på Nord Pool Spot i Finland relativt Sverige



Källa: Nord Pool.

De över en längre period små skillnaderna mellan priserna i Sverige och Finland kan tolkas som att den för svensk del relevanta elmarknaden åtminstone utgörs av de integrerade elmarknaderna i Sverige och Finland. På denna marknad är värdet på Herfindahls index ca 1 600, dvs. i gråzonen mellan det kritiska värdet 2 000 och det "ofarliga" värdet 1 000. Med andra ord kan det finnas ett visst utrymme för de största företagen på den svensk-finska elmarknaden att utöva marknadsmakt. Samtidigt är de observerade prisskillnaderna så små att effekten, i termer av omfördelning av inkomster och samhällsekonomisk kostnad, av den eventuellt utövade marknadsmakten är mycket liten.

En analys av förekomsten av marknadsmakt med utgångspunkt i Herfindahls index är som framgått indirekt, dvs. man identifierar förhållanden under vilka ett eller flera företag skulle kunna utöva marknadsmakt. Om man, som här är fallet, drar slutsatsen att det inte finns några betydande möjligheter att utöva marknadsmakt så finns det inte skäl att föra analysen vidare. Men om man ändå vill göra det så kan man utnyttja en mer direkt metod baserad på det s.k. *Lerners index*.

Detta index definieras som skillnaden mellan marknadspriset och marginalkostnaden dividerat med marknadspriset. Vid effektiv konkurrens är marknadspriset lika med marginalkostnaden, vilket

innebär att värdet på Lerner's index är lika med noll. Om något eller några företag utövar marknadsstyrka så leder detta till marknadspriser som är högre än de relevanta marginalkostnaderna. Detta innebär att värdet på Lerner's index är större än noll.

I praktiken kan det emellertid för en utomstående, t.ex. konkurrensmyndigheten, vara svårt att beräkna den relevanta marginalkostnaden. Detta är speciellt fallet på den nordiska elmarknaden där vattenkraft svarar för en mycket stor del av produktionen. Eftersom vatten kan lagras är marginalkostnaden för vattenkraftproducerad el under en viss timme lika med det använda vattnets högsta värde vid en senare tidpunkt. Storleken på detta värde beror på osäkra faktorer som nederbörd och efterfrågan på el under ett antal framtida månader.

För en utomstående är det därför utomordentligt svårt att avgöra om en begränsning av vattenkraftproduktionen under en viss tidsperiod är ett uttryck för väl motiverad försiktighet i ljuset av en osäker framtid eller en åtgärd som är ägnad att driva upp marknadspriset på el.<sup>43</sup> Dessa omständigheter gör att ingående analyser av konkurrensförhållandena på elmarknaden ofta baseras på modellsimuleringar.<sup>44</sup>

Det går inte att bevisa att marknadsstyrka inte missbrukas. Däremot kan man identifiera förhållanden som talar för att så sker. Frågan om det finns marknadsstyrka på elmarknaden, och om denna missbrukas, har analyserats och utretts vid flera tillfällen. Några tydliga tecken på missbruk av marknadsstyrka har man dock inte funnit. I stället är slutsatsen att den nordiska elmarknaden fungerar väl och att de stora prisvariationerna mellan olika år i allt väsentligt kan förklaras med "fundamentala" faktorer som tillgången på produktionskapacitet, särskilt vattenkraft, och väderbetingad hög efterfrågan på el.

---

<sup>43</sup> Till saken hör att en begränsning av vattenproduktionen under en period gör att produktionen måste bli högre under en framtida period, såvitt man inte är beredd att "spilla" vattnet, dvs. låta det rinna förbi turbinerna.

<sup>44</sup> Se t.ex. Amundsen och Bergman (2006).



*Samägandet av kärnkraften*

En av de fundamentala faktorer som förklarar elprisernas utveckling är tillgången på produktionskapacitet. Det är tydligt att elprisutvecklingen har påverkats av att flera kärnkraftverk på grund av onormalt långa s.k. revisionstider har varit avställda. Frågan är då om detta väsentligen beror på tillsynsmyndighetens krav eller om det hänger samman med att de stora kraftproducenterna förlängt revisionstiderna för att åstadkomma en begränsning av utbudet av el. Som stöd för denna hypotes brukar samägandet av den svenska kärnkraften anföras.<sup>45</sup> Dock finns det förhållanden som talar mot denna hypotes.

Ett är att samägande av kärnkraftverk inte nödvändigtvis gör det lättare att utöva marknadsmakt, dvs. att begränsa produktionen i syfte att öka företagets vinst. Samägandet innebär förvisso att de tre stora kraftföretagen gemensamt kontrollerar all kärnkraftproduktion i landet. Men ett utnyttjande av detta förhållande för att utöva marknadsmakt förutsätter dels ett kartelliknande samarbete mellan företagen, dels att produktionsbegränsningen kan utformas så att vart och ett av de tre företagen gynnas. Jämfört med denna situation skulle det vara lättare för ett företag som är ensam ägare av ett eller flera kärnkraftverk att begränsa produktionen.

Ett annat förhållande anknyter till den tidigare diskussionen. För att ligga i företagets intresse måste ju en begränsning av kärnkraftproduktionen ha så stor prishöjande effekt att det högre driftöverskottet i företagets andra anläggningar mer än väl kompenserar för att något eller några kärnkraftverk står stilla. Det borde då röra sig om mer än en marginell ökning av spotmarknadspriserna under den aktuella perioden. Några sådana prisökningar kan dock inte ses i de data som redovisas i Diagram 4.1.

Slutsatsen är att samägandet av kärnkraftverken inte ändrar bedömningen att det saknas tydligt stöd för hypotesen att konkurrensen på elmarknaden är bristfällig.<sup>46</sup> Därmed inte sagt att

---

<sup>45</sup> Se t.ex. Fridolfsson och Tangerås (2011).

<sup>46</sup> I Amundsen och Bergman (2002) analyserade författarna effekten av korsägande i kraftindustrin. De fann att de stora företagen skulle kunna förstärka sin marknadsmakt genom att bli minoritetsägare i andra kraftföretag. Med andra ord behövs inte ett totalt övertagande och en samordning av produktionsbesluten för att uppnå detta. Emellertid är

utövande av temporär marknadsmakt, resulterande i ”prisspikar” eller korta perioder med mycket höga priser, kan uteslutas. Den hypotes som saknar tydligt stöd är hypotesen att utövande av marknadsmakt gör att elpriserna systematiskt ligger över de relevanta marginalkostnaderna.

Att konkurrensen på elmarknaden fungerar väl beror i hög grad på att överföringskapaciteten inom och mellan de nordiska länderna är förhållandevis god och att det inte finns några betydande institutionella hinder för handel över gränserna. Om dessa förhållanden skulle försämrats så att den nordiska marknaden under långa perioder delas upp i regionala marknader så kan marknadsmakt bli ett reellt problem inom en eller flera av dessa regionala marknader.

För att långsiktigt säkra konkurrensen på elmarknaden finns det därför skäl för Svenska Kraftnäts uppdragsgivare, dvs. svenska staten, att acceptera en något lägre direktavkastning på investeringar i transmissionsnätens kapacitet inom och mellan länderna. Detta motiveras av att denna typ av investeringar ger en samhällsekonomisk avkastning i form av effektivare konkurrens på elmarknaden. En annan faktor som kan säkerställa effektiv konkurrens på elmarknaden är åtgärder som underlättar för nya aktörer att etablera sig på elmarknaden.

#### 4.1.8 Vindkraft, ”market design” och tillgången på kapacitet

Sedan några år pågår en omfattande utbyggnad av vindkraft i Sverige. Under 2013 nådde den sammanlagda produktionen i vindkraftverken knappt 10 TWh. Det finns inget explicit mål, men ambitionen är ändå att man i den fysiska planeringen ska skapa förutsättningar för utbyggnad av 30 TWh vindkraft varav 10 TWh ska vara havsbaserad vindkraft. I Danmark satsade man tidigt på vindkraft och har nu en årlig produktion på mer än 10 TWh. Även i Norge och Finland görs investeringar i vindkraft. Sammantaget medför detta att en betydande del av kraftproduktionen i Norden med tiden kommer att komma från vindkraftverk.

---

korsägandet i den nordiska kraftindustrin begränsat och ter sig inte som ett problem från konkurrenssynpunkt.

Det som driver denna utveckling är stödsystem som i sin tur reflekterar politiska mål i form av EU-direktiv och nationella energipolitiska planer. En central fråga i anslutning till vindkraften är dess behov av stöd och hur detta stöd bör utformas. En annan fråga rör vindkraftens miljökonsekvenser.<sup>47</sup> Även om dessa frågor är viktiga behandlas de inte i denna rapport. I stället är fokus på vindkraftutbyggnadens effekter på elmarknaden, dvs. dess effekter på prisbildning och investeringar samt, inte minst, på behovet av nya marknadsplatser och regelverk.

### *Effekt och energi*

För att förstå vindkraftintroduktionens effekter på elmarknaden måste man noga skilja mellan *effekt* (energi per timme) och *energi*. Om man bygger ett vindkraftverk med en viss installerad effekt (MW) så kan man göra en relativt säker bedömning av hur mycket elenergi (MWh) som det kommer att producera under en längre period. Med andra ord kan man med relativt god precision prognosticera under hur många timmar, och hur mycket, som det kommer att blåsa på den aktuella platsen under den aktuella perioden. Om man har ett tidsperspektiv på ett år och fokus på energi, så är vindkraft fullt jämförbart med konventionella kraftslag.

Men en sådan jämförelse mellan kraftslag är i minst ett viktigt avseende vilseledande. Medan de konventionella kraftslagens produktion under en given timme kan prognosticeras med en hög grad av precision så är detta inte fallet för det ”intermittenta” kraftslaget vindkraft. En vanlig bedömning är att ett vindkraftverks förväntade produktion under en given timme bara är 6–8 procent av dess maximala produktion. Den gemensamma förväntade produktionen för ett stort antal vindkraftverk med olika lokalisering är högre, men ändå mycket lägre än vad som gäller för konventionell kraft.<sup>48</sup> Det betyder att investeringar i vindkraft

<sup>47</sup> Bland annat finns det en debatt om miljökonsekvenserna i samband utvinning av neodym, en s.k. sällsynt jordartsmetall, som används för tillverkning av de magneter som används i vindkraftverk.

<sup>48</sup> Om tidsperspektivet sträcks ut till ett helt år är situationen en annan. Exempelvis var den faktiska vindkraftproduktionen 2012 ca 22 procent av den maximala, dvs. installerad effekt multiplicerad med 8 760 (årets alla timmer).

tillför kraftsystemet kapacitet att producera energi (MWh), men endast i ringa utsträckning kapacitet att producera effekt (MW) under förutbestämda perioder, t.ex. perioder då efterfrågan på el är mycket hög.

Konsekvensen av detta är att utbyggnaden av vindkraft måste kombineras med fortsatt hög tillgänglighet, och på sikt nyinvesteringar, i konventionell kraft. Andra åtgärder med motsvarande effekt är utbyggd nätkapacitet och/eller åtgärder på efterfrågesidan. Om så inte sker ökar risken för brist på effekt under vinterperioden. Dessvärre medför den ökade vindkraftproduktionen svagare incitament att vidmakthålla och bygga ut effektkapacitet i konventionella kraftverk. Detta beror på att vindkraften, när den är i gång, producerar el till en försumbar rörlig kostnad. Det betyder att vindkraften konkurrerar ut den konventionella kraften under ett stort antal timmar under året. Konsekvensen blir att drifttiderna blir kortare, och därmed driftöverskotten lägre, i de konventionella kraftverken. Detta innebär i sin tur att incitamenten att hålla konventionell kraft tillgänglig försvagas och att risken för effektbrist ökar.

### *Marknad för effekt*

Den nordiska elmarknaden är en s.k. *energy only* marknad. Det betyder att handeln bara avser den el som produceras och inte förmågan att producera el, dvs. tillgänglig effekt. (Dock är reglermarknaden en marknad för effekt.) Skälet till detta är att det inte har funnits något uppenbart behov av en kompletterande marknad för effekt.<sup>49</sup> Detta hänger i sin tur samman med den relativt stora installerade effekten i de befintliga vattenkraftverken.<sup>50</sup>

På en del andra håll i världen finns det emellertid olika typer av marknader för effekt. Att det finns en marknad för effekt innebär att ett kraftföretag kan få en intäkt genom att hålla ett kraftverk

---

<sup>49</sup> Frågan om hur man kan på ett ekonomiskt effektivt sätt säkerställa att det finns tillräckligt mycket effekt tillgänglig under höglasterperioder diskuteras i Amundsen och Bergman (2007b).

<sup>50</sup> Vattenkraftbaserade kraftsystem är vanligen "energidimensionerade" i stället för "effektdimensionerade". Det betyder att det är det tillgängliga vattenflödet snarare än den installerade effekten i kraftverken som begränsar produktionsmöjligheterna.

tillgängligt för produktion (med kort varsel). Om kraftverket tas i bruk blir det dessutom en intäkt för den försålda elen. Den omfattande utbyggnaden av intermitterent kraft, i form av solkraft och vindkraft, i många länder har lett till en diskussion om hur effektbalansen bäst kan hanteras. En grundläggande fråga i sammanhanget är om statsmakterna via föreskrifter ska komplettera de existerande marknadsplatserna med en marknad för effekt eller om man ska överlåta till ”marknaden” att hantera problemet.

Om man väljer alternativet med en av statsmakterna föreskriven kapacitetsmarknad uppstår frågan om vem som ska vara köpare av effekt. En möjlighet är att systemoperatören, dvs. Svenska Kraftnät, får denna uppgift. I praktiken betyder då introduktionen av en marknad för effekt att den befintliga marknaden för reglerkraft ges en större roll på elmarknaden. En del av detta är att en större del av kraftproduktionen sannolikt skulle omsättas på reglermarknaden. En annan och viktigare del är att systemoperatören *de facto* skulle ta över en stor del av ansvaret för kraftindustrins investeringar. Detta ska ses mot bakgrund av att ett av de viktigaste målen med avregleringen av elmarknaden var att få till stånd ett system med marknadsbestämda investeringar i kraftindustrin.

En annan möjlighet är att varje kraftproducent åläggs att hålla en viss mängd effekt tillgänglig. Därmed skulle det uppstå en marknad för effekt där vissa kraftföretag är säljare och andra köpare. Exempelvis skulle ett kraftföretag med stor andel vindkraft i sin portfölj vara intresserade av att köpa ”säker” effekt från andra kraftföretag. Ytligt sett är detta ett mer marknadskonformt alternativ. Men det som skulle driva marknaden vore ändå systemoperatörens krav på hur mycket effekt som respektive kraftföretag skulle hålla tillgänglig.

Om man i stället överlåter till ”marknaden” att hantera problemet så kommer det att bli perioder med så höga elpriser att det skulle vara lönsamt att hålla kraftverk tillgängliga även om de bara tas i bruk ett fåtal timmar per år. Det är också troligt att rollfördelningen mellan de befintliga marknadsplatserna skulle ändras. Exempelvis är det troligt att handeln på Elbas skulle öka. Detta till följd av att variationerna i vindkraftproduktionen inte kan förutses med precision förrän någon timme innan den aktuella produktionstimmen. Det är också möjligt att det spontant skulle uppstå en marknad för effekt, dvs. att vissa kraftföretag mot

ersättning förbinder sig att kontinuerligt hålla en viss mängd tillgänglig. En, möjligen mycket viktig, konsekvens av återkommande perioder med mycket höga elpriser är en betydligt högre kortsiktig flexibilitet på efterfrågesidan.

Frågan om det behövs en kapacitetsmarknad rör det som brukar kallas "market design", dvs. elmarknadens uppbyggnad med avseende på marknadsplatser och rollfördelning mellan systemoperatören och marknadens övriga aktörer. Om introduktionen av vindkraft gör det nödvändigt att ändra elmarknadens "design" beror på hur omfattande vindkraftintroduktionen till slut blir. Om vindkraftproduktionen blir så stor som 30 TWh per år, vilket då torde motsvara 15–20 procent av kraftproduktionen i Sverige, är det sannolikt att incitamenten att hålla konventionell effekt tillgänglig behöver förstärkas.

Men detta betyder inte nödvändigtvis att statsmakterna måste förändra elmarknadens regelverk och föreskriva inrättandet av en kapacitetsmarknad. Förväntningar om återkommande perioder med mycket höga elpriser kommer att ge marknadens aktörer incitament att vidta åtgärder som gör att de faktiska pristopparna blir färre och lägre. Inte minst kan detta ske genom ökad kortsiktig flexibilitet på användningssidan.

### *Negativa priser*

Diskussionen hittills har gällt konsekvenserna av att vindkraftverken inte med säkerhet är i drift när efterfrågan på effekt är hög. Det finns också ett motsatt problem med vindkraften. Beroendet av vindförhållandena gör att vindkraftverkens samlade produktion kan vara hög under perioder då efterfrågan på el är låg. Om då den installerade effekten i vindkraftverk är tillräckligt stor så kan den vindkraftbaserade elproduktionen bli större än efterfrågan. Detta leder till att spotpriset faller mot noll, vilket borde leda till att vissa vindkraftverk tas ur drift.

Emellertid är det nuvarande subventionssystemet, som diskuteras mer ingående längre fram i rapporten, utformat så att ett bidrag utgår per producerad enhet el från vindkraftverk. Därmed kan det vara lönsamt för en vindkraftproducent att fortsätta produktionen även om spotpriset är negativt. Korta perioder med

negativa priser inträffar relativt regelbundet i Danmark och Tyskland och torde bli vanligare i takt med den fortsatta utbyggnaden av vindkraften

På sikt kan denna typ av överproduktion, dvs. produktion som leder till negativa priser, motverkas av nya former av elanvändning och energilagring, t.ex. för laddning av batterier. Negativa priser är förstas en anomali på elmarknaden, men det är inte uppenbart att det är ett allvarligt problem. I den mån som det är ett allvarligt problem kan stödet till vindkraften betingas av att spotmarknadspriset under den period som stödet avser måste vara positivt.

#### 4.1.9 Elhandel och hushållens elpriser

Av de olika slutanvändarna på elmarknaden är hushållen en särskilt betydelsefull grupp. Detta gäller inte minst för att utvecklingen av hushållens elpriser i hög grad beror på faktorer som inte är särskilt relevanta för industrier och andra större elförbrukare. En av dessa faktorer är beskattningen, där hushållens elanvändning är belagd med betydligt högre skatt än industrins elanvändning. Summan av elskatt och moms utgör ca 45 procent av hushållens elpris, medan kostnaden för den inköpta elen utgör ca 35 procent. Frågan om elbeskattningen diskuteras dock inte vidare i denna rapport.

En annan faktor är att hushållen, av naturliga skäl, utnyttjar de lokala elnäten i en helt annan utsträckning än den elintensiva industrin. Nätavgiften utgör därför ca 20 procent av hushållens elpris. Det betyder att regleringen av nätpriserna har en större betydelse för hushållen än för de elintensiva industriföretagen. En tredje faktor är att hushållen, till skillnad från den energiintensiva industrin, måste köpa elcertifikat i ett visst förhållande till sin elanvändning. Marknaden för elcertifikat behandlas i nästa avsnitt.

##### *Elhandel och kontraktsformer*

När elmarknaden i England och Wales reformerades var det inledningsvis bara de stora elanvändarna som fick delta i handeln, men steg för steg öppnades marknaden för kunder med allt lägre årlig elanvändning. I Sverige öppnades marknaden helt redan från början. Dock måste en kund som ville byta leverantör ha en

timmätare. Det var därför först i samband med den s.k. schablon-reformen<sup>51</sup> år 2000 som elmarknaden i praktiken öppnades helt.

För hushållens del innebar detta att man kunde byta leverantör eller byta typ av kontrakt med sin gamla leverantör. Dock var det inte något krav på att aktivt delta i marknaden. I stället kunde alla som så önskade behålla sin gamla leverantör och sitt gamla kontrakt. Dessa kontrakt kallades "tillsvidarekontrakt" och var i allmänhet utformade så att priset anpassades till marknadsläget med en viss tröghet.

Med tiden har allt fler hushåll tecknat nya kontrakt med sin gamla leverantör eller bytt leverantör. Totalt sett är nu rörligheten mellan leverantörer och kontraktsformer mycket betydande. Det har också utvecklats nya kontraktsformer som innebär en allt starkare koppling mellan spotmarknadspriserna och elpriset i hushållens kontrakt. Som nämndes tidigare är det en hög grad av konkurrens mellan elhandelsföretagen och det är förhållandevis lätt att etablera ett företag på denna marknad.

Detta till trots har (i januari 2014) 16,5 procent av elhandelsföretagens kunder fortfarande tillsvidareavtal.<sup>52</sup> Priserna i dessa avtal har i genomsnitt över lägre perioder varit högre än priserna i andra kontraktsformer. För den enskilde kunden kan dessa skillnader, på grund av att denne har en mycket låg elförbrukning, sakna väsentlig ekonomisk betydelse. Den summa som kunden kan spara är mindre än den upplevda kostnaden, i tid och engagemang, för att byta kontraktsform och/eller leverantör.

Emellertid finns det också kunder, som på grund av bristande kunskaper eller andra skäl, försummar möjligheterna att väsentligt sänka sina elkostnader genom att byta kontrakt eller leverantör. Frågan om, och i så fall hur, dessa kunder kan skyddas mot onödigt höga priser har diskuterats i olika sammanhang men det har hittills inte lett till några konkreta åtgärder. Om man nu, via någon form av reglering, skulle vilja göra något åt detta förhållande så finns det flera alternativ.

---

<sup>51</sup> Denna innebar att en kunds uppmätta förbrukning under en längre tidperiod fördelades över dygnets timmar enligt en schablon.

<sup>52</sup> Denna siffra innefattar dock kunder som i samband med flyttning inte hunnit teckna nytt kontrakt med en elleverantör, liksom kunder vars tidsbegränsade avtal löpt ut och som i väntan på att de ska teckna ett nytt avtal fått ett tillsvidareavtal.



Ett är att man, i likhet med vad som gjorts i Norge, inför ett standardkontrakt för "passiva" kunder med priser i nivå med vad som gäller i andra kontraktsformer. Emellertid skulle införandet av ett sådant standardkontrakt sannolikt försvaga alla kunders incitament att göra aktiva val på elmarknaden, vilket skulle leda till en begränsning av konkurrensen inom elhandeln. Lösningen av ett sannolikt litet problem skulle med andra ord skapa ett stort problem.

Ett annat alternativ, som snarare förstärker konkurrensen inom elhandeln, är att man inte ansluts till elnätet förrän man tecknat ett avtal med en elleverantör. Därmed tvingas alla att göra ett aktivt val av elleverantör och kontraktsform. Problemet med detta alternativ är att hushåll som byter bostad och som inte tecknat nytt elavtal i tillräckligt god tid riskerar att vara utan el under någon tid. Även detta ter sig som ett större problem än problemet med de "passiva" kunderna.

En åtgärd som i sammanhangets ter sig rimlig är att elleverantörerna åläggs att informera kunder med tillsvidarekontrakt och en årlig elförbrukning som överstiger t.ex. 10 MWh om vilka alternativa kontrakt som finns och vilka åtgärder som kunden måste vidta för att byta elkontrakt.

### *Reglering av elnätspriser*

Elnätsverksamhet betraktas på goda grunder som ett naturligt monopol. Av detta skäl är nätföretagens (maximala) intäkter reglerade. I Sverige var denna reglering länge ganska översiktlig och hade karaktären av *ex post* reglering, dvs. priser och leveransvillkor kunde prövas i efterhand av Energimarknadsinspektionen. En konsekvens av den "lätta" regleringen var att nätpriserna kunde skilja sig väsentligt mellan olika distributionsområden. Till en del berodde skillnaderna på skillnader i kostnader, men de reflekterade också skillnader mellan olika nätägares avkastningskrav och övergripande policy.

Som en del av harmoniseringen inom EU har emellertid Sverige övergått till s.k. *ex ante* reglering, dvs. en reglering som anger vad som ska gälla under en viss period framåt i tiden. Den nya regleringen innebär att den tillåtna intäktsramen under en

kommande fyraårsperiod räknas fram med utgångspunkt i ett antal parametrar. Av dessa är det två som är särskilt betydelsefulla.

Den första är definitionen av den s.k. kapitalbasen, dvs. de anläggningar och anläggningsdelar som är nödvändiga för nätverksamheten, och värderingen av denna. På den sistnämnda punkten har man valt att värdera kapitalbasen till nuanskaffningsvärde (till skillnad från historiskt anskaffningsvärde). Den andra särskilt viktiga parametern är den tillåtna reala avkastningen på kapitalbasen, dvs. på investeringar i näten. På denna punkt har man valt en stabil real räntesats som ligger i nivå med den långsiktiga realränteutvecklingen (plus ett risktillägg) snarare än den aktuella realräntan.

Med denna konstruktion liknar regleringen som kallas ”rate of return regulation” eller ROR. Det som kännetecknar ROR är bland annat att regleringen ger starka incitament till investeringar. Detta gäller särskilt om den tillåtna reala avkastningen är hög i förhållande till den risk som är förknippad med investeringarna.<sup>53</sup>

Det sistnämnda är viktigt eftersom nätföretagen har ett omfattande investeringsprogram för att dels skydda elledningarna från skador vid framtida stormar, dels ansluta vindkraftverk. Den relativt höga tillåtna reala avkastningen<sup>54</sup> på investeringar talar för att dessa investeringar kommer att komma till stånd och att Sveriges elnät kommer att ha en hög kvalitet. Men med stor sannolikhet innebär det också att nätpriserna kommer att stiga, inte minst inom områden där man tidigare haft mycket låga nätpriser. Detta gäller särskilt om utbyggnaden av vindkraften blir mycket omfattande.

Den aktuella debatten kring nätpriser och nätreglering speglar ett grundläggande dilemma vid regleringen av naturliga monopol med ansvar för en del av infrastrukturen. Å ena sidan är det ett samhällsintresse att elnäten håller en hög kvalitet så att kostsamma strömavbrott kan undvikas. Men för att detta mål ska vara långsiktigt uppfyllt måste man kontinuerligt göra ny- och underhållsinvesteringar i näten. Detta kan bara ske om avkastningen på

---

<sup>53</sup> Det pågår en tvist mellan nätföretagen och Energimarknadsinspektionen om takten i införandet av det nya systemet och vilken real avkastning på investeringarna som ska tillåtas.

<sup>54</sup> Energimarknadsinspektionens inställning är att denna avkastning bör vara 5,2 procent när systemet är helt implementerat. I ett utslag i Förvaltningsrätten i Linköping fastställdes den tillåtna avkastningen till 6,5 procent.

dessa investeringar är tillräckligt stor för att mobilisera det kapital som krävs. Men å andra sidan är det också ett samhällsintresse att nätpriserna, och nätföretagens vinster, inte är oskäligt höga.

En reglering som, likt den nya regleringen av nätverksamheten, tar sikte på företagets intäkter, värderar kapitalbasen till nuanskaffningsvärde och tillåter en hög real avkastning på kapitalbasen kan under vissa omständigheter leda till nätpriser och vinster i nätbolagen som många upplever som oskäliga. Samtidigt är det en reglering som med hög sannolikhet kommer att leda till hög kvalitet i elnäten, dvs. till färre strömavbrott, och underlätta utbyggnad av vindkraft. Frågan om vad som är den bästa avvägningen mellan värdet av hög kvalitet på infrastrukturen och inkomstfördelningen mellan nätföretagen och deras kunder är en politisk fråga. Från samhällsekonomisk synpunkt är nätregleringen i sina huvuddrag väl utformad, men det finns skäl att överväga vilken garanterad nivå på den reala avkastningen på kapitalbasen som är nödvändig för att finansiera ny- och underhållsinvesteringar i elnäten.

## 4.2 Marknaden för elcertifikat

### *Bakgrund och översiktlig beskrivning*

Ett av målen i den svenska energi- och miljöpolitiken är att öka andelen förnybar energi i den samlade energianvändningen. Definitionen av ”förnybar energi” skiljer sig något mellan olika länder, men de energislag som i den svenska energi- och miljöpolitiken anses vara förnybara är:

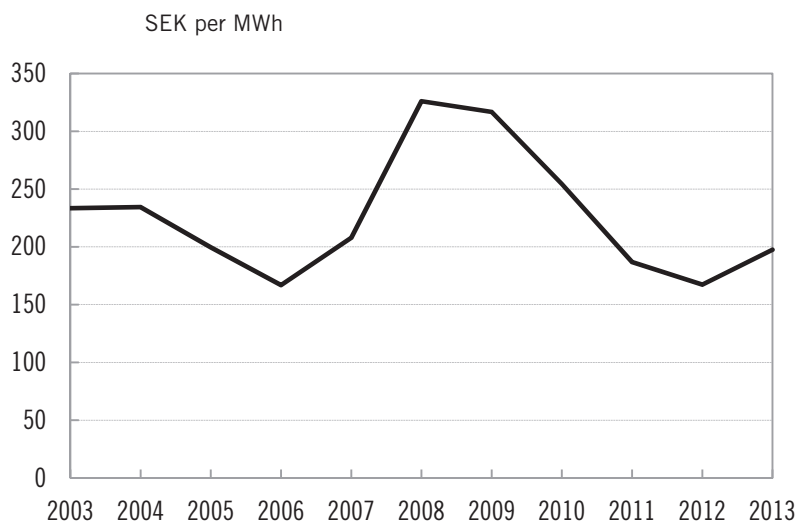
- Biobränslen (inklusive torv som används i kraftvärmeverk)
- Geotermisk energi
- Solenergi
- Vattenkraft
- Vindkraft
- Vågkraft.

Det viktigaste medlet för att realisera målet om ökad användning av förnybar energi är ett system med s.k. gröna certifikat, mer formellt benämnt elcertifikat. Den grundläggande idén är mycket enkel. För varje enhet ”grön” el får producenten ett certifikat som kan säljas på en marknad. Efterfrågan på certifikat bestäms av en reglering som innebär att en viss andel, ”kvotplikten”, av elkonsumtionen ska bestå av grön el. I praktiken innebär detta att varje elleverantör måste förvärva elcertifikat motsvarande den föreskrivna andelen grön el i kundernas elkonsumtion. Priset bestäms av utbud och efterfrågan på marknaden för elcertifikat

En marknad för elcertifikat etablerades i Sverige 2003. Inledningsvis var kvotplikten 7,4 procent, men den höjdes årligen enligt en i förväg annonserad plan och var 2012 hela 17,9 procent. Varje anläggning som producerar el med hjälp av det som definieras som förnybar energi erhåller ett elcertifikat per producerad MWh under en period på femton år. Under 2012 utfärdades elcertifikat motsvarande sammanlagt 21,4 TWh el. Av dessa avsåg 10,57 TWh biobränslebaserad el, 7,16 TWh vindkraftel och 3,55 TWh el från nya vattenkraftverk. Till detta kommer mycket små kvantiteter el baserad på sol respektive torv. Den befintliga vattenkraften omfattas inte av systemet.

Priset på elcertifikat har varierat mellan ca 150 SEK/MWh och ca 325 SEK/MWh (se Diagram 4.4). År 2012 var priset 201 SEK/MWh vilket vid en kvotplikt på 17,9 procent innebar en avgift på 3,6 öre/kWh (exklusive moms och transaktionskostnader) för slutkunden.

Diagram 4.4 Priser på elcertifikat



Källa: Energimyndigheten.

Från och med 2012 har elcertifikatsmarknaden utvecklats till en gemensam norsk-svensk marknad. Syftet med det norsk-svenska samarbetet på detta område är att mellan 2012 och 2035 öka den förnybara elproduktionen i respektive land med 13,2 TWh. Det betyder att det årliga utbudet av förnybar el på den nordiska elmarknaden fram till 2035 ska öka med 26,4 TWh. Som en anpassning till detta mål har planen för den svenska kvotplikten reviderats till 13,5 procent för 2013, dvs. betydligt lägre än för 2012. Kvotplikten ökar över tiden och når 19,5 procent 2020, för att sedan falla kontinuerligt till 0,8 procent år 2035.

Att elcertifikatmarknaden är gemensam för Norge och Sverige innebär att norska och svenska elkonsumenter till lika delar finansierar det ökade utbudet av förnybar el. Var den ökade produktionen sker och på vilket energislag som den baseras bestäms dock av marknaden, dvs. av de relativa kostnaderna för olika slag av förnybar energi i respektive land.

#### *Översiktlig utvärdering av systemet med elcertifikat*

Stöd till förnybar elproduktion innebär på kort sikt, allt annat lika, en snedvridning av konkurrensen mellan olika alternativ för

elproduktion. Det finns många olika motiv för att stödja förnybar elproduktion, men det i ett samhällsekonomiskt perspektiv vanliga motivet bygger på att inledningsvis höga kostnader kan sänkas om produktionen når en viss nivå. När det gäller ny teknik finns det också en kostnadssänkande effekt av "learning by doing". Med andra ord förväntas den förnybara produktionen bli konkurrenskraftig om produktionen kommer upp i en viss nivå och om man kan dra lärdom av erfarenheter under uppbyggnadsfasen. Men om dessa förväntningar inte realiserar så förblir stödet till förnybar elproduktion en snedvridning av konkurrensen på elmarknaden.

Det finns flera olika möjliga system för stöd till förnybar energi och från samhällsekonomisk synpunkt har de alla både nackdelar och förtjänster. Två egenskaper hos stödsystem är särskilt betydelsefulla. Den ena är i vilken utsträckning som systemet skapar förutsättningar för innovationer och ny teknik. Den andra är i vilken utsträckning som systemet är flexibelt i förhållande till utbuds- och efterfrågeförhållandena på elmarknaden.

När det gäller innovationer och ny teknik handlar det i praktiken om att inkludera så många alternativ som möjligt i gruppen av stödberättigade former av förnybar elproduktion. Om gruppen begränsas till ett eller ett fåtal alternativ, dvs. att man försöker "pick winners", är det risk för att en kortsiktig ökning av den förnybara elproduktionen sker till priset av en långsiktig sämre utveckling i detta avseende. Med andra ord kan något av de utslutna alternativet ha en inledningsvis kraftigt underskattad utvecklingspotential som inte utnyttjas därför att sämre alternativ subventioneras.

I detta avseende är elcertifikatsystemet mycket bra. Listan över stödberättigade alternativ är lång och innehåller alternativ som i dagsläget är i ett mycket tidigt utvecklingsskede. Detta är dock inte något unikt för certifikatsystemet som sådant. Både investeringsstöd och s.k. "feed-in tariffs", dvs. ett fast bidrag per producerad enhet förnybar el, kan utformas så att många alternativ är stödberättigade.

Elcertifikatsystemet är också bra med avseende på systemets flexibilitet i förhållande till läget på elmarknaden. Närmare bestämt är, med detta system, lönsamheten av att investera i förnybar elproduktion beroende av det aktuella och förväntade läget på elmarknaden. Om efterfrågan på el stiger så stiger elpriset vilket

gör det lönsammare att investera i alla former av ny kraftproduktion. Men med ökad efterfrågan på el följer ökad efterfrågan på elcertifikat, vilket gör att priserna på dessa stiger och att lönsamheten av att investera i förnybar elproduktion ytterligare förstärks. Om efterfrågan på el däremot utvecklas långsammare än väntat, så verkar dessa krafter i motsatt riktning.

Detta kan jämföras med situationen i Tyskland. Där har man ett system med s.k. "feed-in tariffs" som innebär att förnybar el ersätts med fasta belopp per producerad enhet. För landbaserade vindkraftverk är bidraget för närvarande (våren 2014) 80 €/MWh, medan havsbaserad vindkraft stöds med 150 €/MWh. Kostnaden för dessa bidrag läggs på elpriserna. Eftersom bidraget per producerad enhet förnybar el är konstant så påverkas inte lönsamheten av investeringar i förnybar elproduktion av fallande, eller stigande, marknadspriser på el. Med andra ord är lönsamheten av investeringar i förnybar el oberoende av läget på elmarknaden. Systemet skapar således incitament till samhällsekonomiskt olönsamma investeringar på ett sätt som inte är fallet med elcertifikatsystemet. Dock finns det problem även med certifikatsystemet.

Ett generellt problem med stöd som utgår per producerad enhet är att det i driftskedet påverkar rangordningen mellan olika kraftslag. Som tidigare nämnts är detta speciellt problematiskt när det gäller vindkraft, där produktionen i ett företagsekonomiskt perspektiv är lönsam även om marknadspriset på el är negativt. Med andra ord tvingas elkonsumenterna att betala för el som ingen vill ha.

Ett mer specifikt problem har att göra med målet om 13,2 TWh ny förnybar elproduktion. Samtidigt som målet är i absoluta termer så är stödsystemet inriktat på andelen förnybar el i den samlade elkonsumtionen. Planen för kvotpliktens utveckling är anpassad så att målet ska nås vid den förväntade utvecklingen av elkonsumtionen. Men om den faktiska elkonsumtionen blir en annan så kommer inte målet att nås (eller eventuellt överträffas). Tekniskt ska detta problem lösas genom återkommande revideringar av planen för kvotplikternas utveckling. Men den ekonomiska konsekvensen av detta är en högre grad av osäkerhet om prisutvecklingen för elcertifikat.

Det är inte heller säkert att man kan nå målet om 13,2 TWh förnybar elproduktion genom att anpassa kvotplikterna. Om efterfrågan på el stagnerar så växer inte den förnybara elproduktionen i den planerade takten. Det framstår då som nödvändigt att höja kvotplikten. Därmed ökar efterfrågan på förnybar el, vilket leder till ökade investeringar och ökad produktion av förnybar el. Detta dämpar prisutvecklingen på elmarknaden, men den högre kvotplikten i förening med den dyrare förnybara elen gör att elpriset i slutanvändarledet ändå kan öka och efterfrågan dämpas. Under vissa omständigheter kan resultatet alltså bli att den högre kvotplikten leder till minskad produktion av förnybar el.

Med andra ord finns det en inkonsistens mellan mål och medel när det utbyggnaden av den förnybara elproduktionen. Dock har den ökade kvotplikten hittills lett till ökad produktion av förnybar el.

#### *Fyller stödet till vindkraften sin funktion?*

Mot bakgrund av det här förda resonemanget kan man göra ett par observationer kring prisutvecklingen för elcertifikat. Om stödet, via skalfördelar och "learning by doing", leder till över tiden sänkta kostnader för förnybar el så borde priserna på elcertifikat uppvisa en nedåtgående trend. Samtidigt borde systemets flexibilitet i förhållande till marknadsläget innebära att priserna varierar med efterfrågans utveckling. Med andra ord borde priserna på elcertifikat stiga när efterfrågan stiger och falla när efterfrågan dämpas. Priserna kan också väntas stiga under perioder då kvotplikten ökar snabbt.

Den observerade (se Diagram 4.4) prisutvecklingen ger visst stöd för den sistnämnda hypotesen. Mellan 2006 och 2009 ökade kvotplikten från 12,6 procent till 17,0 procent och under denna period steg priserna på elcertifikat från 167 SEK/MWh till 293 SEK/MWh. Vidare föll priserna åren därefter när kvotplikten låg konstant på nivån 17,9 procent. Eftersom efterfrågan på el vuxit mycket långsamt sedan 2003 kan man inte dra några slutsatser om hur priserna på elcertifikat kortsiktigt samvarierar med efterfrågan på el.



Emellertid kan man inte heller urskilja någon negativ trend i prisutvecklingen på marknaden för elcertifikat. Möjligen är tio år en alltför kort period för att stödets kostnadssänkande effekter ska hinna uppstå, men på längre sikt borde en sådan trend finnas för att stödet ska framstå som samhällsekonomiskt motiverat.

### 4.3 Fjärrvärmemarknaden

Fjärrvärme spelar en viktig roll i det svenska energisystemet. Från användarnas synpunkt är fjärrvärme ett bekvämt alternativ för uppvärmning av bostäder och lokaler. Från samhällets synpunkt ger fjärrvärmenäten och de anslutna kundernas värmeanvändning underlag för storskaligt utnyttjande av biobränslen, avfall och industriell spillvärme. Detta är en viktig orsak till att olja nästan helt ersatts av andra energislag i uppvärmningen av bostäder och lokaler. Fjärrvärmenäten ger också underlag för kraftvärme, dvs. kombinerad produktion av el och värme. För närvarande producerar kraftvärmeverk anslutna till fjärrvärmenät 9–12 TWh el per år. Den kombinerade produktionen innebär att använda bränslen utnyttjas med hög verkningsgrad, vilket bl.a. begränsar utsläppen av föroreningar.

#### *Fakta om de svenska fjärrvärmemarknaderna*

Fjärrvärme definieras i fjärrvärmelagen som ”distribution i rörledning av hetvatten eller annan värmebärare för uppvärmning, om en obestämd grupp inom ett visst geografiskt område får anslutas till verksamheten”. Det första fjärrvärmesystemet i Sverige etablerades i Karlstad 1948. Andra kommuner följde efter under 1950-talet, men det var först på 1960-talet som utbyggnaden av fjärrvärmenät på allvar tog fart i landets kommuner. Således växte de årliga fjärrvärmeleveranserna från ca 5 TWh 1965 till nära 50 TWh 2000. Därefter har tillväxten emellertid i stort sett upphört.

Fram till början av 1980-talet var så gott som all produktion av fjärrvärme baserad på olja, men efter de stora oljeprisstegringarna 1973–74 och 1979 inleddes en långtgående omställning. Denna har, som nämndes ovan, lett till en nästan total avveckling av olja som bränsle i fjärrvärmeproduktionen. Det är främst biobränslen, avfall

och torv som ersatt oljan. Tillsammans svarar dessa energislag för ca 70 procent av fjärrvärmeproduktionen, medan värmepumpar svarar för knappt 10 procent och industriell restvärme för 5 procent. Återstoden baseras på kol, gas, el eller olja.

Det har också skett stora förändringar när det gäller ägande och ledning av fjärrvärmeföretagen. Inledningsvis var produktion av fjärrvärme uteslutande en kommunal angelägenhet och prissättningen skedde efter självkostnadsprincipen. I samband med elmarknadsreformen 1996 infördes ett krav som innebar att fjärrvärmeverksamheten skulle drivas på affärsmässiga grunder. Detta ledde till en omstrukturering av branschen som bl.a. innebar att ca 70 kommunala energiföretag såldes till privata företag. Samtidigt blev det möjligt för kommunala fjärrvärmeföretag att bedriva verksamhet i angränsande kommuner. Därmed kom en betydande del av fjärrvärmen att prissättas enligt affärsmässiga principer. Tabell 4.3 ger en bild av företagsstrukturen på fjärrvärme-marknaden.

Tabell 4.3 Fjärrvärmeföretag och fjärrvärmeleveranser 2009

	Antal fjärrvärmenät	Fjärrvärmeleverans, TWh	Andel av totala leveranser, %
<b>Privata och statliga företag</b>			
Fortum Värme	21	9,2	18
E.ON Värme	53	5,3	11
Vattenfall	14	2,9	6
Rindi Energi	14	0,35	0,7
Statkraft	4	0,20	0,4
Neova	10	0,22	0,4
Lantmännen	7	0,09	0,2
<b>Summa</b>	<b>123</b>	<b>18,6</b>	<b>37</b>
<b>Kommunala företag med verksamhet i angränsande kommuner</b>			
Mälarenergi	3	1,8	4
Tekniska verken Linköping	6	1,4	3
Öresundskraft	3	1,0	2
Lunds Energi	3	0,9	2
Umeå Energi	5	0,9	2
Skellefteå Kraft	18	0,6	1
Övriga	14	1,6	2,8
<b>Summa</b>	<b>52</b>	<b>8,3</b>	<b>17</b>
<b>Övriga kommunala företag</b>	<b>231</b>	<b>22,9</b>	<b>46</b>
<b>Totalt</b>	<b>406</b>	<b>22,9</b>	<b>100</b>

Källa: Svensk Fjärrvärme

Som indirekt framgår av tabellen är flertalet fjärrvärmemarknader små, dvs. utgör en liten del av den samlade fjärrvärmeverksamheten. Det framgår också att många företag driver ett antal olika fjärrvärmenät. Däremot levererar inte flera fjärrvärmeföretag till ett och samma fjärrvärmenät, även om det på flera håll förekommer lokala samarbeten med närliggande industrier.

#### *Förutsättningar för konkurrens*

De lokala fjärrvärmesystemen är vertikalt integrerade monopol, dvs. ett företag äger och driver både produktion och distribution av fjärrvärmevärme. Grunden för denna marknadsstruktur är att distributionen av fjärrvärme är ett naturligt monopol, dvs. kostnaden för ett fjärrvärmenät är lägre än kostnaden för två eller

flera fjärrvärmenät som tillsammans har samma kapacitet. I princip skulle man dock kunna separera produktion och distribution och således öppna för konkurrens i produktionen av fjärrvärme. Med andra ord skulle man kunna strukturera om fjärrvärmemarknaderna på samma sätt som skett på elmarknaden.

Ett förhållande som talar mot en sådan reform är att det finns skalfördelar i produktionen av fjärrvärme. Det skulle alltså behövas en stor efterfrågan på fjärrvärme för att flera konkurrerande fjärrvärmeproducenter skulle kunna utnyttja dessa skalfördelar. Frågan om ökad konkurrens på fjärrvärmemarknaderna var för några år sedan föremål för en statlig utredning, "Fjärrvärme i konkurrens" (SOU 2011:44). Utredningen ledde till förslag om regler som skulle ge konkurrerande företag rätt att utnyttja befintliga fjärrvärmenät, dvs. i princip samma typ av regler som på elmarknaden. Detta ledde så småningom till att regeringen i en proposition (2013/14:187) föreslog införandet av s.k. reglerat tillträde. Innebörden är att nya aktörer ska få rätt att ansluta sig till befintliga fjärrvärmenät.

När det gäller "nätverksindustrier" som t.ex. telekom, järnväg, el och fjärrvärme finns det två typer av konkurrens. Den ena är konkurrens inom ett nät, dvs. flera olika aktörer har tillträde till ett och samma nät och konkurrerar där om de kunder som är knutna till nätet i fråga. Detta är den form av konkurrens som exempelvis finns på elmarknaden. Den andra formen av konkurrens är om ensamrätten till ett nät. Det är en typ av konkurrens som är vanlig inom t.ex. linjesjöfart och som i praktiken gäller för de svenska lokala elnäten.

Förutsättningarna för konkurrens inom de olika fjärrvärmenäten är i allmänhet inte särskilt goda även om rätten för nya aktörer att få tillträde till näten skapar bättre förutsättningar för konkurrens. Frågan är då om det finns förutsättningar för konkurrens om fjärrvärmenäten. Som framgår av Tabell 4.3 är det vanligt att ett och samma företag äger och driver flera fjärrvärmenät. Uppbygganden av dessa "portföljer" skedde när många kommuner sålde sina fjärrvärmenät. Under detta skede var det uppenbarligen konkurrens om fjärrvärmenäten. Med de ägarförhållanden som då etablerades är emellertid konkurrensen om fjärrvärmenäten i dagsläget mycket begränsad.

För att denna typ av konkurrens ska vara effektiv bör nämligen ägande och drift av fjärrvärmenäten vara separerade och rätten att driva näten tidsbegränsas. Olika aktörer kan då konkurrera om rätten att under en viss tidperiod driva ett fjärrvärmenät. Men med utförsäljningen av de kommunala fjärrvärmenäten försvann i praktiken möjligheten att skapa denna typ av konkurrens inom fjärrvärmeområdet. Det betyder att priserna på fjärrvärme, i frånvaro av effektiv konkurrens, borde vara föremål för reglering.

Någon reglering av fjärrvärmepriserna finns dock inte även om en sådan har föreslagits av Energimarknadsinspektionen. Regeringen valde att inte gå vidare med detta förslag, utan överlät till marknaden parter att inom ramen för den s.k. Prisdialogen utveckla principer för prissättningen som stärker konsumenternas ställning på marknaden. Nyligen har Energimarknadsinspektionen fått i uppdrag att övervaka dessa förhandlingar i syfte att säkerställa de resultat som regeringen önskar se. Givet de objektiva förutsättningarna vore det naturliga emellertid att reglera fjärrvärmeverksamhet enligt samma allmänna principer som elnäten regleras. I båda fallen handlar det om naturliga monopol och i båda fallen är konkurrensen om näten bristfällig.

#### *Priser och ökad konkurrens för fjärrvärmerna*

Att fjärrvärmemarknaderna är vertikalt integrerade monopol betyder dock inte att de saknar konkurrens. Längre var elvärme den främsta konkurrenten, men under senare år har bergvärme i förening med värmepumpar blivit en allt viktigare konkurrent. Till detta kommer att nya byggnader är betydligt energieffektivare än det befintliga beståndet, vilket innebär att efterfrågan på fjärrvärme växer mycket långsamt eller stagnerar. Den ökade användningen av värmepumpar har medfört att efterfrågans tidsfördelning ändrats. Det är fortsatt hög efterfrågan under årets kallaste period men under andra delar av året är efterfrågan lägre.

Detta är ett bekymmer för fjärrvärmeföretagen som måste hålla den kapacitet som behövs för att tillgodose efterfrågan under kalla dagar. Det betyder att de fasta kostnaderna inte kan reduceras även om efterfrågan på årsbasis faller. Kortsiktigt innebär detta att fjärrvärmeföretagens tariffer bör anpassas till den nya marknads-

situationen. Från samhällsekonomisk synpunkt är det då viktigt att priserna på fjärrvärme, särskilt under årets kalla dagar, reflekterar de relevanta marginalkostnaderna. Om fjärrvärmepriserna under de kalla dagarna är lägre än de relevanta marginalkostnaderna framstår investeringar i bergvärme och värmepumpar som privatekonomiskt lönsamma trots att de kan vara samhällsekonomiskt olönsamma. Högre priser under höglastperioden kan, genom att hålla tillbaka övergången till konkurrerande energiformer, paradoxalt nog öka efterfrågan på fjärrvärme.

Fjärrvärmeanvändningens framtida utveckling har stor betydelse för möjligheterna att öka andelen förnybara bränslen i det svenska energisystemet. I detta perspektiv finns det emellertid en konflikt mellan målet om effektivare energianvändning och målet om högre andel förnybar energi. Energianvändningen kan effektiviseras inom alla samhällssektorer, men möjligheterna till energieffektivisering ter sig särskilt stora inom bebyggelsen. Effektivare energianvändning i denna sektor leder till lägre efterfrågan på fjärrvärme. Samtidigt är det just inom produktionen av fjärrvärme som möjligheterna att utnyttja förnybara bränslen är särskilt goda. Det är alltså en betydande risk för att framgångsrik energieffektivisering bromsar övergången till förnybara energilag.

#### **4.4 Ömsesidiga samband mellan el-, certifikat- och fjärrvärmemarknaderna**

Hittills har marknaderna för el, elcertifikat och fjärrvärme behandlats som separata marknader utan ömsesidiga inbördes relationer. Samtidigt finns det en betydande interdependens mellan dessa marknader. Priset på el påverkar fjärrvärmemarknaden via kraftvärmeverkans och elpannornas lönsamhet samtidigt som kraftvärmeverkens lönsamhet påverkas av efterfrågan på fjärrvärme. Efterfrågan på el påverkar efterfrågan och priser på elcertifikat, vilket i sin tur påverkar kraftvärmeverkans lönsamhet. Utan att föra resonemanget vidare kan man konstatera att åtgärder som rör någon av de tre marknaderna i allmänhet får effekter också på de två andra marknaderna.

## 5 Sammanfattning och slutsatser

I början av 1970-talet var den svenska energiförsörjningen i hög grad beroende av den internationella oljemarknaden och de svenska energipriserna hade en nära koppling till de internationella oljepriserna. Så är det inte längre, även om bensin och diesel fortfarande är de dominerande bränslena i transportsektorn. Men när det gäller el- och värmeförsörjningen har oljan nu en mycket marginell roll. När det gäller elpriserna finns en viss koppling till de internationella kolpriserna, medan fjärrvärmeprisernas beroende av de internationella energimarknaderna är obetydligt.

Det som gjort denna omvandling av det svenska energisystemet möjlig är utbyggnad av kärnkraft och ökad användning av bio-bränslen. Samtidigt har marknaden för el blivit en internationell marknad, som sträcker sig över hela Norden (utom Island) och har kopplingar till Tyskland, Polen, de baltiska länderna och Ryssland. Utvecklingen på denna internationella marknad påverkas av en annan internationell marknad, en marknad som man i början av 1970-talet knappast kunde föreställa sig: Den europeiska marknaden för utsläppsrätter.

Denna rapport handlar om ”de svenska energimarknaderna”. Närmare bestämt de energimarknader som med hänsyn till den svenska ekonomin är betydelsefulla. Som redan framgått är dessa marknader inte särskilt ”svenska”. Elmarknaden sträcker sig långt utanför Sveriges gränser medan fjärrvärmemarknaden består av ett antal lokala marknader. Marknaden för utsläppsrätter omfattar hela EU, medan marknaderna för bensin, diesel och andra oljeprodukter, liksom marknaderna för kol och gas, är delar av globala marknader. Men de priser som bestäms på dessa marknader är i högsta grad ”svenska”, dvs. de är priser som betalas av svenska företag och hushåll.

*Internationella priser på olja, gas och kol*

Under lång tid har den förväntade och faktiska utvecklingen på den internationella oljemarknaden inneburit stigande priser. Samtidigt har priserna på gas varit kopplade till oljepriserna. Priserna på kol har däremot bestämts av utbuds- och efterfrågeförhållandena på den internationella kolmarknaden. Som diskuterades i avsnitt 3 har emellertid den snabba exploateringen av skiffergas i USA, "the shale gas revolution", på kort tid skapat nya förutsättningar för prisutvecklingen på de internationella marknaderna för fossila bränslen. Nu är det förväntningar om ökande utbud snarare än ökande efterfrågan som dominerar. Med detta följer stagnerande eller till och med fallande priser på fossila bränslen under det närmaste decenniet.

Samtidigt finns det faktorer som kan leda till ökad efterfrågan på fossila bränslen. En av dessa hänger samman med kärnkraftens framtid i Japan. På kort sikt har stängningen av de japanska kärnkraftverken där lett till ökad användning av fossila bränslen. Om få eller inga kärnkraftverk återstartas blir denna situation bestående under en längre tid, vilket bland annat betyder att mycket av den gas som skulle ha exporterats till USA går till Japan i stället för till Europa.

En annan, liknande faktor är den tyska "Energiewende" där avvecklingen av kärnkraft är en mycket väsentlig del. Även om ambitionen är att ersätta kärnkraften med förnybar el, så har programmet inledningsvis lett till ökad användning av kol.

På utbudssidan är det naturligtvis situationen i Ukraina som står i fokus. En sida av saken är ökad osäkerhet om den framtida exporten av gas från Ryssland till EU-länderna. En annan är de konsekvenser som detta kan ha för exploateringen av skiffergas i Europa, främst Polen.

Utvecklingen på de internationella marknaderna för fossila bränslen beror också på återhämtningen i den globala ekonomiska tillväxten, särskilt i länder som Kina där tillväxten på marginalen är mer energiintensiv än i Västeuropa och USA. Men även här spelar utvecklingen i Ukraina roll. Dock ligger det utanför ramen för denna rapport att mer ingående analysera de geopolitiska aspekterna på Ukrainakrisen och dess konsekvenser för världsekonomins utveckling.



Sammantaget är ”basscenariet” stagnerande eller fallande priser på de internationella marknaderna för fossila bränslen, medan de flesta alternativa scenarier innebär stigande priser. Samtidigt spelar, som sagt, dessa priser numera en relativt liten roll för de svenska energiprisernas utveckling.

### *Elmarknaden*

Elmarknaden är ur många perspektiv den viktigaste energimarknaden. En stor och växande del av energianvändningen sker i form av elanvändning. Samtidigt är elmarknaden komplex och kanske därför ofta omdebatterad. Trots att elmarknaden avreglerats är det en marknad där staten spelar en stor roll, både som regelsättare och som ägare av det största företaget. Den omställning av energisystemet som är det centrala målet i den svenska energi- och miljöpolitiken innebär i hög grad en omställning av kraftindustrin och en förändring av viktiga förhållanden på elmarknaden. Av dessa skäl har en stor del av denna rapport ägnats åt elmarknaden.

I ett samhällsekonomiskt perspektiv finns det två grundläggande villkor som måste vara uppfyllda för att en marknad kan sägas fungera effektivt. Det ena är att det alltid ska finnas ett (ändligt) pris till vilken man kan köpa eller sälja varan i fråga. När det gäller el betyder detta att det kontinuerligt ska vara balans mellan utbud och efterfrågan på el vid priser som bestäms på de etablerade marknadsplatserna, inklusive reglermarknaden. I detta avseende fungerar den avreglerade elmarknaden definitivt väl. De farhågor som en gång fanns om att fri handel på marknader inte skulle kunna ersätta den centrala styrningen av elmarknaden har utan tvekan kommit på skam.

Det andra villkoret för att en marknad ska vara samhällsekonomiskt effektiv är att de priser som bildas är lika med de relevanta marginalkostnaderna, inklusive miljökostnader, och att dessa kostnader är så låga som möjligt. Teori och praktik talar för att konkurrens mellan ett tillräckligt antal producenter leder till både kostnadseffektivitet och små eller obefintliga skillnader mellan priser och marginalkostnader. Det väsentliga hindret mot denna typ av effektivitet är att någon eller några producenter, i kraft av sin storlek, har och missbrukar marknadsstyrning.

Slutsatsen av diskussionen i avsnitt 4 om marknadsmakt på elmarknaden var att den långt gångna integrationen av de nordiska ländernas elmarknader gör att inget i Sverige verksamt kraftföretag har väsentlig marknadsmakt. Dock kan enskilda företag ha betydande marknadsmakt under de korta perioder då flaskhalsar i transmissionsnäten begränsar den relevanta marknadens geografiska utsträckning. Samtidigt konstaterades att det är den förhållandevis stora kapaciteten i överföringsförbindelserna till Sveriges grannländer som gör att marknadsmakt inte är ett problem på elmarknaden.

Det betyder att en fortsatt hög grad av konkurrens på elmarknaden förutsätter att kapaciteten i transmissionsnäten och utlandsförbindelserna förblir tillräckligt stor. Mot den bakgrunden bör man överväga att sänka avkastningskraven på investeringar i transmissionsnät och utlandsförbindelser. Närmare bestämt skulle man kunna reducera det vanliga avkastningskravet med en "konkurrensbonus". Hur stor denna bör vara och hur den ska beräknas kräver emellertid fortsatta överväganden.

Sammantaget är slutsatsen av den här genomförda analysen att elmarknaden i ett samhällsekonomiskt perspektiv fungerar väl. Samtidigt måste elmarknaden vidareutvecklas för att kunna förbli effektiv i ljuset av ändrade förhållanden. Men dessa reformer bör inte ha formen av nya eller ändrade regleringar. I stället bör det vara ett resultat av en kontinuerlig institutionell konkurrens, dvs. löpande utvärderingar inom kraftindustrin och relaterade företag av vilka institutioner i form av marknadsplatser och kontraktsformer som är effektiva.

Även om elmarknaden från samhällsekonomisk synpunkt fungerar väl så är den mediala bilden av elmarknaden en helt annan. Där framställs elmarknaden regelmässigt som ett oligopol och närhelst elpriserna stiger tolkas detta som att företagen utövar marknadsmakt. Paradoxalt nog skapar fallande elpriser sällan någon medial uppmärksamhet.

Det finns flera skäl till denna diskrepans mellan utfallet av en samhällsekonomisk analys och medias bild av elmarknaden. En nog så viktig förklaring är det sätt på vilket Energimyndigheten redovisar data om elmarknaden. Det naturliga vore att man genomgående redovisade data om den integrerade Nordiska elmarknaden. Så är dock inte fallet. I stället får man lätt uppfattningen att "den

svenska elmarknaden” är en avgränsad marknad med ett fåtal stora kraftföretag som dominerande aktörer.

Till detta kommer att många som från olika utgångspunkter kommenterar elmarknaden och elprisernas utveckling har andra bedömningskriterier än de som används i en samhällsekonomisk utvärdering. Exempelvis anser många kommentatorer att det inte är rimligt att elpriserna i producentledet bestäms av marginalkostnaderna, särskilt som dessa i allmänhet är betydligt högre än kraftindustrins genomsnittskostnader. Men om man vill att landets resurser ska användas på mest effektiva sätt så ska elpriserna vara lika med marginalkostnaderna. Elpriser lika med genomsnittskostnaderna i kraftindustrin skulle dels leda till högre efterfrågan på el, dels minskat utbud av el. Det sistnämnda beroende på att den marginella kapacitet som behövs för att täcka efterfrågan under höglastperioder skulle bli olönsam och på sikt avvecklas.

#### *Regleringen av nätpriser*

Elpriserna i slutanvändarledet beror emellertid inte bara på priserna i producentledet. Skatter spelar en stor roll, men också nätavgifterna är viktiga. När det gäller nätavgifterna handlar det emellertid inte om marknadens effektivitet utan om utformningen av den reglering som styr nätföretagens intäktsramar. En viktig parameter i den nya regleringsmodell som håller på att implementeras är den tillåtna reala avkastningen på nätföretagen s.k. kapitalbas. I ett samhällsekonomiskt perspektiv bör denna avkastning vara tillräckligt hög, men inte högre än vad som krävs för att mobilisera det kapital som behövs för investeringar i elnäten.

Innan den nya regleringsmodellen infördes lät Energimarknadsinspektionen två revisionsföretag analysera frågan om vilken nivå på den tillåtna reala avkastningen som vore lämpligt. Båda företagen angav ett intervall inom vilket den sökta realräntan borde ligga. Energimarknadsinspektionen valde mittpunkten i de föreslagna intervallen, vilket innebar att den tillåtna reala avkastningen fastställdes till 5,2 procent. Eftersom den långsiktiga ”riskfria” realräntan kan bedömas vara omkring 3 procent, innebar detta en riskpremie på 2,2 procent. I en dom i Förvaltningsrätten i Linköping i samband med en tvist mellan Energimarknads-

inspektionen och ett antal nätföretag fastslås emellertid att den tillåtna reala avkastningen i stället bör vara 6,5 procent. Detta innebär en riskpremie på ca 3,5 procent, vilket ter sig som alltför högt.

#### *Vindkraften och kraftindustrins investeringar*

Ett av de viktigaste motiven för 1990-talets elmarknadsreformer världen över var att få marknadsbaserade investeringar i kraftindustrin. Tidigare hade bland annat olika tekniska kriterier för driftsäkerhet lett till överkapacitet i kraftindustrin. De senaste årens utveckling, i Sverige liksom i EU som helhet, är att kraftindustrins investeringar i allt högre grad kommit att styras av subventioner till förnybar elproduktion. Det betyder att den kompetens som finns inom kraftindustrin när det gäller utbyggnaden av produktionsapparaten åtminstone delvis ersatts av politiska bedömningar. Regering och riksdag är självfallet i sin fulla rätt att styra kraftindustrins investeringar, men man kan ändå fråga sig om den stora elmarknadsreformen var motiverad om kraftindustrins investeringar ändå ska styras av politiska beslut.

För svensk del leder subventioneringen av förnybar el till en omfattande utbyggnad av vindkraft. En konsekvens av detta, som diskuterades i avsnitt 4, är att drifttiderna i baskraftverken blir kortare och att det därför krävs högre priser under höglastperioder för att undvika brist på kapacitet under dessa perioder. Denna problematik skärps när kärnkraftverken så småningom avvecklas. Samtidigt är det osäkert vad ”så småningom” i detta sammanhang innebär. I kraftindustrin talar man om att de befintliga kärnkraftverken har en teknisk och ekonomisk livslängd på 50 år. Men de strikta (och väl motiverade) säkerhetskraven, eventuellt i förening med betydligt högre kärnavfallsavgifter, gör att ett eller flera kärnkraftverk kan komma att tas ur drift efter färre än 50 driftsår.

Storskalig introduktion av vindkraft innebär en stor utmaning för elmarknaden. Internationellt förs det en diskussion om behovet av s.k. kapacitetsmarknader när inslaget av intermitterande kraft ökar. Slutsatsen av det resonemang som fördes i avsnitt 4 var emellertid att en sådan åtgärd skulle innebära ytterligare en styrning av kraftindustrins investeringar. I stället förordades en ökad acceptans

för perioder med mycket höga elpriser. En sådan ordning skulle inte minst skapa incitament på efterfrågesidan att öka elanvändningens kortsiktiga flexibilitet.

När det gäller prisutvecklingen på elmarknaden under det närmaste decenniet har det redan konstaterats att prishöjande impulser från de internationella marknaderna för fossila bränslen är relativt osannolika. Slutsatsen av diskussionen i avsnitt 3 om EU ETS var att stora prishöjningar på utsläppsrätter inte heller ter sig sannolika. Det betyder att elprisutvecklingen främst kommer att styras av utbuds- och efterfrågeförhållandena i de nordiska länderna.

Slutsatsen av diskussionen i avsnitt 2 om efterfrågans utveckling i Sverige var att en snabb ökning under det närmaste decenniet vid nuvarande prisnivå inte är sannolik. Det som kan driva på efterfrågan är främst fallande elpriser i slutanvändarledet. Men även om elpriserna i producentledet faller är det troligt att tillkommande skatter och nätavgifter gör att man bör räkna med i stort sett konstanta elpriser i konsumentledet, låt vara med årliga variationer som reflekterar variationer i temperatur och nederbörd.

#### *Stödet till förnybar el*

Stödet till förnybar el sker främst genom elcertifikatsystemet. Detta fungerar väl, men bör ändras så att bidrag till förnybar el inte kan utgå under perioder då spotmarknadspriserna är mycket låga eller negativa. Det är också viktigt att stödsystemets effekter på kostnaderna för förnybar el utvärderas. Avsikten med systemet är, eller borde i alla fall vara, att stödja de olika formerna av förnybar el fram till en tidpunkt då skaleffekter och ”learning by doing” har gjort dessa alternativ konkurrenskraftiga på marknadens villkor. Om det skulle visa sig att några kostnadsänkande effekter inte uppstår, så bör det finnas en beredskap att ompröva stödsystemet.

#### *Kraftindustrins lönsamhet*

Med stagnerande efterfrågan och betydande kapacitetstillskott i form av subventionerad vindkraft och ett nytt, möjligen också subventionerat, kärnkraftverk i Finland kommer elpriserna i produ-

centledet att pressas. Från samhällsekonomisk synpunkt är detta ett tecken på att kapaciteten i kraftindustrin byggts ut för snabbt i förhållande till efterfrågans utveckling. Man kan säga att kraftindustrins "dynamiska effektivitet" blivit lägre.

För kraftindustrins del innebär detta att lönsamheten blivit lägre. Från samhällsekonomisk synpunkt är detta "bara" ett fördelningsproblem; inkomster omfördelas från kraftindustrins ägare till konsumenterna av el. Men en sämre lönsamhet i kraftindustrin kan också ha negativa konsekvenser för innovationer och teknisk utveckling inom kraftproduktionen, vilket är ett samhällsekonomiskt problem.

Man kan visserligen säga att stödet till förnybar el inte är något annat än ett stöd till innovationer och teknisk utveckling inom kraftindustrin. Samtidigt ter det sig motiverat att se detta stöd i ett vidare perspektiv än de klimatpolitiska målen. Det är också ett samhällsintresse att kraftindustrin har en lönsamhet som möjliggör en dynamisk långsiktig utveckling av denna industri.

### *Fjärrvärmen*

Fjärrvärmen spelar en mycket viktig roll i det svenska energisystemet. Bland annat är det inom produktionen av fjärrvärme som användningen av biobränslen har kunnat expandera snabbt, vilket har underlättat utfasningen av olja som bränsle i uppvärmningen av bostäder och lokaler i Sverige. Under senare år har emellertid fjärrvärmen utsatts för konkurrens från lokal värmeproduktion, främst i form av bergvärme i kombination med värmepumpar. Samtidigt har bl.a. energieffektivare byggnader gjort att efterfrågan på fjärrvärme inte längre växer. Dessutom har efterfrågans tidsfördelning ändrats, med relativt högre efterfrågan under den kallaste vinterperioden.

Kortsiktigt är detta ett prissättningsproblem. På längre sikt kan situationen utvecklas till ett hot mot fjärrvärmeföretagens lönsamhet och en konflikt mellan olika mål i energi- och miljöpolitiken. Närmare bestämt målet om effektivare energianvändning och målet om ökad andel förnybara energiformer i den samlade energitillförseln.

Fjärrvärmemarknaden består av ett stort antal lokala marknader, varav de flesta är små i förhållande till produktionen i en anläggning med effektivt utnyttjande av skalfördelar. Det betyder att det i allmänhet saknas förutsättningar för konkurrens inom ett fjärrvärmesystem. Ett alternativ till sådan konkurrens är att flera företag konkurrerar om rätten att driva ett eller flera fjärrvärmesystem under en viss tidsperiod. Med den ägar- och företagsstruktur som i dag finns på den svenska fjärrvärmemarknaden finns det emellertid inte reella förutsättningar för denna typ av konkurrens. Det betyder att varje enskilt fjärrvärmesystem bör betraktas som ett vertikalt integrerat naturligt monopol.

Mot den bakgrunden bör fjärrvärmerna, på samma sätt som elnäten, vara föremål för en reglering som säkerställer att konsumenternas intressen tillgodoses. Hur denna reglering ska vara utformad bör utredas i särskild ordning. Från samhällsekonomisk synpunkt är det dock viktigt att en reglering av fjärrvärmerna utformas så att priserna kommer att reflektera relevanta marginalkostnader, vilket bl.a. innebär att priserna under vintertid reflekterar kostnaden för att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns tillgänglig under denna period.

#### *Behov av "exogena" reformer*

Alla marknader måste förändras i takt med att förhållandena på utbuds- och efterfrågesidan förändras. Detta gäller också marknader som likt el- och fjärrvärmemarknaderna är beroende av specifik infrastruktur och har regelverk som till stor del är bestämda av statsmakterna. Men även för dessa marknader måste man skilja mellan "endogena" förändringar som marknadens aktörer utformar och implementerar och "exogena" förändringar som grundas på politiska beslut.

Den viktigaste slutsatsen av denna studie är att behovet av exogena reformer på de svenska energimarknaderna är begränsat, samtidigt som ändrade förutsättningar kommer att kräva betydande endogena reformer. Med andra ord är det marknadens aktörer snarare än statsmakterna som bör driva anpassningen av marknadernas institutioner och regelverk till ändrade förhållanden.

Samtidigt har statsmakterna en viktig roll som regelsättare. När det gäller statsmakternas roll i energimarknadernas framtida utveckling har den här genomförda analysen lett till fyra förslag som sammanfattas i följande punkter:

- Inför en ”konkurrensbonus” på sådana investeringar i transmissionsnät och överföringsförbindelser som säkerställer eller ökar konkurrensen på elmarknaden.
- Ändra stödet till förnybar el så att detta inte kan utgå under perioder då spotmarknadspriserna är mycket låga eller negativa.
- Inled en utvärdering av stödet till förnybar el med syfte att identifiera dess kostnadssänkande effekter.
- Inför en reglering av fjärrvärmeverksamheten med regleringen av elnäten som förebild.

Utöver dessa åtgärder vore det, för samhällsdebatten om elmarknaden och för framtida studier av denna, värdefullt om Energimyndigheten skulle lägga om sin elmarknadsstatistik till att genomgående avse hela den nordiska elmarknaden.



## Referenser

- Amundsen, E. S. och L. Bergman, (2012). "Green Certificates and Market Power on the Nordic Power Market", *The Energy Journal*, Vol. 33, nr 2, s. 101-117.
- Amundsen, E. S. och L. Bergman, (2007a). "Integration of multiple markets for electricity: The case of Norway and Sweden". *Energy Policy*, 35, s. 3383-3394.
- Amundsen, E. S. och L. Bergman, (2007b). "Provision of Operating Reserve Capacity: Principles and practices on the Nordic electricity market", *Journal of Network Industries*, Vol. 2, nr 1, s. 73-98.
- Amundsen, E. S. och L. Bergman, (2006). "Why has the Nordic electricity market worked so well", *Utilities Policy*, 14, s. 148-157.
- Amundsen, E. S. och L. Bergman, (2002). "Will Cross-Ownership Re-Establish Market Power in the Nordic Power market?", *The Energy Journal*, Vol. 23, nr 2, s.73-96.
- Aguilera, R. F. och M. Radetzki (2014), "Skifferrevolutionen – hur kommer den att transformera de globala gas- och oljemarknaderna?", *Ekonomisk Debatt*, nr 2, s. 30-41
- Bergman, L. och E. S. Amundsen (2004). "Hur bör elhandeln organiseras?", Elforsk rapport 2004:10.
- Brännlund, R., A. Karimu och P. Söderholm (2012) "Elmarknaden och elprisets utveckling före och efter avregleringen: ekonomiska analyser". CERE Working Paper, 2012:14. Umeå Universitet.
- Crampton, P., A. Ockenfels och S. Stoft (2013). "Capacity Market Fundamentals", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, nr 2, s. 27-46.

- Fridolfsson, S.-O. och T. Tangerås (2011), *Investeringar på elmarknaden – fyra förslag för en bättre funktion*, Rapport till Expertgruppen för miljöstudier 2011:5, Finansdepartementet.
- Ellerman, A. D., P. L. Joskow, R. Schmalensee, J. P. Montero och E. M. Baily (2000), *Markets for Clean Air*, Cambridge University Press.
- Ellerman, A. D. och P. L. Joskow (2008). *The European Union's Emissions Trading System in perspective*. Pew Center on Global Climate Change.
- IEA (2013), *World Energy Outlook 2013*, OECD/International Energy Agency, Paris.
- Krishnamurthy, C. K. B. och B. Kriström (2013). *Energy demand and income elasticity: a cross country analysis*, CERE Working Paper, 2013:5, Nationalekonomiska institutionen, Umeå universitet.
- Prop. 2013/14:174, *Genomförande av energieffektiviseringsdirektivet*, Näringsdepartementet.
- Prop. 2013/14:187, *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten*, Näringsdepartementet.
- SOU 2011:44, *Fjärrvärme i konkurrens*, Näringsdepartementet.
- U.S. Department of Justice och the Federal Trade Commission (2010), *Horizontal Merger Guidelines*, tillgänglig på: [www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg-2010.pdf](http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg-2010.pdf).
- Zetterberg, L., S. Mandell, A. Marcu, C. Munnings och S. Roth (2013). *Utvecklingen av EU:s handel med utsläppsrätter och den framtida internationella utsläppsmarkanden*, IVL, Rapport B 2139.

# Statens offentliga utredningar 2014

## Kronologisk förteckning

---

1. Vissa bostadsbeskattningsfrågor. Fi.
2. Framtidens valfrihetssystem – inom socialtjänsten. S.
3. Boende utanför det egna hemmet – placeringsformer för barn och unga. S.
4. Det måste gå att lita på konsumentskyddet. Ju.
5. Staten får inte abdikera – om kommunaliseringen av den svenska skolan. U.
6. Män och jämställdhet. U.
7. Skärpta straff för vapenbrott. Ju.
8. Översyn av statsskuldspolitiken. Fi.
9. Förändrad assistansersättning – en översyn av ersättningssystemet. S.
10. Ett steg vidare – nya regler och åtgärder för att främja vidareutnyttjande av handlingar. S.
11. Kunskapsläget på kärnavfallsområdet 2014. Forskningsdebatt, alternativ och beslutsfattande. M.
12. Utvärdera för utveckling – om utvärdering av skolpolitiska reformer. U.
13. En digital agenda i människans tjänst – en ljusnande framtid kan bli vår. N.
14. Effektiv och rättssäker PBL-överprövning. S.
15. Investeringsplanering för försvarsmateriel  
En ny planerings-, besluts- och uppföljningsprocess. Fö.
16. Det ska vara lätt att göra rätt  
Åtgärder mot felaktiga utbetalningar inom den arbetsmarknadspolitiska verksamheten. A.
17. Genomförande av Seveso III-direktivet. Fö.
18. Straffskalorna för allvarliga våldsbrott. Ju.
19. Yrkeskvalifikationsdirektivet – ett samlat genomförande. U.
20. Läkemedel för särskilda behov. S.
21. Bredband för Sverige in i framtiden. N.
22. Genomförande av EU:s nya redovisningsdirektiv. Ju.
23. Rätt information på rätt plats i rätt tid. Del 1, 2 och 3. S.
24. Olycksregister och djupstudier på transportområdet. N.
25. Internationella rättsförhållanden rörande arv. Ju.
26. Tillträde till COTIF 1999. Ju.
27. Svensk veteranpolitik. Ett ansvar för hela samhället. + Bilagor. Fö.
28. Lönsamt arbete – familjeansvarets fördelning och konsekvenser. A.
29. Assisterad befruktning för ensamstående kvinnor. Ju.
30. Jämställt arbete? Organisatoriska ramar och villkor i arbetslivet. A.
31. Visselblåsare  
Stärkt skydd för arbetstagare som slår larm om allvarliga missförhållanden. A.
32. Jordbruks- och bostadsarrende – några frågor om arrendeavgift och besittningsskydd. Ju.
33. Från hyresrätt till äganderätt. Ju.
34. Inte bara jämställdhet  
Intersektionella perspektiv på hinder och möjligheter i arbetslivet. A.
35. I vått och torrt – förslag till ändrade vattenrättsliga regler. M.
36. Frågor om följerätt och om museernas kopiering. Ju.
37. De svenska energimarknaderna – en samhällsekonomisk analys. Fi.

# Statens offentliga utredningar 2014

## Systematisk förteckning

---

### Arbetsmarknadsdepartementet

- Det ska vara lätt att göra rätt  
Åtgärder mot felaktiga utbetalningar inom den arbetsmarknadspolitiska verksamheten. [16]
- Lönsamt arbete  
– familjeansvarets fördelning och konsekvenser. [28]
- Jämställt arbete? Organisatoriska ramar och villkor i arbetslivet. [30]
- Visselblåsare  
Stärkt skydd för arbetstagare som slår larm om allvarliga missförhållanden. [31]
- Inte bara jämställdhet  
Intersektionella perspektiv på hinder och möjligheter i arbetslivet. [34]

### Finansdepartementet

- Vissa bostadsbeskattningsfrågor. [1]
- Översyn av statsskuldspolitiken. [8]
- De svenska energimarknaderna  
– en samhällsekonomisk analys. [37]

### Försvarsdepartementet

- Investeringsplanering för försvarsmateriel  
En ny planerings-, besluts- och uppföljningsprocess. [15]
- Genomförande av Seveso III-direktivet. [17]
- Svensk veteranpolitik. Ett ansvar för hela samhället. + Bilagor. [27]

### Justitiedepartementet

- Det måste gå att lita på konsumentskyddet. [4]
- Skärpta straff för vapenbrott. [7]
- Straffskalorna för allvarliga våldsbrott. [18]
- Genomförande av EU:s nya redovisningsdirektiv. [22]
- Internationella rättsförhållanden rörande arv. [25]

- Tillträde till COTIF 1999. [26]
- Assisterad befruktning för ensamstående kvinnor. [29]
- Jordbruks- och bostadsarrende  
– några frågor om arrendeavgift och besittningsskydd. [32]
- Från hyresrätt till äganderätt. [33]
- Frågor om följerätt och om museernas kopiering. [36]

### Miljödepartementet

- Kunskapsläget på kärnavfallsområdet 2014. Forskningsdebatt, alternativ och beslutsfattande. [11]
- I vått och torrt – förslag till ändrade vattenrättsliga regler. [35]

### Näringsdepartementet

- En digital agenda i människans tjänst  
– en ljusnande framtid kan bli vår. [13]
- Bredband för Sverige in i framtiden. [21]
- Olycksregister och djupstudier på transportområdet. [24]

### Socialdepartementet

- Framtidens valfrihetssystem  
– inom socialtjänsten. [2]
- Boende utanför det egna hemmet  
– placeringsformer för barn och unga. [3]
- Förändrad assistansersättning  
– en översyn av ersättningssystemet. [9]
- Ett steg vidare – nya regler och åtgärder för att främja vidareutnyttjande av handlingar. [10]
- Effektiv och rättssäker PBL-överprövning. [14]
- Läkemedel för särskilda behov. [20]
- Rätt information på rätt plats i rätt tid.  
Del 1, 2 och 3. [23]

### **Utbildningsdepartementet**

Staten får inte abdikera  
– om kommunaliseringen av den svenska  
skolan. [5]

Män och jämställdhet. [6]

Utvärdera för utveckling – om utvärdering  
av skolpolitiska reformer. [12]

Yrkeskvalifikationsdirektivet – ett samlat  
genomförande. [19]

— |

| —

— |

| —

— |

| —

— |

| —

— |

| —

— |

| —