



Elmarknadsreformen – behöver den reformeras?

Elforsk rapport 12:32



Björn Hagman, Håkan Heden

Maj 2012

Elmarknadsreformen – behöver den reformeras?

Elforsk rapport 12:32

Förord

Market Design-programmet grundades år 2000 för att undersöka utmaningar kring reformen av den svenska elmarknaden. Genom åren har fokus inom programmet utvidgats till att omfatta såväl nationell som nordisk, europeisk, och internationell nivå. Market Design går i treårsperioder. Den fjärde etappen av programmet pågår mellan 2010 och 2013.

Forskningen som bedrivs inom Market Design är tänkt att bidra till att förbättra funktionen och effektiviteten av de nordiska elmarknaderna genom att bidra till utvecklingen av nödvändiga marknadsinstrument och regelverk. Market Design gör detta genom att finansiera forskning och genom att underlätta dialog mellan olika intressenter.

Det är nu mer än 20 år sedan elmarknadsreformen började planeras och det har hänt mycket sedan dess. Förändrade förutsättningar kan kräva nya lösningar för reglering av elmarknaden. På EU-nivå och nationell nivå har det under senare år kommit allt fler inslag av detaljreglering av elmarknaden vilket rimligen hämmar utvecklingen av en effektiv gemensam inre marknad.

I den här rapporten, som är skriven av Håkan Heden och Björn Hagman, studeras detta närmare. Syftet med rapporten är att analysera om regleringen av elmarknaden fortfarande är ändamålsenlig eller om den nya och förväntade energipolitiska verkligheten ställer krav på en ändrad reglering.

En slutsats i rapporten är att en reformering av elmarknaden är nödvändig och att en sådan reformering framför allt bör inriktas på frågan om hur den efterfrågefleksibilitet som verkligen finns hos kunderna ska kunna mobiliseras och utnyttjas samtidigt som makroregleringen av elmarknaden behålls. En annan viktig åtgärd är att ge de regionala och lokala elnätsföretagen förutsättningar att ta ett större systemansvar när de planerar och utvecklar elmarknadens fysiska infrastruktur och när balans ska skapas mellan produktionsinvesteringar, nätinvesteringar och åtgärder på efterfrågesidan.

Mer information om Market Design-programmet, publicerade rapporter och dokumentation från konferenser kan hittas på www.marketdesign.se.

Trevlig läsning!

Peter Fritz
Projektledare Market Design

Sammanfattning

Syftet med detta projekt är att pröva om den principiella utformningen av elmarknaden är ändamålsenlig, dvs. om 1990-talets elmarknadsreform behöver reformeras. Elmarknadsreformen var ett barn av sin tid. Nya tider och förändrade förutsättningar för elmarknaden kan kräva nya lösningar när det gäller att reglera elmarknaden.

Vi använder begreppen makro- och mikroreglering för att beskriva alternativa sätt att reglera elmarknaden. En makroreglering inriktas mot marknadens funktionssätt och utveckling genom att bygga strukturer och definiera roller. På så sätt får aktörerna utrymme att välja egna lösningar för att nå regleringens krav. Mikroreglering är inriktad på detaljreglering av hur företagen ska arbeta. En långtgående mikroreglering är att likna vid planhushållning. Vi hävdar att makroreglering skapar förutsättningar för effektivitet och dynamik på marknaden även om det kan behövas inslag av mikroreglering.

1990-talets elmarknadsreform hade fyra centrala byggstenar:

- Nätverksamheten skildes från konkurrensutsatt elmarknadsverksamhet
- Nätföretagen blev skyldiga att ansluta och överföra el utan diskriminering och på skäliga villkor
- Inträdes- och konkurrenshindren på elmarknaden skulle tas bort
- Ingen särskild styrning av aktörerna på den konkurrensutsatta elmarknaden

Elmarknadsreformen var ingen avreglering. Däremot innebar den en radikal förändring i sättet att styra eller att reglera elmarknaden. Reformen kan karaktäriseras som en närmast klockren makroreglering med huvudsyftet att effektivisera elförsörjningen och stärka det svenska näringslivets konkurrenskraft. Det bedömdes att reformen inte skulle få negativa konsekvenser för de två andra energipolitiska huvudmålen om miljö och försörjningstrygghet. Tvärtom skulle reformen snarast förstärka möjligheterna att nå de miljöpolitiska målen.

Utvecklingen av den svenska elmarknadsregleringen efter 1996 har inte nämnvärt minskat elmarknadsreformens karaktär av makroreglering. Elcertifikatsystem och handel med utsläppsrätter har införts men systemen har varit generella och marknadsbaserade.

När det gäller utvecklingen av elmarknadsregleringen inom EU kan det konstateras att EU:s två första elmarknadsdirektiv i allt väsentligt var en makroreglering. Det tredje inre marknadspaketets bestämmelser om utveckling av nätkoder har dock gett kommissionen en helt ny roll i elmarknadsregleringen. Utvecklingen av nätkoder pågår för närvarande men redan nu kan konstateras att nätkoderna inte kommer att begränsas till makroreglering utan de kommer i mycket att innebära en mikroreglering av elmarknaden. Förnybarhetsdirektivet och förslaget till energieffektiviseringsdirektiv öppnar också för en omfattande mikroreglering. Detsamma präglar

färdplanen till 2050 och riskerar att också gälla kommande ramverk och nationella strategier för vad som ska uppnås till år 2030.

I Tyskland har många kvantitativa mål fastlagts och målen står ibland delvis i konflikt med varandra. Ett omfattande och komplext subventionssystem har införts innefattande feed-in tariffer som är differentierade mellan olika produktionsmöjligheter beroende på vilken garanterad intäkt som bedöms behövas för att nå en viss önskad utveckling. Den tyska elmarknadsregleringen har således kommit att få betydande inslag av mikroreglering. Det finns emellertid samtidigt ett fokus på konkurrens och en strävan att finna marknadslösningar.

Även i Storbritannien är det en snabb utveckling av nya regler för att säkerställa uppfyllandet av olika mål. Många av de nya reglerna är av mikrokaraktär som begränsar elmarknadens aktörer att finna effektiva lösningar och riskerar att göra den brittiska staten till närmast en "single buyer" av produktionskapacitet. Samtidigt är man nu mer uppmärksam än tidigare på betydelsen av välfungerande marknader och likvida marknadsplatser.

Vårt huvudsyfte är att analysera om regleringen av elmarknaden fortfarande är ändamålsenlig eller om den nya och den förväntade energipolitiska verkligheten ställer krav på en ändrad reglering. Måste konsekvensen i så fall bli en mängd tilläggsregleringar såsom nu sker i EU och i Tyskland och Storbritannien? Kommer mängden av nya mikroregleringar att skapa nya problem som efter hand ställer krav på nya kompensande tilläggsregleringar? Kan i stället en reformering av elmarknadsreformen minska behovet av nya tilläggsregleringar? Vi belyser tre viktiga förändringar i förutsättningarna för elmarknaden och granskar i vilken utsträckning de ställer krav på en utveckling av elmarknadens reglering.

Den första förändringen gäller de krav på elmarknadens funktion som följer av den miljöpolitiskt motiverade snabba expansionen av elproduktion från förnybara energikällor. Den huvudfråga vi identifierar är om dagens marknadsmekanismer är tillräckliga för att klara den leveranssäkerhet och den flexibilitet som krävs eller om det behövs förändringar i elmarknadsreformen för att detta ska vara möjligt. Kan nuvarande marknadsorganisation ge ändamålsenliga incitament för investeringar i och utnyttjande av tillräcklig kapacitet för att balansera variationerna i väderberoende förnybar elproduktion? Sådan kapacitet för upp- och nedregleringar måste kunna fås från såväl produktions- som förbrukningssidan.

Den andra förändringen är teknikutvecklingen inom informationsbehandlingsområdet som skapar förutsättningar för smarta elnät, smarta mätare och smarta hem. Vi ser en utveckling där allt fler elkunder kan få sin förbrukning timmätt och timdebiterad. Detta möjliggör för kunderna att förändra sin elkostnad genom att flytta förbrukning från högpristimmar till lågpristimmar. Automatisk styrning av elförbrukande utrustning i bostäder och små- och medelstora företag utifrån aktuella elpriser är en möjlig konsekvens av en sådan utveckling. Mer omfattande effekter till följd av en utökad timdebitering förutsätter dock att befintliga eller nya aktörer på elmarknaden också utvecklar och erbjuder nya kontraktsformer och nya tjänster till elkunderna.

Den tredje förändringen gäller teknikutvecklingen för energilagring i elnäten. Energilagring kan möjliggöra att billiga produktionsalternativ under

lågpristimmar ersätter dyra produktionsalternativ under högpristimmar. Energilagring kan minska effektproblematiken för elsystemet i stort (tidsrestriktionen) och inom områden med lokala begränsningar (rumsrestriktionen). Energilagring kan vara ett av verktygen för att integrera vindkraft och annan förnybar elproduktion i elsystemet. Energilagring hos kund kan öka kundens försörjningstrygghet. En avgörande fråga för elsystemets utveckling är om det är möjligt att finna marknadslösningar och kontraktutformningar som möjliggör att värdet av ett energilagers flera olika nyttor kan adderas i en investerares kalkyl och tillsammans ge kommersiell lönsamhet för en energilagerinvestering.

Vår slutsats är att dessa förändringar gör det angeläget att byggstenarna i elmarknadsreformen justeras på ett sådant sätt att elmarknadsaktörerna och nätföretagen har incitament som ger marknadsmässiga val mellan produktionsmöjligheter, nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och möjligheter till energilagring. Effektiva marknadsmässiga val förutsätter att aktörerna kan agera med stor frihet inom tydligt definierade ramar och roller. Tilldelade roller och tydliga ramar (eller spelregler) ska skapa förutsättningar för innovativa tekniska lösningar och produktutveckling men också för utveckling av företagsidéer och verksamheter. Vi ser en målmedveten makroreglering som strategisk för en sådan utveckling.

Vår bedömning är mot denna bakgrund att en reformering av elmarknadsreformen framför allt bör inriktas på frågan om hur den efterfrågefleksibilitet som verkligen finns hos kunderna ska kunna mobiliseras och utnyttjas. Elmarknaden måste också ta till vara de möjligheter som energilagring ger, inte minst för att hantera effektproblem på olika nivåer i nätet. Även nätägarnas roll som systemansvariga bör tydliggöras i regleringen. De regionala och lokala elnätsföretagen bör få ett allt större systemansvar när de planerar och utvecklar elmarknadens fysiska infrastruktur och när balans ska skapas mellan nätinvesteringar och åtgärder på efterfrågesidan.

En utveckling och förstärkning av kundrollen på elmarknaden är strategisk. Kundernas möjlighet att välja elleverantör var ett stort framsteg. Men nu måste vi gå vidare och se till att kunderna också har tekniska och ekonomiska förutsättningar att aktivt anpassa sin förbrukning till aktuella elpriser. Timvis mätning är en förutsättning men det behövs också att befintliga eller nya aktörer på elmarknaden utvecklar och erbjuder nya kontraktsformer och nya tjänster till elkunderna. En sådan utveckling och förstärkning av kundrollen kommer i mycket att vara en långsiktig process. Detta bör särskilt bevakas i samband med alla kommande förändringar i elmarknadsdesignen.

Vi tror att en optimal utveckling av energilagring i elsystemet förutsätter att energilagringens roll explicit beskrivs i ellagstiftningen. För energilager i elnäten bör rollen definieras och regleras så att dessa kan utvecklas och bidra till att förbättra funktionen för såväl det tekniska elsystemet som den kommersiella elmarknaden.

Vi ser det vidare som angeläget att en systemansvarsroll för regionnät och lokalnät definieras och tydliggörs i regleringen. Detta ger en grund för nätföretagen att utveckla definitioner och specifikationer av systemtjänster som möjliggör att energilagring och efterfrågefleksibilitet kan komma in som verkliga alternativ i ett nätföretags planering utan att nätföretaget börjar konkurrera med företag på den konkurrensutsatta marknaden.

Summary

The purpose of this project is to assess whether the fundamental design of the Swedish electricity market is effective or if there is a need to reform the electricity market reform from the 1990's. The Electricity market reform was a child of its time. Changing times and new conditions in the electricity market may require a new design approach in regulating the electricity market.

We use the terms macro- and micro-regulation to describe alternative ways of regulating the electricity market. A macro approach focuses on the function and development of the market by building structures and defining roles. This approach gives operators scope to choose their own solutions to achieve the requirements of regulation. The micro approach focuses on detailed regulation on how business should work. A far reaching micro-regulation is akin to centralised economic planning. We argue that macro-regulation creates conditions for efficiency and dynamics in the market though it may be necessary with complementary elements of micro-regulation.

The 1990's electricity market reforms had four basic building blocks:

- Grid operations were separated from competitive electricity market operations
- The grid companies were required to connect and transmit electricity without discrimination and on reasonable terms
- Barriers to competition and entry in the electricity market should be removed
- No particular regulation of the companies in the competitive electricity market

The Swedish electricity market reform cannot be regarded as deregulation. Nonetheless, it amounted to a radical change in the way of governing or regulating the electricity market. The reform can be characterised as an almost all through macro-regulation with the main objective to improve the efficiency of electricity supply and strengthen the competitiveness of the Swedish economy. It was considered that the reform would not have negative consequences for the environmental policy or security of supply objectives. On the contrary, the reform was expected to rather improve prospects to achieve environmental policy objectives.

The development of the Swedish electricity market regulation since 1996 has not significantly reduced the nature of macro-regulation. The Swedish electricity certificate system and the EU emission trading system are put in place but those are of a general character and market based.

Regarding the evolution of electricity market regulation within the EU, the EU's two first Electricity Directives had essentially the characteristics of macro-regulation. However the third internal market package's provisions on development of grid codes have given the Commission a new role in regulating the electricity market. The development of grid codes is on-going, but there seems already to be no doubt that the grid codes will not be limited to macro-regulation. Instead they will to a large extent mean a micro-regulation of the electricity market. The renewables directive and the

proposed directive on energy efficiency also open up for an extensive micro-regulation. The same characterises the roadmap to 2050 and risks also to apply to coming frameworks and national strategies for what shall be achieved by 2030.

In Germany, many quantitative energy policy objectives have been agreed which are sometimes partly in conflict with each other. An extensive and comprehensive subsidy system has been introduced, including feed-in tariffs which are differentiated between different production possibilities depending on the guaranteed income as deemed necessary to achieve a certain desired development. The German electricity market regulation has thus introduced strong components of micro-regulation. However, there is also a focus on competition and an endeavour for market solutions.

Also in the UK there is a rapid development of new national rules to ensure the fulfilment of several energy policy objectives. Many of the new rules have a micro-character which limits electricity market participants' possibilities to find effective solutions and risks to institute the government to be close to a "single buyer" of production. At the same time there is a strong consciousness of the importance of well-functioning markets and liquid marketplaces.

Our fundamental question is whether the electricity market still is appropriate or if the new and the expected energy reality requires a change in the regulatory approach. If so, is the consequence many additional regulations which seem to be the track in EU and in Germany and the UK? Will the amount of new micro-regulations create new problems that eventually require new compensating supplementary regulations? Is there a need to reform the electricity market reform to reduce the need for new additional regulations of micro character? We highlight three major changes in electricity market conditions and examine the extent to which they demand a development of electricity market regulation.

The first change is the requirements on the electricity market resulting from the environmental policy-driven rapid expansion of electricity generation from renewable sources. The main issue we identify is whether today's market mechanisms are sufficient for maintaining the security of supply or if major changes are necessary in the electricity market. Can the current market design provide adequate incentives for investments in and operation of sufficient capacity for balancing the swings in weather-dependent renewable production? Such capacity for up- and down-regulations has to be obtained from both production and consumption.

The second change is technology development in the information management area, creating possibilities for smart grids, smart meters and smart homes. We see a trend where a growing number of electricity customers can get their consumption metered and billed on an hourly basis. This allows customers to change their electricity costs by shifting consumption from high price hours to low price hours. Automatic control of electrical equipment in housing and small-and medium-sized enterprises, based on actual electricity prices, is a possible consequence of such a development. More substantial effects due to an increased hourly metering will depend on the development and offering of new forms of contracts and new services to

electricity customers by existing market players or new entrants in the electricity market.

The third change is technology development for energy storage in electricity grids. Energy storage can enable cheap production in low-cost hours replacing expensive production alternatives in peak load hours. Energy storage can reduce the capacity problem of the electricity system as a whole (the time constraint) and in areas with local constraints (the spatial constraint). Energy storage can be a key instrument for integrating wind power and other renewable electricity generation in the electricity system. Energy storage at the customer can increase the customer's security of supply. A crucial issue for the electricity system development is whether it is possible to establish market solutions and contract designs that enable the value of the multiple benefits in energy storage to be added in an investor's calculus and provide the commercial feasibility of investments in energy storages.

Our conclusion is that these changes make it vital that the building blocks of electricity market reform is adjusted in such a way that electricity market participants and grid companies have incentives which give market based choices between generation options, grid investments, demand side measures and opportunities for energy storage. Effective commercial choices presuppose that market participants can act with large freedom within clearly defined limits and roles. Assigned roles and a clear framework (or rules) will create opportunities for innovative technical solutions and product development but also to the evolution of business models and activities. An effective macro-regulation is key to achieve this.

Further reformation of the electricity market reform should first and foremost focus on the question of how to mobilise and utilise the demand flexibility that the consumers can provide. The electricity market must also be able to exploit the options of energy storage, especially to deal with capacity problems at different levels in the grids. Also grid owner's role as system operators should be clarified in the regulation. Regional and local grid companies have a growing system responsibility as they plan and develop the physical infrastructure of the electricity market and shall find a balance between investments in grids and demand-side measures.

Evolving and advancing the customer role in the electricity market is a key. Customers' free choice of electricity supplier was a major achievement. But now we must go further and ensure that customers also have the technical and financial ability to actively adjust their consumption to actual electricity prices. Hourly metering is a prerequisite but there is also necessary that existing or new entrants in the electricity market develop and offer new forms of contracts and new services to electricity customers. Such a development will be a long term process and should be especially assessed in connection with any changes in electricity market design.

We believe that an optimal development of energy storage in power system requires that the role of storages is explicitly described in the electricity legislation in order to facilitate the development of storage for improving the functioning of the technical and electrical system and also of the commercial electricity market.

Finally a system responsible role for regional and local grid operators (DSOs) should be defined and clarified in the legislation. A clarified system responsibility would provide a basis for DSOs to develop definitions and specifications of system services that would enable energy storage and demand flexibility to be a real option in DSOs planning and operation without interfering with commercial activities in the competitive market.

Innehåll

1	Bakgrund och syfte	1
2	Principer för marknadsreglering	3
3	Den svenska elmarknadsreformen och dess centrala byggstenar	8
3.1	1990-talets elmarknadsreform.....	8
3.2	Den energipolitiska diskussionen i 1990-talets Sverige och paradigm om elmarknaden	12
3.3	Utvecklingen av elmarknadsregleringen efter 1996.....	17
4	Utvecklingen i Europa	26
4.1	EU:s elmarknadsreformer	26
4.2	Den aktuella utvecklingen i Tyskland	30
4.3	Den aktuella utvecklingen i Storbritannien.....	32
5	Utmaningar och nya förutsättningar	36
5.1	Inledning	36
5.2	Expansion av förnybar el.....	37
5.3	Smarta nät, smarta mätare och smarta hem	41
5.4	Energilagring i elsystemet	46
6	En reformerad elmarknadsreform	50
6.1	Vidgade krav på en välfungerande elmarknad.....	50
6.2	Förstärkt kundroll.....	52
6.3	Ny roll för energilagring	53
6.4	Förstärkt systemansvarsroll.....	54
	Referenser	58

1 Bakgrund och syfte

Forskningsprogrammet Market Design syftar till att öka kunskapen om elmarknaden efter 1990-talets elmarknadsreform och hur regelverken för elmarknaden kan utvecklas. Forskningsprojekten tar normalt dagens principiella utformning av elmarknaden som en given restriktion när de genomför sin analys. De centrala byggstenarna i elmarknadsreformen har därför kommit att betraktas som närmast självklara och blivit "fredade" i den fortsatta utvecklingen av elmarknaden. En fördel med denna restriktion är att de förändringar som analyseras är praktiskt genomförbara.

Elmarknadsreformen var dock som alla andra reformer ett barn av sin tid. Den började planeras för mer än 20 år sedan och det är inget orimligt antagande att det nu skulle finnas behov av att omforma någon eller några av de centrala byggstenarna. Även för de fundamentala delarna av EU:s regelverk lades grunden på 1990-talet med de förutsättningar och den kunskap som rådde.

Vid ett förändringsarbete är det viktigt att förstå orsakerna till att definitioner, regelverk och institutioner ser ut som de gör. Det är viktigt att man förstår de grundläggande motiven för att förhindra att man "kastar ut barnet med badvattnet". Men det är också viktigt att man förstår de grundläggande motiven så att man kan pröva om det fortfarande är samma verklighet och verklighetsuppfattning som gäller.

I Market Designs fjärde etapp är det lämpligt att i något projekt också våga pröva ändamålsenligheten i dagens principiella utformning av elmarknaden, dvs. att analysera om elmarknadsreformen behöver reformeras. Vi tror att en sådan analys är viktig för att elmarknadsreformen inte ska förstelnas och på sikt bli irrelevant för den fortsatta utvecklingen av elmarknaden. Nya tider och förändrade förutsättningar kan kräva förändrade lösningar. Många av de forskningsområden som har identifierats för den fjärde etappen i Market Design var knappast aktuella eller ens förutsedda när elmarknadsreformen genomfördes.

Vi ser också att det nu förbereds en mängd detaljerade delmål och tilläggsregleringar i Europa. Det gäller EU-gemensamma regler, t.ex. de 12 olika nätkoder som ska vara införda senast 2014. Det gäller också regler på nationell nivå, inte minst i Tyskland och Storbritannien. En avgörande fråga som borde prövas är vilka konsekvenser för elmarknaden och dess dynamik som dessa tilläggsregleringar medför. Kan i stället en reformering av elmarknadsreformen minska behovet av nya tilläggsregleringar?

Huvudsyftet med denna studie är att göra en sådan övergripande analys. Efter en beskrivning av olika principer för marknadsreglering gör vi en genomgång av den svenska elmarknadsreformen och dess centrala byggstenar. Vi beskriver också kort utvecklingen i Europa. Med utgångspunkt i en övergripande genomgång av aktuella utmaningar och nya förutsättningar

för elmarknaden söker vi därefter identifiera vilka förändringar eller justeringar i elmarknadsreformens grundläggande byggstenar som kan vara betydelsefulla för att elmarknaden även fortsättningsvis ska kunna vara välfungerande.

Studien har genomförts som ett gemensamt projekt av Håkan Heden och Björn Hagman. Vi har båda i olika roller varit aktivt engagerade i förberedelserna för och i genomförandet av den svenska elmarknadsreformen.

Market Design programmet har utsett en rådgivande referensgrupp för studien. Referensgruppen har bestått av följande medlemmar:

Christina Simón, Svenska Kraftnät
Daniel Nordgren, Vattenfall
Gunilla Stawström, Svensk Energi
Hans-Erik Wiborgh, Fortum
Henrik Gåverud, Energimarknadsinspektionen
Patrick Schneckenburger, E.ON
Peter Fritz, Market Design

Referensgruppen har gett värdefulla råd och synpunkter till oss under arbetet med denna studie. Den analys och de slutsatser som presenteras i denna rapport är dock vårt ansvar.

Förändringsarbetet bör enligt vår bedömning fokuseras på kundrollen och på systemägarrollen samt på att definiera en ny roll för energilagring. Kundrollen uppfattades som relativt passiv när elmarknadsreformen utformades. Det var angeläget att kunden aktivt valde sin elleverantör men i övrigt förutsattes ingen aktivitet från kunden på marknaden. Lokala och regionala nätägare skulle ha skyldighet att ansluta kunder och att svara för en effektiv eldistribution. Några uppgifter av systemansvarskaraktär identifierades inte för de lokala och regionala nätägarna utan alla uppgifter av systemansvarskaraktär förutsattes kunna utföras av stamnätsföretaget.

Lagring av energi i elsystemet fanns inte på kartan när elmarknadsreformen designades. För att många av de aktuella utmaningarna och nya förutsättningarna för elmarknaden ska kunna effektivt hanteras är det enligt vår bedömning betydelsefullt att kund- och systemansvarsrollerna förstärks och att energilagringsrollen införs och definieras.

Vi hoppas att vår studie ska kunna bli en utgångspunkt för kommande ingående analyser av hur kund-, energilagrings- och systemansvarsrollerna lämpligast bör definieras och utformas för att möjliggöra en fortsatt välfungerande elmarknad med en reglering som även fortsättningsvis är av makrokaraktär.

2 Principer för marknadsreglering

Vad menar vi med reglering?

1990-talets elmarknadsreform brukar ofta karaktäriseras som "avreglering". Begreppet avreglering är en felaktig beskrivning av vad reformen innebar. Någon avreglering var det knappast fråga om. Om man mäter reglering i antalet paragrafer i den relevanta lagstiftningen innebar elmarknadsreformen tvärtom en uppreglering.

Däremot innebar reformen en radikal förändring i sättet att styra elmarknaden. Reglerna blev alltså fler men de fick ett annat syfte och innehåll. Syftet var att få en effektiv välfungerande elmarknad. De grundläggande byggstenarna syftade till att skapa konkurrens på elmarknaden samtidigt som infrastrukturen fortsatt skulle vara ett monopol. Den stora utredning som låg till grund för den nya elmarknadslagstiftningen hette också *Elkonkurrens med nätmonopol*¹.

Reglering associerar till just regler eller föreskrifter. Enligt Nationalencyklopedin är reglering "föreskrifter som staten utfärdar i syfte att påverka ekonomin i önskad riktning". I denna rapport kommer vi att använda ett något vidare begrepp när vi beskriver och diskuterar regleringen av elmarknaden. I denna studie menar vi med reglering denna vidare styrning som på engelska betecknas *Governance*.

- Governance is the act of governing. It relates to decisions that *define expectations, grant power or verify performance*. It consists of either a separate process or part of management or leadership processes².

Inom Governance ryms flera sätt att styra t.ex. ett land, en ekonomi, ett företag eller organisation. "Governance within the EU" är ett begrepp. Corporative management är ett annat. Governance kan utövas – och utövas – på flera nivåer.

Ett första viktigt inslag i Governance kan vara att regeringen (eller en företagsledning) skapar tydliga visioner om den riktning verksamheten ska ha. I Governance ingår också den rådande samhälls- eller organisationskulturen, t.ex. hur information sprids och kunskaper delas. Ett annat viktigt inslag i samhällskulturen är kontraktsformer och sättet att bekräfta överenskommelser.

Att skapa en organisation med enheter eller institutioner som har tydliga uppgifter och roller är en annan viktig del av en regerings eller företagslednings styrning.

Föreskrifter och regler är givetvis också en viktig del av styrningen, dvs. den del som oftast associeras med begreppet reglering. Det kan gälla regler om

¹ SOU 1993:68. Utredare överdirektören Olof Söderberg

² Denna definition kommer från Wikipedia.

vem som har ansvar för att vissa uppgifter utförs men också hur dessa ska utföras och vilka krav man ska ställa på utföraren. Staten eller en företagsledning kan också som en del av sin styrning skapa incitamentsstrukturer med belöningssystem.

Uppföljning är också en viktig del av Governance. Uppföljning kan ske på flera sätt. Resultatredovisning, tillsyn och utvärderingar är några vanliga former för uppföljning.

Här har vi nu delat upp Governance i några viktiga delar. Dessa lever dock inte ett självständigt liv oberoende av varandra. Tvärtom finns det starka inbördes samband mellan de olika delarna av Governance. Struktur skapas och upprätthålls delvis med regler och föreskrifter. Dessa tillsammans med visioner bidrar till att utveckla kulturen. Samtidigt kan en fungerande samhällskultur och ändamålsenlig institutioner minska behovet av detaljerade föreskrifter och regler. Behovet av belöningssystem och kraven på dessas utformning beror på de mer mjuka governance-delarna vision och kultur.

Samma ömsesidiga beroende finns mellan uppföljning och övriga delar av Governance. Samhällskultur och regelverk är viktiga faktorerna när tillsyn och kontroll ska utformas. Tillsynens utformning och utförande är samtidigt kulturpåverkande.

Sambanden mellan beståndsdelarna i Governance visar på behovet av helhetssyn när en marknad ska regleras.

Makro- och mikroreglering

I denna rapport använder vi begreppen makroreglering och mikroreglering. Vi har inte ambitionen att ge en entydig och klar definition på begreppen. Det är sannolikt inte heller möjligt. Men de kan, tror vi, användas för att förstå hur elmarknaden styrs och regleras och hur regleringen av elmarknaden har utvecklats i Sverige och Europa.

Intuitivt kan man förstå denna skillnad mellan makroreglering och mikroreglering genom de mer använda begreppen makro- och mikromanagement. Det är svårt att också här hitta vedertagna och entydiga definitioner. Mikromanagement står för en ledningsmetod där ledningen i detalj styr och kontrollerar de underordnades arbete. Makromanagement fokuserar i stället på system med handlingsramar, definierade roller, tydliga regel och målstyrning.

Begreppen makro- och mikroreglering kan användas för att beskriva den svenska elmarknadsreformen från mitten av 1990-talet. Grundstenarna i regleringen var att dels tydliggöra rollerna bland aktörerna på elmarknaden, dels verka för att vissa grundläggande funktioner för en fungerande elmarknad etablerades. Den svenska elmarknadsregleringen behandlas mer utförligt i nästa kapitel.

Frågor kring regleringen av marknader med stora inslag av infrastruktur har behandlats i såväl den akademiska forskningen som det statliga utredningsväsendet. Den så kallade Regelutredningen från 2005 med LOs

chefsekonom Dan Anderson som särskild utredare behandlade förutom elmarknaden också flyg-, järnvägs-, post-, taxi- och telemarknaden³ och gör en grundlig genomgång av den internationella akademiska diskussionen kring regleringar av ekonomin och infrastrukturföretag.

Dan Andersson använde i sin utredning inte begreppen makro- och mikroreglering utan gjorde en åtskillnad mellan mjuk och hård reglering som liknar vår uppdelning i makroreglering och mikroreglering.

Kvalitativt kan en reglering vara mjuk eller hård. En mjuk reglering innebär att det finns få regler och få regleringsinstitutioner. I många fall innebär en mjuk reglering att man nöjer sig med att tillämpa allmänna konkurrensregler. En hård reglering innebär däremot att specifika regler och institutioner skapas för att reglera en nätverksbransch. En sådan reglering kan också innebära att reglerna är mycket detaljerade och att den verksamhet som ett dominerande företag bedriver ägnas en mycket noggrann granskning. Behovet av en hård reglering beror på de specifika förhållandena i branschen och på hur effektiva de allmänna konkurrensreglerna är i praktiken⁴.

Regelutredningen hade ett annat fokus än det som vi har i denna studie. Utredningen diskuterade huvudsakligen regleringen av de företag som verkade inom den nätinфраstruktur som finns på omreglerade marknaderna och som ofta verkar i ett naturligt monopol. Vårt fokus är den konkurrensutsatta marknaden och hur den ska styras eller regleras. Här kan bara konstateras att Regelutredningen uppfattade den svenska regleringen av elnätsinfrastrukturen som mjuk.

Regelutredningen berör även behovet av reglering av konkurrensutsatta marknader. Följande reflexion belyser de frågeställningar som ligger inom vårt fokus.

I praktiken fungerar dock inte alla marknader väl, utan det uppstår vad som brukar betecknas som marknadsmisslyckanden. Dessa kan t.ex. leda till lägre produktion och högre priser. I många fall kan marknadsmisslyckanden hanteras med regleringar av olika slag. Regleringar kan dock misslyckas och medföra kostnader eller andra mindre önskvärda effekter.⁵

Den stora utmaningen är således att utforma en reglering, en Governance, som varken leder till ett marknadsmisslyckande eller till ett regleringsmisslyckande. Målet är naturligtvis att regleringen ska ge en effektiv välfungerande marknad.

Den kollapsade elmarknaden i Kalifornien anförs ibland som ett exempel på ett fatalt marknadsmisslyckande. Mer grundliga analyser visar att Kalifornien i själva verket är ett praktexempel på ett regleringsmisslyckande. Exempelvis visar professor James Sweeney, Stanford University, i sin analys hur de

³ Liberalisering, regler och marknader. SOU 2005:4.

⁴ SOU 2005:4, s. 637.

⁵ Ibid. s. 18.

grundläggande reglerna i den kaliforniska reformen samverkade till marknadens kollaps⁶. De tidigare monopolföretagen tvingades att sälja minst hälften av sina produktionstillgångar. Deras kraftinköp skulle ske från spotmarknaden men de förbjöds att ingå terminskontrakt för att säkra sina kostnader. Samtidigt reglerades vilka priser som de tidigare monopolföretagen fick ta ut av sina slutkunder. Brister i marknadsdesignen underlättade också för vissa aktörer att driva fram extra höga priser när det blev ett torrår i västra USA.

Det finns inga entydiga gränser mellan makroreglering och mikroreglering. Man kan säga att det är en glidande skala.

Makroreglering av elmarknaden kan beskrivas som Governance som lägger tyngdpunkten av regleringen på att bygga strukturer och definiera roller och anpassa regler och tillsyn så att aktörerna får stort utrymme att inom sin roll utveckla verksamheten och driva sina företag. Tillsynen inriktas mot marknadens funktionssätt och utveckling. Makroregleringen kan vara mer eller mindre stark. Ju svagare makroregleringen är, desto mer blir det en marknad utan reglering, dvs en fullständig avreglering.

En makroreglering innebär att företagen får utrymme att välja egna lösningar för att nå regleringens krav. Det är dock inte bara de operativa frågorna som läggs på marknadsaktörer och företag inom infrastrukturen med en makroreglering. Med makroreglering ges företagen också utrymme för strategiska beslut om utveckling och nydaning av verksamheten. Makroreglering främjar därför en dynamisk utveckling av elmarknaden.

Mikroreglering innebär å andra sidan regelstyrning i högre grad och en uppföljning eller tillsyn som är inriktad på regelefterlevnad.

En mikroreglering av elmarknaden kan bestå av särskilda regler för att behandla specifika elmarknadsproblem, t.ex. att de konkurrensutsatta elmarknadsaktörerna får särskilda regler utöver den gängse näringslivslagstiftningen. En annan variant av mikroreglering är när staten genom sin lagstiftning föreskriver hur företagen ska lösa sina uppgifter. Ju mer detaljerad mikroregleringen är, desto mer kommer den att likna en planhushållning.

Mikroregler är ibland nödvändiga. De fungerar också väl i statiska situationer men ger en bristande dynamik i en föränderlig värld. Detta behöver inte alltid vara en stor nackdel, t.ex. när det gäller fundamentala säkerhetsfunktioner. Men mikroregler innebär generellt en risk för bristande dynamik i en föränderlig värld. Mikroregler kan därför motverka det som de är till för att främja.

Mikroregler medför risk för effektivitetsförluster. Föreskrifter från lagstiftare och tillsynsmyndigheter blir ofta dåligt anpassade till de särskilda förutsättningar som gäller för det enskilda företaget.

⁶ The California Electricity Crisis, James Sweeney, Hoover Institution Press Publication No. 513, 2002

När det dyker upp nya krav på t.ex. elmarknaden kan det vara frestande för lagstiftaren att hantera detta med någon föreskrift på mikronivå. Mikroregler som ska lösa ett problem skapar emellertid lätt nya problem som kräver ytterligare mikroreglering. Lagstiftaren eller tillsynsmyndigheten hamnar på ett sluttande plan med krav på ytterligare regler som ökar komplexiteten och som minskar effektiviteten i regleringen och marknaden.

Båda formerna av reglering kan behövas. Också i en väl utvecklad makroreglering kan det behövas regler och kontroll på mikronivå. Det kan gälla frågor om konsumentskydd, miljöskydd eller vissa centrala infrastrukturfrågor som måste hanteras med mikroregler (regler om hur). Makroreglering förutsätter att "marknadskulturen" är sådan att aktörerna kan ges stor frihet i sitt agerande.

3 Den svenska elmarknadsreformen och dess centrala byggstenar

3.1 1990-talets elmarknadsreform

Den svenska elmarknadsreformen var en utpräglad makroreglering. Inriktningen slogs fast våren 1992 när riksdagen beslutade om riktlinjer för arbetet med att reformera elmarknaden.

Det är statens uppgift att skapa och upprätthålla ramar för effektivt fungerande marknader. För elmarknaden bör staten garantera tillgängligheten till ledningsnäten så att konkurrensen stärks och en effektiv prisbildning möjliggörs⁷.

Syftet med elmarknadsreformen var att skapa ramar för en effektivt fungerande elmarknad där konkurrens i produktion och elhandel skulle leda till ökad effektivitet och bevarad konkurrenskraft för det svenska näringslivet.

Reformen hade fyra grundstenar. De två första syftade till att göra infrastrukturen (elnäten) tillgängliga för alla aktörer. För det första skiljdes elnäten ut från elproduktion och elhandel. För det andra gjordes elnäten tillgängliga på villkor som inte skulle vara diskriminerande för någon aktör. Den tredje grundstenen var att ta bort de institutionella hinder för tillträde till elmarknaden som fanns i det gamla systemet och att underlätta för nya aktörer att ta sig in på den svenska elmarknaden. En sista och fjärde grundsten var att klargöra om och i så fall vilka samhällsförpliktelser elmarknadens aktörer skulle ha eller annorlunda uttryckt om de skulle ha en uttalad energipolitisk roll och hur den i så fall skulle regleras. Vi redovisar nu kort hur dessa fyra steg eller grundstenar i elmarknadsreformen

Skilj ut elnäten från elmarknaden

Grundstenar i reformen var att tydligt definiera rollerna på elmarknaden. *"Keep the generators from the grid"* var mantrat i den engelska elmarknadsreformen och blev mantra för de svenska elmarknadsreformatörerna. Elnäten skulle hållas åtskilda från produktion och handel med el. Näten skulle vara tillgängliga för alla producenter och förbrukare på lika villkor.

Ett statligt affärsverk skapades genom att bryta ut ansvaret för storkraftnätet⁸ från Vattenfall i samband med Vattenfalls ombildning från affärsverk till aktiebolag. Affärsverket Svenska Kraftnät blev också systemansvarig myndighet. Svenska Kraftnät skulle också äga och förvalta utlandsförbindelserna. I Svenska Kraftnäts uppdrag ingick vidare att verka för konkurrens på elmarknaden.

⁷ Prop. 1991/92:133, sid. 21.

⁸ Ledningar med 220 kV spänning eller högre.

Distributionsnätsinnehavarna gavs monopol för sin nätverksamhet genom de s.k. områdeskoncessionerna. För de s.k. regionnäten gavs dock i princip inget formellt monopol. Ändamålsenligheten för nya regionnätsledningar skulle prövas av den myndighet som hade tillsyn över nätföretagen (nätmyndigheten). Det prövades även om innehavaren av regionnätsägaren var lämplig. I praktiken har dock få "konkurrerande" ledningar byggts, vilket sannolikt inte heller förväntades av lagstiftarna.

Region- och lokalnät fick fortfarande ägas av koncerner med elproduktion eller elhandel men måste så fall läggas i företag som var legalt åtskilda från företag som producerade eller handlade med el.

Nätföretagen blev skyldiga att ansluta och överföra el utan diskriminering och på skäliga villkor

Nätföretagen gavs alltså i praktiken en monopolställning. Till detta monopol kopplades ett antal skyldigheter som skulle möjliggöra en fungerande elmarknad med konkurrens. Nätföretagen fick skyldighet att

- ansluta den som vill mata in eller ta ut ström från nätet
- överföra ström som matas in eller tas ut från nätet
- mäta och rapportera inmatning och uttag av el från det egna nätet (inmatningspunkter, uttagspunkter och överföringspunkter (mellan nät))

Nätverksamheten skulle bedrivas med skäliga och icke-diskriminerande villkor. Vad som var skäligt, t.ex. för nätföretagens tariffer och avgifter förutsattes bli utvecklat efter hand genom rättspraxis. Nätmyndigheten skulle i efterhand kunna pröva skäligheten.

Genom dessa åtgärder ansågs tillgången till infrastrukturen säkrad på lika villkor för de aktörer som verkade på elmarknaden.

Bort med inträdes- och konkurrenshinder på elmarknaden

På den gamla elmarknaden fanns också ett antal inträdeshinder och konkurrenshinder som försvårade eller omöjliggjorde för nya aktörer att ta sig in på elmarknaden. Ambitionen för elmarknadsreformen var att ta bort dessa eller åtminstone minska trösklarna för inträdet. Ett antal förändringar gjordes i det övergripande regelverket.

- Det tidigare kravet för dem som utnyttjade storkraftnätet att garantera fysisk balans mellan sin inmatning och sina leveranser av el togs bort och ersattes av ett krav på ekonomiskt balansansvar för den som tar ut kraft ur elnätet. Det blev i stället den systemansvariga myndigheten som skulle säkerställa den fysiska balansen i drifttimmen. Svenska Kraftnät fick lagstöd för att tvinga producenter att antingen öka eller minska sin produktion mot skälig ersättning. Denna rätt för Svenska Kraftnät har inte behövt utnyttjas. I stället har Svenska Kraftnät kunnat avtala med aktörerna, främst producenter, om rätt att disponera kraftresurser för frekvensreglering och störningsreserv och möjlighet att genom reglerkraftaffärer köpa och sälja kraft i drifttimmen.
- Det tidigare samkörningsavtalet mellan cirka tio producenter förklarades vara oförenlig med konkurrenslagstiftningen av Pris- och

konkurrensverket. Produktionsoptimeringen enligt samkörningsavtalet kom att ersättas av en kraftbörs för utbyte av fysisk kraft som var öppen för alla aktörer.

- Det tidigare stamnätsavtalet mellan Vattenfall och ca 10 producenter och dess system med abonnerade kanaler i stamnätet upphörde att gälla och kom att ersättas av nyttjanderättsavtal för stamnätet mellan Svenska Kraftnät och regionnäten och de största produktionsanläggningarna. Alla som var anslutna till elnätet (oavsett om anslutningen var till ett lokalnät, till ett regionnät eller till stamnätet) betalade en s.k. punkttariff och fick tillgång till hela den svenska elmarknaden oberoende av eventuella flaskhalsar, dvs aktörerna skulle möta ett oändligt starkt svenskt nät. Flaskhalsar inom Sverige skulle hanteras av Svenska Kraftnät genom mothandel eller begränsningar i export/importkapaciteter.

Det var också viktigt för konkurrensen att elmarknaden öppnades även för utländska producenter och förbrukare av el. Våren 1995 etablerades det en överenskommelse mellan de nordiska energiministrarna om att skapa förutsättningar för en nordisk elmarknad. Detta skedde i form av ett pressmeddelande från ett möte mellan energiministrarna, i vilket ministrarna uttalade sin ambition att skapa en nordisk marknad för el och sin avsikt att ta bort de nationella hinder som eventuellt kunde finnas för en sådan marknad⁹. I praktiken blev det en uppgift för de nordiska stamnätsföretagen att skapa förutsättningar för denna marknad. Elbörsen Nord Pool blev central för denna utveckling och ägdes gemensamt av Svenska Kraftnät och norska Statnett.

Ingen styrning av aktörerna på den konkurrensutsatta elmarknaden

Genom att skilja ut elförsörjningens infrastruktur, som definierades som elnäten och göra dem tillgängliga för elmarknadens aktörer samt att ta bort viktiga inträdeshinder för nya aktörer hade staten skapat de ramar för elmarknaden som ansågs nödvändiga för en effektivt fungerande elmarknad. Ytterligare en fråga var dock om aktörerna på elmarknaden skulle behöva några ytterligare regler än dem som generellt gällde för näringsverksamhet. Några sådana ansågs inte vara nödvändiga eller lämpliga. Principen blev i stället att elproduktion och elhandel skulle behandlas som annan näringsverksamhet och regleras med generell näringslagstiftning som till exempel konkurrenslagstiftning, miljölagstiftning och konsumentlagstiftning i enlighet med riktlinjerna från 1992. Detta innebar bl.a.

- Ingen myndighetsprövning av behov av investeringar i kraftproduktion (vid sidan av den generella miljö- och planlagstiftningen)
- Aktörernas beslut att investera i elproduktion, producera, sälja och konsumera el förutsattes styras av marknadsprissättningen och generella ekonomiska styrmedel som miljöavgifter och generella stödformer.
- Inga krav på att en viss andel av företagets elproduktion ska vara miljövänlig eller klimatneutral eller att företagen ska bidra till energi- eller elhushållning.

⁹ Det är detta pressmeddelande som är den s.k. Louisianaöverenskommelsen 1995.

En elmarknadspecifik regel skapades dock. Denna gällde det ekonomiska ansvaret för obalanser mellan uttag och inmatning i elnätet. Elproducenter och elleverantörer kunde välja mellan att själva vara balansansvariga gentemot Svenska Kraftnät eller att köpa denna tjänst av ett balansansvarigt företag.

Det fanns några undantag från denna non-interventionspolitik i förhållande till elmarknaden. Det första undantaget var ett system med s.k. leveranskoncessioner som skulle tillämpas övergångsvis och som framför allt innebar leveransplikt av el till de kunder som inte önskade köpa el på den fria marknaden. Leveranskoncessionärens prissättning var i så fall underställd nätmyndighetens tillsyn. Vidare hade leveranskoncessionären mottagningsplikt av el från småskaliga elproducenter enligt regler som införts i lagstiftningen 1987. Systemet med leveranskoncessioner avskaffades dock i förtid hösten 1999.

Det andra undantaget gällde kärnkraften. Det fanns en lagstiftning som gjorde helt klart att det inte kunde ske några investeringar i nya kärnkraftsanläggningar. (Däremot prövades uppgraderingar eller effekthöjningar enligt kärntekniklagen). 1997 beslutade också riksdagen om en ny lag som gjorde det möjligt för regeringen att besluta att kärnkraftsanläggningar skulle stängas. Denna lag upphävdes 2010. Nu är det också förenligt med svensk lagstiftning att planera och bygga en ny reaktor om den nya reaktorn ersätter en befintlig och uppförs på en plats där någon av de befintliga reaktorerna är lokaliserade.

Slutsatser – Elmarknadsreformen: en närmast klockren makroreglering

Elmarknadsreformen gav alltså ett ramverk inom vilket företagen kunde agera ganska fritt. Det var företagen som inom ramverket förväntades agera så att målen om en effektiv elförsörjning till gagn för konsumenterna skulle uppnås. Några regler om hur företagen skulle agera för att målen skulle nås behövdes inte enligt de tankar som låg bakom reformen. Detta var alltså en närmast klockren makroreglering.

Det viktigaste principiella greppet var att skapa åtskillnad mellan infrastrukturföretagen och marknadsaktörerna. Genom att skilja ut storkraftnätet och ansvaret för detta från marknadsaktörerna skapade lagstiftaren en infrastrukturaktör på vilken man kunde lägga uppgiften att verka för konkurrens på den svenska och den nordiska elmarknaden. Med stöd av det uppdraget kunde Svenska Kraftnät medverka i etableringen av den nordiska kraftbörsen och den nordiska elmarknaden och samarbeta med de övriga nordiska stamnätsoperatörerna. Dessa hade i praktiken samma självständiga roll och oberoende från producentintressena som Svenska Kraftnät.

En tydlig struktur avseende rollerna skapade förutsättningar för en utveckling av elmarknaden utan tyngande detaljreglering. En jämförelse mellan den nordiska elmarknaden och utvecklingen av EU:s inre elmarknad illustrerar detta. Den nordiska elmarknaden har huvudsakligen byggts upp genom samarbete mellan de nordiska stamnätsföretagen. Regler från lagstiftare och

tillsynsmyndigheter har varit undantag. På kontinenten har stamnätsföretagen nästan undantagslöst varit nära kopplade till starka producentintressen. Ofta har det vara starka koncern- eller ägarsamband. EU:s lagstiftare och tillsynsmyndigheter har därför ansett det nödvändigt att "reglera" fram en handel mellan länderna. EU-förordningar och bindande riktlinjer från kommissionen, ofta på detaljnivå, används nu i allt större utsträckning för att styra de europeiska stamnätsföretagen i frågor som i Norden har beslutats av stamnätsföretagen själva.

Sammanfattningsvis kan lagstiftningen bakom 1995 års elmarknadsreform beskrivas som nästan enbart en reglering av elnätsföretagens skyldigheter. Denna reglering var även den en makroreglering i flera fundamentala delar. Närföretagen skulle vara skyldiga att ansluta den som önskade mata in eller ta ut el från nätet och sedan överföra el i den utsträckning som kunderna önskade. Villkoren för anslutning och överföring skulle, föreskrev i ellagen, vara skäliga. Skäligheten kunde prövas i efterhand av tillsynsmyndigheten.

3.2 Den energipolitiska diskussionen i 1990-talets Sverige och paradigm om elmarknaden

1991 års energipolitiska riktlinjer och elmarknaden – en uppgörelse mellan tre riksdagspartier

När energipolitik beskrivs och analyseras kan det vara fruktbart att studera dess koppling till tre andra politikområden. Dessa är Försörjnings-trygghetspolitik, Miljöpolitik och Näringspolitik.

Energipolitik är ofta ett verktyg för att uppnå mål inom dessa politikområden. Detta är en orsak till att energipolitiken kan upplevas som och också vara fylld av målkonflikter. Förändringar i energipolitiken kan åtminstone till en del förklaras med att fokus över tiden flyttas mellan dessa tre områden. Från andra världskriget fram till och med efterdyningarna av 1970-talets oljekriser var försörjningstryggheten den centrala frågan. Under 1980-talet var energisystemet påverkan på miljön, främst försmurningen av mark och vatten, den stora frågan. Klimatförändringarna började påverka energipolitiken i slutet av 1980-talet. 1989 beslutade till exempel riksdagen om införandet en skatt på koldioxid. Men klimatet var långt ifrån ett överordnat mål när elmarknadsreformen började utformas.

Följande citat ur den parlamentariska trepartiuppgörelsen om energipolitiken från 1991 belyser närvaron av de tre politikområdena. Vi har markerat med fetstil i texten för att lyfta fram de tre områdena.

*Energipolitikens mål är att på kort och lång sikt **trygga tillgången på el** och annan energi **på med omvärlden konkurrenskraftiga villkor**. Härigenom främjas en god ekonomisk och social utveckling i Sverige. Energipolitiken skall **utgå ifrån vad natur och miljö kan bära**. Landets elförsörjning skall tryggas genom **ett energisystem som i största möjliga utsträckning grundas på varaktiga, helst***

inhemska och förnybara energikällor samt en effektiv energihushållning.¹⁰

Bakom uppgörelsen och dessa formuleringar stod Socialdemokraterna, Folkpartiet och Centerpartiet. Det mest påtagliga med 1991 års energiuppgörelse var att de tre partierna kunde enas om att upphäva 1988 års beslut att stänga två kärnkraftsreaktorer i mitten av 1990-talet.

När en reformering av elmarknaden började diskuteras i början av 1990-talet var den stora energipolitiska frågan kärnkraften och avvecklingen av denna. Om man väljer att se kärnkraftsavvecklingsbeslutet som miljöpolitik – vilket vi tycker att man bör göra – markerar 1991 års beslut att fokus i energipolitiken flyttas till näringspolitiken¹¹. Den näringspolitiska aspekten var central i 1991 års uppgörelse vilket framgår av följande citat.

En säker tillgång på el till ett rimligt pris är en viktig förutsättning för den svenska industrins internationella konkurrenskraft. Energipolitiken ska utformas så att denna förutsättning bevaras. Särskilt för den elintensiva industrin som omfattar viktiga basnäringar som pappersindustrin, gruvindustrin och stålindustrin är detta ett grundläggande krav. Det är därför nödvändigt att det finns tillräcklig kapacitet i elproduktionen och att priset sätts efter marknadens villkor¹².

Det näringspolitiska målet om den svenska industrins internationella konkurrenskraft lyfts fram och rimliga priser på el för den elintensiva industrin är ett grundläggande krav. Försörjningstrygghetsmålet finns också med; tillgången på el ska vara säker och det ska finnas en tillräcklig kapacitet i elproduktionen. Det är också värt att notera skrivningarna att elpriserna ska sättas "efter marknadens villkor". Vad detta innebär preciseras inte närmare.

Det görs ytterligare ett viktigt klagörande i trepartiuppgörelsen om hur partierna ser på rollfördelningen på elmarknaden. Det är vi som har markerat med fetstil i citatet.

*Riksdag och regering anger de förutsättningar som kraftföretagen skall arbeta inom. Så beslutar t.ex. statsmakterna om energibeskattningen och om miljöpolitiska styrmedel i form av t.ex. miljöavgifter och utsläppsnormer. Energiproduktionsanläggningar prövas enligt miljöskyddslagen. Lokaliseringen av större anläggningar prövas enligt naturresurslagen. ... **Det är kraftföretagens uppgift att med utgångspunkt i den av statsmakterna fastlagda energipolitiken planera och utveckla kraftsystemet så att landets behov av el blir tillgodosett.***

Här ser man en syn på hur kraven på försörjningstrygghet och leveranssäkerhet ska mötas. Statsmakterna sätter ramar för marknadens

¹⁰ Den energipolitiska trepartiuppgörelsen 1991 (S, FP, C). Prop. 1990/91:88, sid 6

¹¹ Ett tidens tecken var också att energifrågorna 1990 hade flyttats från Miljö- och energidepartementet till Industridepartementet (som 1992 namnändrades till Näringsdepartementet) och sedan legat där med undantag av åren 2004-2006.

¹² Prop. 1990/91:88, s. 7

aktörer. De energipolitiska ramarna ska ge kraftföretagen de incitament att göra de investeringar som behövs för att upprätthålla kapaciteten. Trepartiuppgörelsens formulering om rollfördelningen är ganska lik den riktlinje som ett år senare blev en av utgångspunkterna för elmarknadsreformen och citerades inledningsvis i detta kapitel.

1995 års elmarknadsreform och energipolitiken

Vi har karaktäriserat 1990-talets elmarknadsreform som en närmast klockren makroreglering med generella marknadsregler för aktörerna på elmarknaden. Reformen kan ses som en näringspolitisk åtgärd för att höja effektiviteten i elförsörjningen och stärka det svenska näringslivets internationella konkurrenskraft. De andra två energipolitiska aspekterna – försörjningstrygghet och miljöpolitik – var underordnade. Elmarknadsreformens påverkan på de energipolitiska målen om försörjningstrygghet och miljö var dock inte okontroversiella.

Elmarknadsreformen hade föreslagits av den borgerliga fyrpartiregeringen och beslutats av riksdagen våren 1994. Efter regeringsskiftet hösten 1994 beslutade riksdagen på den socialdemokratiska regeringens förslag att skjuta på genomförande tills reformens konsekvenser för försörjningstryggheten och för möjligheterna att driva en aktiv energipolitik hade analyserats.

Den s.k. Energikommissionen fick i uppdrag att analysera konsekvenserna av elmarknadsreformen¹³. En väsentlig fråga som är intressant i detta sammanhang var om en avreglering av elmarknaden skulle komma att påverka kraftproducenternas investeringar. Kommissionen skulle bl.a. bedöma om förutsättningarna för utveckling och byggande av kraftproduktionsanläggningar med miljöacceptabel teknik förändras och vilka konsekvenser sådana förändringar kan innebära för upprätthållandet av den långsiktiga leveranssäkerheten för elkraft.

När det gällde försörjningstryggheten i elförsörjningen bekräftade Energikommissionen inledningsvis den rådande uppfattningen om statens roll på elmarknaden.

Samhället har ... det övergripande ansvaret för att konkurrensen på den svenska elmarknaden fungerar tillfredsställande mellan svenska företag och mellan svenska och utländska företag. Myndighetsansvaret ligger i första hand hos Konkurrensverket, men även andra myndigheter har uppgifter i syfte att främja konkurrensen.

Ansvaret för försörjningstryggheten låg enligt Energikommissionen hos producenterna.

*Rollfördelningen på den reformerade elmarknaden innebär att ansvaret för elproduktionssystemets tillräcklighet kommer att ligga i producenternas affärsmässiga ansvar gentemot sina kunder. **Den planering som hittills har skett i samverkan mellan kraftföretagen kommer således i det nya***

¹³ Dir. 1994:120. Energikommissionen hade tidigare 1994 tillsats av den borgerliga regeringen för att få en bred parlamentarisk uppgörelse om kärnkraften. Uppdraget om elmarknaden var ett tilläggsuppdrag till kommissionen.

regelverkets ramar i stället att ske genom uppgörelser mellan producenter och deras kunder¹⁴.

Kommissionens slutsats var att de energipolitiska målen om försörjningstrygghet inte hotades av den föreslagna reformeringen av elmarknaden. Den sista av oss fetstilade meningen visar på en uppfattning att elmarknaden framöver skulle karaktäriseras av bilaterala avtal mellan producenterna och elförbrukarna. Energikommissionens uppfattning var att både elkonsumenter och elleverantörerna skulle ha ett intresse att teckna långsiktiga leveransavtal för att minska osäkerheten när det gällde de framtida elpriserna. Sådana avtal skulle vara ett underlag för finansiering och genomförande av nya investeringar. Genom att hindren för inträde på elmarknaden togs bort skulle också hotet från nya aktörer få de etablerade producenterna att hålla nere elpriset genom att investera i ny kapacitet¹⁵.

När det gäller de miljöpolitiska målen, som i mitten av 1990-talet uttrycktes som en miljöacceptabel elproduktionsteknik och som energieffektivisering konstaterar Energikommissionen att den reformerade elmarknaden snarast ökar effektiviteten i de energipolitiska styrmedlen. Tanken var att exempelvis ekonomiska styrmedel bet hårdare på företag som var utsatta för konkurrens och som inte självklart kunde vältra över miljöavgifter på kunderna.

Slutsatsen av en läsning av Energikommissionens överväganden är att elmarknadsreformen som motiverades av det näringspolitiska målet i energipolitiken inte skulle hamna i konflikt med vare sig målet om försörjningstrygghet eller av det miljöpolitiska målet. Tvärtom skulle elmarknadsreformen – som den var utformad – snarast förstärka möjligheterna att nå de miljöpolitiska målen

Grundläggande paradigm inför elmarknadsreformen

Den centrala utgångspunkten – eller det grundläggande paradigmet – för elmarknadsreformen var att elmarknaden trots sina tekniska särdrag kunde fungera som vilken vanlig marknad som helst. Det var i princip två tekniska särdrag som lyftes fram i diskussionerna inför reformen. Det första särdraget var att transporter av elenergi är ledningsbundna. Det andra som skilde el från andra produkter, och som delvis hänger samman med att el är ledningsbunden, var att el inte kunde lagras och att produktion och förbrukning av el momentant därför alltid måste vara i balans.

Synen på infrastrukturen

Ledningsnäten och systemansvaret kan sägas ingå i den infrastruktur som staten upprätthåller till elmarknaden. Villkoren att utnyttja denna infrastruktur regleras av staten.

Ledningsnäten bedömdes vara naturliga monopol. Det innebär att det normalt inte är företagsekonomiskt möjligt eller samhällsekonomiskt lämpligt att etablera konkurrerande elnät. I den nya ellagstiftningen gjordes därför

¹⁴ Energikommissionens delbetänkande Ny elmarknad (SOU 1995:14) Underbilaga Försörjningstrygghet, sid. 55.

¹⁵ SOU 1995:14, s. 64.

elnätsverksamhet till ett legalt monopol med skyldighet att överföra el åt annan. Villkoren för denna överföring blev reglerad i lagstiftningen.

Detta med reglerad skyldighet att överföra el åt annan var det få som ifrågasatte i Sverige. Andra möjligheter finns dock. Man kan tänka sig att konkurrensutsätta nätverksamheten. I Tyskland infördes först ett system med s.k. förhandlat tillträde till elnäten. Den som inte var nöjd med villkoren för överföring i det etablerade nätet hade möjlighet att bygga sina egna ledningar. Något legalt monopol fanns inte. I EU:s första elmarknadsdirektiv (se kap. 4) fanns möjligheten för ett land att välja så förhandlat tillträde till näten.

Nätföretagen tilldelades också uppgiften att mäta slutkundernas förbrukning av el. Mätning och rapportering ingår i nättjänsten. Inte heller denna uppgift är självklar. I t.ex. Storbritannien lades mätningen utanför nätföretagen och konkurrensutsattes. Flertalet länder har dock valt samma lösning som i Sverige. Det är fullt möjligt enligt den svenska ellagen för ett nätföretag att upphandla och lägga ut mätningen och rapporteringen på fristående företag även om kunden inte har möjlighet att välja leverantör av mät- och rapporteringstjänster.

Frågan om att hålla elsystemet i balans, dvs. att se till att inmatningen momentant motsvarar uttagen av el, löstes genom regler om balansansvar och genom att ge Svenska Kraftnät som systemansvarig myndighet ansvaret för att elsystemet momentant var i balans. Svenska Kraftnät fick också ett bemyndigande att kunna beordra producenter eller konsumenter att minska eller öka sin produktion eller förbrukning. Med detta bemyndigande i ryggen har Svenska Kraftnät organiserat balanstjänsten utifrån marknadsmässiga principer. Regelverket kring denna behövde därför inte läggas in i lagstiftningen utan är i stället fastställt i balansansvarsavtal med balansansvariga företag.

Ansvaret för Svenska Kraftnät var att upprätthålla den momentana balansen i kraftsystemet, dvs. att produktionen momentant balanserar efterfrågan. Däremot fick Svenska Kraftnät inget ansvar för den långsiktiga kapacitetsutvecklingen. Detta ansvar låg på elmarknadens aktörer, dvs. producenter och förbrukare. Detta var också helt i linje med den uppfattning som uttryckts i 1990 års energiuppgörelse och de riktlinjer för elmarknadsreformen från 1992 som citerats tidigare i detta kapitel. Denna begränsning av ansvaret till den momentana balansen ifrågasattes från en del håll. Det ansågs att Svenska Kraftnät också skulle ha ett ansvar för den långsiktiga kapacitetsutvecklingen i elsystemet. I t.ex. Danmark föreskrevs det att systemansvaret också innefattade ett ansvar för att det långsiktigt finns tillräcklig kapacitet i systemet.

Uppfattningen att el inte kan lagras i elsystemet eller ledningsnätet när den väl producerats innebär att lagring av el inte alls behandlades i ellagstiftningsarbetet. Här kan jämförelse göras med den lagstiftning som reglerar naturgasmarknaden. Naturgas kan lagras efter det att den har producerats – eller snarare tagits upp från källan. Lagringen kan ske antingen i särskilda lager som är kopplade till ledningsnätet eller i själva

rörledningsnätet genom s.k. linepack. Naturgaslagstiftningen har därför kommit att innefatta särskilda regler för hur dessa lager ska utnyttjas och vilka som har tillträde till lagren och villkoren för tillträdet.

Inom elsystemet kan s.k. pumpkraft jämföras med ett naturgaslager. Några särskilda regler för sådana finns inte. Behovet för sådana regler var också litet. I Sverige finns f.n. endast två små pumpkraftverk.

Synen på marknaden

Den allmänna uppfattningen om den konkurrensutsatta marknaden var att den normala kontraktsformen skulle vara långa kontrakt om fysiska leveranser med producenter som säljare och storförbrukare och elhandelsföretag som köpare. Elhandelsföretagen skulle sedan återförsälja kraften till förbrukare som inte köpte sin el direkt från producenterna.

En börs för försäljning och köp av kraft är en fråga som knappast berörs i de propositioner som 1994 och 1995 läggs till riksdagen om elmarknadsreformen. Få anade i mitten av 1990-talet vilken utveckling som den nordiska kraftbörsen skulle få när det gäller omsättningen av fysisk kraft på elmarknaden. Den finansiella marknaden med kraftrelaterade produkter anades men inte heller här förstods den snabba utveckling som skulle komma.

Slutkunder med liten förbrukning ansågs vara passiva på elmarknaden. Deras aktivitet skulle vara att välja elleverantör. Få trodde att hushåll och mindre företag skulle vara aktiva när det gällde reagera på priser på kraftbörsen och anpassa sin förbrukning efter detta. Man såg inte heller något behov från elmarknadssynpunkt av aktiva slutkunder när det gällde att styra förbrukningen.

3.3 Utvecklingen av elmarknadsregleringen efter 1996

Efter 1996 har ellagstiftningen och reglerna efterhand kompletterats och reviderats. Motiven för förändringarna varierar men kan i de flesta fall hänföras till något av de tre energipolitiska målen om effektiva energimarknader, försörjningstrygghet och miljöpolitik. Vi kommer nu för dessa tre mål att kort redovisa några av de viktigaste kompletteringarna i ellagstiftningen som genomförts efter elmarknadsreformens införande. Syftet med detta är att peka på de drivkrafter som ligger bakom de förändringar som gjorts. Det bör dock påpekas att en sortering i dessa tre grupper inte är självklar eller enkel. Ett kriterium på en fungerande och effektiv elmarknad kan vara att den tillgodoser försörjningstrygghets- och miljöpolitiska krav. Alla åtgärder skulle därför kunna rubriceras under rubriken "Förbättra elmarknadens funktion". Det finns också några förändringar som har genomförts för att genomföra EU-lagstiftningen eller tillgodose EU-krav. Vi väljer ändå att göra en uppdelning och med Effektiva energimarknader avse åtgärder som syftar till att förbättra konkurrensen och prisbildningen.

Effektiva energimarknader – förbättra elmarknadens funktion

Det energipolitiska målet att främja effektiva energimarknader har föranlett tre större förändringar i elmarknadsregleringen. Två av dessa har haft som

syfte att ta bort inträdeshinder på marknaden och på så sätt främja konkurrensen och stärka kundernas ställning på elmarknaden. De två förändringarna är den s.k. schablonreformen som infördes redan 1999 och införandet av kravet på att elmätarna ska läsas av månadsvis. Den tredje förändringen är den indelning av Sverige i elområden som infördes så sent som i november 2011 efter påtryckningar från Danmark och EU-kommissionen.

Schablonavräkning av kunders förbrukning – ett sätt att ta bort inträdeshinder på elmarknaden

En av de första förändringar som genomfördes i den nya ellagstiftningen var att införa bestämmelser om att förbrukningen hos alla kunder som var anslutna till elnätet med en säkring om högst 63 ampere skulle schablonavräknas. Denna reform genomfördes den 1 november 1999.

En grundläggande princip i elmarknadsreformen var att alla kunder oavsett förbrukningens storlek hade rätt att fritt välja elleverantör. Haken var att ett fritt val av leverantör förutsatte att kunden hade en mätare som mätte förbrukningen timvis och att kunden själv skulle bekosta mätarbytet. I mitten av 1990-talet innebar ett mätarbyte mycket stora kostnader. Det fanns därför en hög ekonomisk tröskel för dels kunder att byta elleverantör, dels – vilket var andra sidan av myntet – nya elleverantörer att ta sig in på marknaden.

Syftet med schablonavräkningsreformen, som tog bort behovet av nya mätare hos kunden, var således att ta bort inträdeshinder för leverantörer på elmarknaden och att förbättra kundernas möjlighet att välja leverantör.

Förändringen åstadkoms genom att det skapades detaljerade regler för en schabloniserad balansavräkning för de kunder som inte var timmätta. Reglerna togs fram i samarbete mellan branschorganisationerna för elnätsföretagen och elleverantörerna samt Svenska Kraftnät och tillsynsmyndigheten som då var Energimyndigheten. Reglerna som fördes in i Energimyndighetens författningssamling var mycket detaljerade och kan betecknas som mikroreglering av nätföretagen. De var dock resultatet av förhandlingar där nätföretagens företrädare hade stort inflytande. Energimyndighetens författning kan närmast ses som en kodifiering av en överenskommelse mellan nätföretagen och elleverantörerna. Den överliggande lagstiftningen var mycket generell.

Månadsvis avläsning av elförbrukningen för alla kunder – stärka elkundernas ställning

År 2003 beslutade riksdagen att elnätsföretagen skulle åläggas att läsa av alla kunders elmätare minst en gång per månad. Elnätsföretagen gavs dock en övergångstid för att göra nödvändiga anpassningar, vilket innebar att månadsvis avläsning gällde som ett krav först från och med den 1 juli 2009. Tidigare skulle kundernas elmätare läsas av minst en gång per år.

Det fanns några uttalade syften med denna reform. Ett var att månadsvis avläsning skulle förbättra kvaliteten i det ovan nämnda schablonavräknings-system som hade införts 1999. Den dittillsvarande årliga avläsningen innebar stora osäkerheter och kostnader för elleverantörerna. En månadsvis avläsning

av elmätarna förväntades minska elleverantörens kostnad för att ta emot en ny kund. Rörligheten på marknaden skulle öka. Ett annat syfte var att underlätta för kunderna att följa sin förbrukning och också att göra fakturorna begripligare för kunderna.

Reformen var en typisk makroreglering av infrastrukturföretagen. Ellagen anger att förbrukningen ska mätas och rapporteras en gång per månad. Det finns dock inga föreskrifter om hur mätningen ska ske. Enligt ellagen är det t.ex. fullt möjligt för ett företag att läsa av mätarna manuellt. Så gott som samtliga elkunder har dock numera mätare med automatisk avläsning och rapportering. Det finns inte heller några föreskrifter om hur ofta och på vilket sätt kunden ska faktureras. Här gäller fortfarande den generella konsumentlagstiftningen. Kravet är att kunden ska få månadsvis information om sin förbrukning.

Flertalet av de mätare som har installerats klarar inte bara månadsvis avläsning utan också att läsa av och rapportera förbrukningen timvis och många är dessutom utrustade för tvåvägskommunikation. Det är rimligt att anta att makroregleringen i kombination med den förhållandevis långa övergångsperioden på sex år gav utrymme för nätföretagen att göra strategiska bedömningar av långsiktiga utvecklingskrav och -möjligheter inför de stora mätarinvesteringarna.

Elområdesindelning av Sverige – konsekvens av nordisk och europeisk elmarknad

Den första november 2011 delades den svenska elmarknaden i fyra elområden, eller egentligare uttryckt fyra anmälningssområden till Nord Pool Spot och fyra områden för balansavräkningen. När elmarknadsreformen infördes i mitten av 1990-talet var det närmast självklart för lagstiftare och elmarknadsaktörer att Sverige skulle vara en enda sammanhållen marknad. Även om avgifterna för nätföretagens tjänst att överföra el kunde variera och bero på var i landet kunden fanns skulle priset på den överförda elen vara oberoende av kundens geografiska läge. Det fanns farhågor om att en uppdelning av landet i olika områden skulle minska konkurrensen. Frågan var då hur man skulle hantera de överföringsbegränsningar som finns inom Sverige.

Före elmarknadsreformen hanterades överföringsbegränsningarna i stamnätet genom det s.k. stamnätsavtalet mellan Vattenfall och ca 10 producenter. I avtalet reglerades tillgången till kapacitet i stamnätet genom att parterna abonnerade på kanaler i stamnätet. Detta system hindrade nya aktörer att komma in på marknaden. Stamnätsavtalet ersattes därför med ett system där Svenska Kraftnät hanterade överföringsbegränsningar genom mothandel eller begränsningar i export/importkapaciteter. På så sätt kunde Svenska Kraftnät skapa förutsättningar för ett enda anmälningssområde till spotmarknaden och ett gemensamt elspotpris för hela landet. Perspektivet var nationellt. Vi hade en svensk elmarknad.

Utvecklingen av först den nordiska och senare också den europeiska elmarknaden har inneburit att den svenska hanteringen av överföringsbegränsningar har ifrågasatts av utländska aktörer. Det ifrågasattes om

reduktion av exportkapaciteter är förenligt med principerna för den gemensamma nordiska elmarknaden och för EU:s inre marknad. EU-kommissionen har efter en anmälan från danska aktörer varit pådrivande i frågan.

Hösten 2008 enades de nordiska energiministrarna om en handlingsplan för att "påskynda utvecklingen av en gränslös nordisk elmarknad". Handlingsplanen angav bl.a. att Norden skulle delas upp i flera anmälningsområden. Svenska Kraftnät fick regeringens uppdrag att inleda denna process avseende Sverige.

Svenska Kraftnät lämnade förslag på ett frivilligt åtagande till EU-kommissionen under 2009. EU-kommissionen beslutade i april 2010 att godkänna detta åtagande och göra det bindande. I korthet innebär åtagandet att Svenska Kraftnät måste förändra Sveriges sätt att hantera överföringsbegränsningar i det svenska elnätet genom att dela in landet i flera anmälningsområden till Nord Pool Spot. Indelningen av Sverige i elområden kan mot denna bakgrund ses som en konsekvens av utvecklingen mot en nordisk och en europeisk elmarknad.

Införandet av elområden på den svenska marknaden kan ses som en makroreglering. Det har legat inom Svenska Kraftnäts uppdrag som systemansvarig myndighet att organisera hanteringen av överföringsbegränsningar.

Indelningen av Sverige i elområden skiljer sig från de övriga förändringarna för att förbättra elmarknadens funktion som vi redovisat här. Schablonreformen och införandet av kraven på månadsvis avläsning av elmätaren gjordes entydigt med ett svenskt nationellt perspektiv. Elområdesindelningen har kritiserats av många svenska aktörer men har inte gjorts med syfte att förbättra den svenska elmarknadens funktion. Perspektivet bakom förändringen var i stället nordiskt och europeiskt.

Försörjningstrygghet

En större förändring har gjorts för att trygga elsystemets försörjningstrygghet, nämligen införandet av en centralt upphandlad effektreserv.

När elmarknaden konkurrensutsattes genom elmarknadsreformen valde flera producenter att lägga befintliga oljekondenskraftverk i malpåse av lönsamhetsskäl. Detta skapade en osäkerhet om försörjningstryggheten verkligen var acceptabel under den kommande vintern eller de kommande vintrarna. År 2000 kom Svenska Kraftnät överens med branschorganisationen Svensk Energi om att upphandla en effektreserv på ca 1 000 MW under åren 2000-2003 och att kostnaden skulle fördelas på de balansansvariga företagen. Det visade sig dock inte möjligt att nå konsensus mellan Svensk Energis medlemsföretag om en förlängning och utökning av detta avtal. Svenska Kraftnät fick då i uppdrag av regeringen att lämna förslag på ett system för att långsiktigt trygga effekttillgången i elsystemet¹⁶.

¹⁶ Regeringsbeslut 2001-11-29 N2001/10897/ESB

År 2003 beslutade riksdagen om en ordning som reglerade upphandlingen och som också gav Svenska Kraftnät rätt att finansiera effektupphandlingen med avgifter från de balansansvariga¹⁷. Effektreserven fick uppgå till högst 2 000 MW vilket motsvarar drygt sju procent av en förväntad maximal inhemsk belastning. Lagen var tillfällig. Inledningsvis skulle den gälla i fem år till mars 2008. Regeringen betonade att en långsiktig och kostnadseffektiv hantering av effektfrågan förutsätter en öppen marknadsbaserad lösning. Svenska Kraftnät fick i uppdrag att i samarbete med branschen arbeta för att utveckla effektsäkringsprodukter och en handelsplats för sådana produkter¹⁸.

Alternativa lösningar utvecklades dock inte så som regeringen hade hoppats. 2008 förlängdes lagen att gälla till och med mars 2011 för att *"ge rimliga förutsättningar för utredning av den fortsatta hanteringen av effektfrågan"*¹⁹. Riksdagen beslutade 2010²⁰ att ändra lagen så att den förlängs ytterligare tio för att ge utrymme för en successiv övergång till en marknadslösning genom en stegvis nedtrappning av effektreservens storlek. Lagändringen innebär också att den systemansvariga myndigheten ska kunna ingå avtal om tillfälligt minskad elförbrukning även med elleverantörer, inte bara med elproducenter och elförbrukare såsom tidigare.

I en särskild förordning²¹ har regeringen sedan fastställt i vilken takt effektreserven ska minska fram till 2020. Regeringen har också föreskrivit en minsta andel som förbrukningssidan ska ha i effektreserven.

Effektreserven och upphandlingen av denna är en statlig intervention på elmarknaden som helst bör undvikas. Regeringen konstaterar i sin proposition att utgångspunkten för effektreserven bör vara god försörjningstrygghet och bedömer att den centralt upphandlade effektreserven i ett kortsiktigt perspektiv fungerar bra. Effektreserven inverkar emellertid också negativt på elmarknadens funktion eftersom den påverkar den kortsiktiga prisbildningen och därigenom också förändrar incitamenten för investeringar. Regeringen konstaterar att utvecklingen mot timvis mätning av elförbrukningen skapar förutsättningar för en större flexibilitet på förbrukningssidan vilket i sin tur ger förutsättningar för att efter hand utveckla effektreserven.

Miljöpolitik

Fyra större åtgärder avseende elmarknaden har föranletts av miljöpolitiska skäl. En av dessa var fram till det senaste årsskiftet entydigt nationell, nämligen elcertifikatsystemet. Detta skapades som ett styrmedel för att nå de svenska målen om produktion av el från förnybara energikällor. Övriga tre är föranledda av ny EU-lagstiftning.

Ursprungsmärkning av och ursprungsgarantier för el

Elproduktion innebär generellt sett en miljöstörning. Denna varierar beroende på vilka energikällor som används i elproduktionen. Det har därför ansetts vara ett viktigt styrmedel att se till att förbrukarna kan informeras om de

¹⁷ Lagen (2003:436) om effektreserv.

¹⁸ Prop. 2002/03:85, s. 23.

¹⁹ Prop. 2007/08:1, utg.omr. 21, s. 86.

²⁰ Prop. 2009/10:113

²¹ SFS 2010:2004.

energikällor som använts för den köpta elen och vilken miljöbelastning som denna ger upphov till. Det har under 2000-talet införts bestämmelser om dels information om, dels garantier om elens ursprung. Dessa bestämmelser har införts i enlighet med EU-direktiv.

I samband med införandet av EU:s andra elmarknadspaket i svensk lagstiftning blev elleverantörerna 2006 skyldiga att i samband med fakturering eller marknadsföring av el ange sammansättningen av de energikällor som används vid produktion av den sålda elen samt den miljöpåverkan de har. Den svenska lagbestämmelsen följde strikt bestämmelserna i EU-direktivet²² och var allmänt hållen. Det finns dock en möjlighet för Energimarknadsinspektionen att utfärda ytterligare föreskrifter. Denna möjlighet har ännu inte utnyttjats. Energimarknadsinspektionen har 2011 på regeringens uppdrag redovisat förslag till regler för elhandelsföretag i syfte att skapa ett enhetligt system för ursprungsmärkningen i enlighet med Elmarknadsdirektivets krav. Inspektionen avser att i enlighet med sina möjligheter i ellagen utfärda föreskrifter i enlighet med sitt förslag.

I avvaktan på Energimarknadsinspektionens förslag har Svensk Energi sedan 2006 tagit fram vägledning för företagens beräkningar av den sålda elens ursprung.

Den komplicerande frågan när det gäller ursprungsmärkning av el är att över 70 procent av all el i Norden köps via Nord Pool, varför det blir svårt att beräkna sammansättningen av el hos den enskilda leverantören.

Vid sidan av systemet med ursprungsmärkning har det sedan 2003 också funnits möjligheten för producenter av el att få en ursprungsgaranti för den el som producerats med användande av förnybara energikällor. Dessa bestämmelser tillkom som en del av genomförandet av EU:s s.k. Förnybarhetsdirektiv²³. Bestämmelserna om ursprungsmärkning fördes inte in i ellagen utan i en särskild lagstiftning²⁴. Den som producerade el från förnybara energikällor kunde få en ursprungsgaranti som utfärdades av Svenska Kraftnät. 2003 års lag var mycket allmän.

I samband med att Förnybarhetsdirektivet ersattes av ett nytt direktiv²⁵ (Direktivet om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor) infördes nya bestämmelser i den svenska lagen. Den principiella nyheten som infördes i den svenska lagen var att ursprungsgarantierna kopplades till systemet med ursprungsmärkning. En leverantör kan utnyttja ursprungsgarantier för att verifiera vilken energikälla som den el han säljer kommer från. Den svenska lagstiftningen går längre än vad som krävs i EU-direktivet genom att ursprungsgarantier kan utfärdas för alla typer av elproduktion, dvs. inte bara förnybar el. Lagen innehåller också regler om

²² Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG

²³ Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el

²⁴ Lagen (2003:437) om ursprungsgarantier

²⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor

utfärdande, förvaring och annullering av certifikaten för att skapa ett säkert system.

Ursprungsgarantierna fungerar närmast som finansiella instrument. De kan överlåtas till annan aktör i Sverige och också inom hela EU. Genom garantierna anser man att man skapat ett system där elen kan spåras till källan även om själva elen har handlats över Nord Pool. Systemen med ursprungsgarantier och ursprungsmärkning påverkar inte heller den fysiska handeln med el. Däremot erbjuder systemen en elhandlare – och i slutändan också förbrukare – att välja el från den produktionsteknik och de energikällor som man önskar marknadsföra eller använda i den meningen att man kan skaffa ursprungsgarantier som anses verifiera elleveransernas ursprung.

Liknande system inom andra produktområden, som till exempel livsmedel och kläder, har tagits fram som branschöverenskommelser. Det gäller till exempel KRAV-märkningen av livsmedel. I den meningen kan ursprungsmärkningen av el ses som en mikroreglering där staten eller snarare EU valt att gå in och föreskriva i detalj hur märkningen ska hanteras.

Elcertifikat

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem för utbyggnad av elproduktion från förnybara energikällor och torv i Sverige. Det infördes i Sverige 2003. Elcertifikaten innebär en extra intäktskälla för dem som investerar i förnybar elproduktion, vilket förväntas öka incitamenten att genomföra sådana investeringar. Systemet fungerar i korthet på följande sätt. De elproducenter vars elproduktion uppfyller kraven i lagen om elcertifikat får ett elcertifikat för varje megawattimme (MWh) el som de producerar. Certifikat kan fås under produktionsanläggningens första 15 år. Efterfrågan på elcertifikat skapas då alla elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller elanvändning. Mängden elcertifikat som ska köpas ändras från år till år i takt med att kvoten successivt ändras, vilket medför en ökande efterfrågan på elcertifikat.

Målet med elcertifikatsystemet har efter hand höjts och är för närvarande att öka produktionen av el från förnybara energikällor med 25 TWh från 2002 års nivå fram till år 2020. Fram till år 2010 var ökningen av förnybar elproduktion knappt 12 TWh, varav vindkraften svarade för ungefär 3 TWh. Av den elproduktion som tilldelades elcertifikat under år 2010 skedde drygt 60 procent av produktionen i biobränsleanläggningar och knappt fem procent i kraftvärmeanläggningar som använder torv. Vindkraftsanläggningarna svarade för knappt 20 procent och vattenkraftsanläggningar för 15 procent av elproduktionen inom elcertifikatsystemet. Ett fåtal solenergianläggningar var godkända för tilldelning av elcertifikat men de producerade endast några få megawattimmar under året. Inga anläggningar för vågenergi eller geotermisk energi har hittills anmälts för att bli godkända i elcertifikatsystemet²⁶.

Den 1 januari 2012 har elcertifikatsystemet blivit gemensamt för Sverige och Norge och certifikat kommer att kunna handlas mellan länderna. Vad detta

²⁶ Elcertifikatsystemet 2011. Statens energimyndighet

innebär i praktiken avseende elcertifikatpriser och utbyggnadstakter återstår att se.

Elcertifikat och ursprungsgarantier är två skilda system. Ursprungsgarantins enda uppgift är att visa för slutkunden att en viss andel eller mängd energi har producerats från förnybara energikällor. Ursprungsgarantier innebär inte någon automatisk rätt till stöd från nationella stödsystem. Ursprungsgarantin är således bärare av miljövärdet gentemot slutkunden medan elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som syftar till att öka andelen förnybar energi.

Certifikatsystemet påverkar investeringarna i förnybar elproduktion genom att det ger producenterna ett driftstöd. Det är marknadsbaserat vilket innebär att staten inte intervenerar direkt i prisbildningen på el. Här finns en viktig skillnad i förhållande till de vanliga stödsystemen inom andra EU-länder där staten garanterar priserna på el från förnybara energikällor med s.k. feed in-tariffer.

Efter hand kommer dock elcertifikaten att få en stor inverkan på elmarknadens funktion eftersom de förväntas leda till stora investeringar i vindkraft de närmaste tio åren och en ökad andel ostyrbar elproduktion. Denna utmaning för elmarknaden behandlas i kapitel 5.2.

Handel med utsläppsrätter (koldioxid)

EU:s utsläppshandel inleddes i januari 2005 och omfattar cirka 13 000 anläggningar inom industri- och energiproduktion. Handeln regleras genom ett särskilt direktiv som omfattar alla EU:s medlemsländer. Handel med utsläppsrätter anses vara ett viktigt verktyg för att nå EU:s åtagande om minskade utsläpp av växthusgaser enligt Kyotoprotokollet. Målet är att skapa en effektiv europeisk marknad för utsläppsrätter med minsta möjliga negativa påverkan på ekonomisk utveckling och sysselsättning inom unionen. Handelssystemets första fas löpte under perioden 2005-2007. Den 1 januari 2008 inleddes en andra handelsperiod. Denna varar t o m 2012 och är parallell med Kyotoprotokollets första åtagandeperiod.

Endast utsläpp av koldioxid ingick i handelssystemet under den första handelsperioden. Från och med 2008 inkluderas lustgas i några medlemsländer. Handel med utsläppsrätter omfattar för närvarande cirka 40 procent av EU-ländernas totala utsläpp av koldioxid.

För handelsperioden 2008-2012 gäller att minst 90 procent av utsläppsrätterna ska fördelas gratis till de berörda anläggningarna. Medlemsländerna kan välja att till exempel auktionera ut den resterande andelen. Svenska företag har dock fått samtliga sina utsläppsrätter kostnadsfritt av staten. Varje EU-land anger hur många utsläppsrätter som ska fördelas genom en nationell fördelningsplan som EU-kommissionen granskar. Från och med handelsperioden 2008-2012 ska ländernas "utsläppstak" svara upp mot såväl unionens utsläppsmål som åtagandet enligt Kyotoprotokollet.

Handeln med utsläppsrätter avser koldioxidutsläpp från industriproduktion generellt varav elproduktion är en del. Handeln med utsläppsrätter är helt

åtskild från elmarknaden. Utsläppshandeln har dock stor påverkan på elpriserna genom att fossileldad elproduktion ofta är prissättande på såväl den europeiska och den nordiska elmarknaden. Eftersom fossileldad elproduktion innebär koldioxidutsläpp kommer kostnaden för utsläppsrätter att höja marginalkostnaden för fossileldad produktion och därigenom ofta att höja elpriset. Effekten på elpriset är densamma oavsett om utsläppsrätterna är gratis tilldelade eller måste inköpas. Utsläppsrättshandeln har inte bara kraftigt höjt prisnivån på el på nordiska och svenska marknaden utan också kraftigt ökat volatiliteten på marknaden.

I januari 2008 presenterade EU-kommissionen förslag på förändringar av handelsdirektivet, med sikte på handeln under handelsperioden 2013-2020. Under den tredje handelsperioden kommer elproduktion inte längre att vara berättigad till gratis tilldelning av utsläppsrätter.

Sammanfattningsvis kan konstateras att utvecklingen av den svenska elmarknadsregleringen efter 1996 inte nämnvärt har minskat elmarknadsreformens karaktär av makroreglering. Elcertifikatsystem och handel med utsläppsrätter har införts men systemen har varit generella och marknadsbaserade. Visserligen är effektreserven en statlig intervention på elmarknaden men den har utformats för att påverka den kortsiktiga prisbildningen så lite som möjligt och effektreservens omfattning ska successivt trappas ned fram till 2020.

4 Utvecklingen i Europa

4.1 EU:s elmarknadsreformer

EU-lagstiftningens påverkan på den svenska elmarknaden sker dels genom EU:s direkta elmarknadslagstiftning, dels genom andra energipolitiska EU-direktiv eller EU-förordningar som påverkar förhållandena på elmarknaden.

Knappt ett år efter Sveriges inträde i Europeiska unionen och att elmarknadsreformen genomförts kom *EU:s första elmarknadsdirektiv*²⁷. Detta har sedan följts av ett andra och ett tredje elmarknadsdirektiv. Generellt kan sägas att Sverige har behövt göra få och små ändringar i lagstiftningen för att införa EU:s regler i den nationella lagstiftningen.

Det första elmarknadsdirektivet syftade främst till att skapa förutsättningar för konkurrens på de nationella elmarknaderna genom att ge tillträde till de nationella elnäten för producenter och för åtminstone större elkunder. Detta direktiv krävde en ändring i den svenska ellagen, nämligen att införa en skyldighet för nätföretagen att offentliggöra sina nättariffer.

EU:s *andra elmarknadsdirektiv* beslutades i juni 2003²⁸. Elmarknadsdirektivet innehöll för det första viktiga ändringar om en ökad marknadsöppning. Det fanns också krav om en rättslig åtskillnad för systemoperatörer för överföring och distribution, krav på särredovisning, regler för nättillträde samt krav på inrättandet av en självständig tillsynsmyndighet som i förväg godkänner åtminstone metoderna för tariffsättningen. Därutöver innehöll direktivet vissa nyheter som gäller allmännyttiga tjänster, angivande av elens ursprung, försörjningstrygghet, upphandling av ny kapacitet, regler för anskaffande av el för att täcka nätförluster, rapportering samt handel med tredje land. Direktivet kan beskrivas som ett omfattande och detaljerat regelverk.

Detta direktiv krävde några fler ändringar i den svenska lagstiftningen men ingenting som egentligen påverkade den svenska elmarknadens funktion. Ändringarna innebar bl.a. att det ställdes krav på personell åtskillnad mellan nätföretag och elhandelsföretag, vissa tidsfrister för nätmyndighetens prövning av tvister inom elsektorn, mer preciserade bestämmelser om utformningen av nättariffer samt krav på elleverantörer att på fakturor och i reklam ange sammansättningen av de energikällor som använts vid produktionen av den sålda elen. Den sista punkten om sammansättningen av elproduktionen har behandlats i föregående kapitel.

Den 13 juli 2009 antogs det s.k. *tredje inre marknads paketet för el och naturgas* av Europaparlamentet och rådet. Paketet består av två direktiv och tre förordningar, varav ett direktiv och en förordning som avser enbart

²⁷ Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el

²⁸ Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el

naturgas²⁹. Det tredje inre marknadspaketet omfattar bl.a. åtgärder som syftar till att skapa en mer effektiv åtskillnad mellan transmissionsverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet, bestämmelser som innebär ett utökat konsumentskydd samt ett mer detaljerat regelverk kring de nationella tillsynsmyndigheternas befogenheter och uppgifter.

En viktig del i paketet är etablerandet av den nya EU-myndigheten ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). En annan viktig del är regler om etablerande av ENTSO-E som är ett samarbetsorgan mellan de systemansvariga i EU-länderna.

Paketet innehåller vidare detaljerade regler med tolv underpunkter för hur "network codes" ska tas fram för tolv olika områden. Processen med att ta fram en nätkod för ett visst område startar med att ACER tar fram en "framework guideline" för den nätkod som ENTSO-E ska ta fram för ett visst område. I underpunkterna förtecknas vilka samråd som ska ske och hur förslag till ramriktlinjer och nätkoder ska underställas kommissionen. Avsikten är att beslutade nätkoder på samma sätt som EU-förordningar ska vara bindande i sin helhet och direkt tillämpliga i varje medlemsstat. Förändringar i nätkoder kommer att kräva en s. k. committology procedure.

Som en följd av detta tredje paket gjordes en del ändringar i den svenska ellagen. Även denna gång blev påverkan på den svenska elmarknaden liten. Detaljregleringen ökade dock. Reglerna för leverantörsbyten ändrades något på så sätt att ett byte inte längre måste ske vid månadsskiften. Detta är ett krav på nätföretagen att genomföra byten vid andra tidpunkter om någon önskar detta. En elleverantör kan fortfarande välja att begränsa sitt kunderbjudande till att endast innefatta månadsskiften som bytesdag. Det infördes också regler i ellagen om innehållet i avtal mellan kund och elleverantör eller nätföretag samt hur kunden ska informeras om dessa avtalsvillkor. Det tillkom dessutom regler för elhandelsföretagen i syfte att skydda konsumenterna. Direktivets krav på avgränsning av transmissionsverksamhet, dvs. i huvudsak den överföring av el som sker på stamnätet löstes i Sverige genom att i lagstiftningen föra in den ordning som gällt sedan början av 1990-talet.

De förändringar i reglerna om den svenska elmarknaden som hittills genomförts till följd av EU:s elmarknadsdirektiv är få och förhållandevis marginella. De anpassningar som har behövt göras har inte på något påtagligt sätt ändrat villkoren för aktörerna på den svenska elmarknaden. Av de förändringar i den svenska elmarknadsregleringen som vi har redovisat i avsnitt 3.3 är det bara reglerna om ursprungsmärkning som kan hänföras till

²⁹ Direktiv 2009/72/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG, förordning (EG) nr 714/2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003 och förordning (EG) nr 713/2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter samt de för naturgas direktiv 2009/73/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG och förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005

en anpassning till elmarknadsdirektiven. Däremot är några av förändringarna direkt hänförliga till andra EU-beslut än dem som följer av elmarknadsdirektiven.

De energipolitiska mål för 2020 som Europeiska rådet beslutade 2007³⁰ har också – och möjligen större än elmarknadspaktet – påverkan på den svenska elmarknaden. Rådets beslut är känt som *20/20/20-målen*. De innebär att EU ska uppnå 20 procents minskning av utsläppen av växthusgaser, en andel om 20 procent förnybar energi samt 20 procent energieffektivisering fram till år till 2020.

Det s.k. *Förnybarhetsdirektivet* som beslutades 2009³¹ är en direkt följd av rådets energipolitiska mål och syftar till att öka andelen förnybar energi inom EU från 8,5 till 20 procent under perioden 2005–2020. Varje medlemsstats del i ansvaret att nå detta gemenskapsövergripande mål har slagits fast i en s.k. bördefördelning. För svensk del ställer direktivet bindande krav på att uppnå en andel om 49 procent förnybar energi år 2020. Sverige har redan i dag den högsta andelen förnybar energi i EU. 2010 låg denna andel på cirka 43 procent. Ökningen till 50 procent till 2020, som är det mål som regeringen har satt, ska till en stor del ske genom en ökad produktion av el från förnybara energikällor, vars andel ska öka från cirka 55 procent till 62 procent³². Det är framför allt vindkraften som väntas öka. Denna vindkraftsexpansion bedömer vi är en av de stora utmaningarna för elmarknaden under perioden fram till 2020. Denna fråga utvecklas i avsnitt 5.2.

Kommissionen presenterade den 8 mars 2011 en handlingsplan för energieffektivitet. Handlingsplanen följdes i juni upp av ett *förslag till ett nytt direktiv om energieffektivitet*, i vilket flera av de åtgärder som föreslogs i energieffektiviseringsplanen blir juridiskt bindande. Syftet är att säkerställa att EU:s mål om 20 procent primärenergibesparing år 2020 ska uppfyllas. Denna minskning ska bördefördelas mellan medlemsländerna. Ett viktigt inslag i det föreslagna direktivet är en skyldighet för företag som distribuerar eller säljer el, naturgas och fjärrvärme att årligen minska sin energiförsäljning med 1,5 procent genom att genomföra energieffektiviseringsåtgärder hos kunderna. Det kan exempelvis enligt kommissionen röra sig om att sätta in treglasfönster eller förbättra isoleringen i kundernas bostäder. Det ska dock enligt kommissionens förslag vara möjligt för medlemsländerna att utnyttja frivilliga åtaganden eller marknadslösningar som vita certifikat. Vidare föreslås att nätoperatörer ska vara skyldiga att erbjuda systemtjänster för att främja energieffektivisering i energinäten och hos slutanvändare.

Förhandlingarna om förslaget till energieffektiviseringsdirektiv har inletts. EU-parlamentets utskott för industri och energi (ITRE) röstade den 28 februari 2012 ja till rapportören Claude Turmes förslag till nytt energieffektiviserings-

³⁰ Europeiska rådet 8-9 mars 2007.

³¹ Europaparlamentet och rådet direktiv 2009/28/EG om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor och om ändring och ett senare upphävande av direktiven 2001/77/EG och 2003/30/EG (förnybarhetsdirektivet)

³² Prop. 2009/10:128, bilaga 2.

direktiv. Förslaget innehåller betydande utvidgningar i förhållande till kommissionens förslag.

I december 2011 presenterade Kommissionen en *färdplan för utvecklingen av Europas energisystem till år 2050*³³. I färdplanen beskriver och analyserar kommissionen de utmaningar som det innebär att klara EU:s mål om att till år 2050 minska utsläppen med 80-90 procent jämfört med år 1990 samtidigt som målen om försörjningstrygghet och konkurrenskraft ska nås. Det anges att en kostnadseffektiv utveckling mot målet 2050 är att minska utsläppen med 25 procent till år 2020, med 40 procent till år 2030 och med 60 procent till år 2050. Kraftsektorn är den sektor som ska klara den största utsläppsminskningen. Samtidigt ska el stå för en kraftigt ökad andel av den slutliga energianvändningen (från drygt 20 procent i nuläget till närmare 40 procent år 2050).

I färdplanen konstateras att de nödvändiga stora förändringarna innebär utmaningar för marknaden och energipolitiken. Investeringsbehovet är enormt. I kraftsektorn behövs förutom investeringar i förnybar el också investeringar i kompletterande elproduktion för att klara leveranssäkerheten när produktionen av förnybar el är låg. En förutsättning för dessa investeringar är självfallet att investerarna förväntar att de får skälig avkastning på sina investeringar. Hur detta ska ske diskuteras dock inte närmare. Det konstateras bara att subventioner ibland kan visa sig nödvändiga. Dessa måste dock enligt färdplanen utformas i enlighet med de principer som gäller för EU:s inre marknader. Nödvändigheten av att utveckla och behålla EU:s inre energimarknader betonas.

Färdplanen är inte något bindande beslut. Tanken är att färdplanen ska vara utgångspunkt för utvecklingen av ett långsiktigt europeiskt ramverk för energimarknaderna och för medlemsländernas utveckling av långsiktiga nationella strategier. Ett nästa steg är att på EU-nivå definiera ett ramverk för vad som ska uppnås till år 2030 och hur detta ska ske.

Sammanfattningsvis kan konstateras att EU:s två första elmarknadsdirektiv i allt väsentligt var en makroreglering. Det tredje inre marknadspaketets bestämmelser om utveckling av nätkoder har dock gett kommissionen en helt ny roll i elmarknadsregleringen. Utvecklingen av nätkoder pågår fortfarande men redan nu kan konstateras att nätkoderna inte kommer att begränsas till makroreglering utan de kommer i mycket att innebära en mikroreglering av elmarknaden från kommissionen.

Förnybarhetsdirektivet och förslaget till energieffektivitetsdirektiv öppnar också för en omfattande mikroreglering. Genom att ställa upp separata mål för utsläppsminskningar, andel förnybart och energieffektiviseringar misstror man marknaden och bakbinder marknadens förmåga att själv lösa det övergripande klimatmålet på det mest effektiva sättet. Detsamma präglar

³³ Energy Roadmap 2050. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. COM(2011) 885/2.
http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

färdplanen till 2050 och riskerar att också gälla kommande ramverk och nationella strategier för vad som ska uppnås till år 2030.

4.2 Den aktuella utvecklingen i Tyskland

Tyskland har under senare år genomfört en mycket omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion. Vid utgången av 2010 fanns en förnybar elproduktionskapacitet om totalt 54 200 MW³⁴. Därav svarade vind för 27 100 MW och sol för 17 100 MW. Kapacitetsökningen under 2010 var för den förnybara elproduktionen totalt 9 300 MW, varav 1 700 MW vind och 7 100 MW sol. Elproduktionen från förnybara energikällor var 93,7 TWh under 2010, varav 37,6 TWh vind och 11,7 TWh sol.

Den kraftiga ökningen har stimulerats med att förnybar elproduktion sedan 12 år kan få en garanterad feed-in tariff enligt EEG-lagen³⁵. Totalt betalades 13,2 miljarder euro under 2010 i sådant stöd enligt EEG. Härav betalades 5,1 miljarder euro för elproduktion från sol (436 €/MWh i genomsnitt) och 3,3 miljarder euro för elproduktion från vind (89 €/MWh i genomsnitt). För 2011 beräknas EEG-stödet ha ökat till 17,1 miljarder euro, varav 8,0 miljarder euro för elproduktion från sol. För en hushållskund höjs EEG-påslaget från 3,71 cent/kWh år 2010 till 5,18 cent/kWh år 2011.

Eftersom feed-in tariffen är fast för en anläggning under 20 år från och med dess anslutning till nätet kommer de närmaste årens kostnader att öka ytterligare och ökningens storlek kommer att bero på hur mycket ny stödberättigad elproduktion som tillkommer och vilka feed-in tariffer som fastställs för de nya anläggningarna. Den tyska regeringen har nu beslutat om en sänkning av stödet med 30 procent till nya stora solanläggningar och med 20 procent till nya små solanläggningar³⁶.

Den 6 juni 2011 presenterade förbundsregeringen i Tyskland ett förslag till ett energipolitiskt program som innebär att den tyska kärnkraften ska vara helt avvecklad inom tio år dvs. till 2022³⁷. För de 8 reaktorer som omfattades av moratoriet efter Fukushima fastslogs att de inte får tas i drift igen utan ska avvecklas. Därefter ska under åren 2015, 2017 och 2019 sammanlagt 3 reaktorer avvecklas. Under 2021 ska ytterligare 3 reaktorer avvecklas och de sista 3 reaktorerna ska avvecklas under 2022. Förslaget antogs av Förbundsdagen i juli.

Under 2010 svarade kärnkraften för 25 % av den tyska elproduktionen. Det tyska energipolitiska beslutet betyder således att en fjärdedel av den tyska elproduktionen ska avvecklas under ett decennium. Samtidigt ligger det ambitiösa klimatpolitiska målet fast att minska utsläppen av klimatgaser med

³⁴ Många av uppgifterna i detta avsnitt är hämtade från Bundesnetzagents årsrapport Monitoringbericht 2011.

³⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz.

³⁶ Dagens Nyheter 3 mars 2012.

³⁷ Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende.

http://www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47465.php

40 procent till 2020 (jämfört med nivån 1990). Utsläppen av klimatgaser ska sedan reduceras ytterligare för att 2050 ha minskat med 80 till 95 procent.

Det tyska energipolitiska beslutet innehåller också mål om hur de minskade klimatutsläppen ska nås samtidigt som kärnkraften avvecklas. En snabb utbyggnad av den förnybara elproduktionen och främst vindkraften är den centrala byggstenen. Den andel av elproduktionen som genereras från förnybara energikällor ska öka från 18 procent år 2010 till 35 procent år 2020 och till 50 procent år 2030. År 2050 är målet att minst 80 procent av elproduktionen ska komma från förnybara energikällor. Elanvändningen ska minska med 10 procent från år 2008 till 2020 och med 25 procent till år 2050. En utgångspunkt i det tyska energipolitiska beslutet är att Tyskland ska vara självförsörjande på el. Ett viktigt inslag i den beslutade energipolitiken är att bygga ut näten för att ansluta ny förnybar elproduktion och för att överföra el från vindkraftproduktion i norr till konsumtion i södra Tyskland. 2009 ändrades den tyska energilagen för att skynda på planeringsprocessen och möjliggöra en snabb utbyggnad³⁸. Även planeringsprocessen för havsbaserad vindkraft ska snabbas på genom lagändringar. Den ändrade tyska energilagen sägs också innebära en legal grund för utvecklingen av smarta elnät och även för energilager som anses vara centrala i uppbyggnaden av det nya elsystemet med stort inslag av förnybar, decentraliserad elproduktion.

Utbyggnaden av vind och sol har inneburit att år 2010 blev den produktionskapacitet som är ansluten till de tyska distributionsnäten för första gången större än den kapacitet som är ansluten till de tyska transmissionsnäten. Denna trend förstärktes 2011 genom avvecklingen av 8 kärnkraftsreaktorer och genom fortsatt anslutning av ny förnybar elproduktion.

Den tyska energimarknadsregleraren Bundesnetzagentur (BNetzA) presenterade december 2011 sina principiella ståndpunkter beträffande "smart grids" och "smart markets"³⁹. I rapporten diskuteras hur en ökad andel förnybar el ska kunna integreras i energisystemet. Det konstateras ett stort behov av nätutbyggnader men det betonas att nätutbyggnader ska vara samhällsekonomiskt lönsamma. Alternativet till att även den förnybara elen ska reagera på nätrestriktioner och marknadssignaler är att en allt större nätutbyggnad och en allt större mängd reservkraftverk blir nödvändig.

BNetzA framhåller att förnybar el måste integreras såväl i nätet som i marknaden. Det behövs såväl "smart grids" som "smart markets". För framtiden behövs framför allt en koordinerad handel mellan marknadens aktörer och BNetzA ser innovation och vidareutvecklade elmarknader som vägen framåt. Handelslösningar ges prioritet i de fall när det är möjligt att hantera ett nätproblem med antingen en nätlösning eller en handelslösning. Smarta nät behövs men nätet ska i förhållande till marknaden ha en tjänande roll.

³⁸ Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870),

³⁹ "Smart Grid" und "Smart Market", Eckpunktepapier, Bundesnetzagentur, 2011.

Rapporten är inte konkret när det gäller hur "smarta" regionala eller lokala marknader ska kunna växa fram. En möjlighet som framförs är att lokala kunder och lokala producenter samarbetar i att organisera lokala virtuella balanskretsar i nätområden med lokala nätproblem. Samarbetet kan också innefatta energilager. Tanken synes vara att producenterna på så sätt ska kunna optimera mellan åtgärder på produktions- och förbrukningssidan. Det slås dock fast att konkurrens på elmarknaden ska vara i fokus vid omställningen av det tyska elförsörjningssystemet. Samarbete med lokala producenter får inte förhindra kundernas möjlighet att välja leverantör och nätföretagen får inte överta uppgifter från marknaden.

Sammanfattningsvis kan konstateras att den aktuella utvecklingen i Tyskland innebär betydande ingrepp i elmarknaden. Många kvantitativa mål har fastlagts och målen står ibland delvis i konflikt med varandra. Ett omfattande och komplext subventionssystem har införts. Exempelvis feed-in tarifferna är differentierade mellan olika produktionsmöjligheter beroende på vilken garanterad intäkt som bedöms vara erforderlig för att nå en viss önskad utveckling. Den tyska elmarknadsregleringen har således kommit att få betydande inslag av mikroreglering.

Samtidigt finns det också ett fokus på konkurrens och en strävan att finna marknadslösningar. Särskilt intressant i ett svenskt perspektiv är den principdiskussion som BNetzA nu initierat om hur förnybar el ska integreras i nätet och i marknaden. Övergången från gårdagens elmarknad där produktionen anpassade sig efter efterfrågans växlingar till en elmarknad där efterfrågan behöver anpassa sig efter produktionens växlingar kan innebära behov av marknadsförändringar och av att nya marknadsroller utvecklas.

4.3 Den aktuella utvecklingen i Storbritannien

Det brittiska parlamentets beslut 2008 om *Climate Change Act* innebar att långtgående klimatmål fastställdes. Till år 2050 ska de brittiska koldioxidutsläppen minska med minst 80 procent jämfört med 1990 års nivå. Till år 2020 ska de minska med minst 34 procent. En ökad elandel i slutanvändningen bedöms vara ett viktigt medel för att nå målen. Elandelen ska öka från 15 procent av den slutliga energianvändningen år 2010 till 20 procent år 2020 och 50 procent år 2050. Storbritanniens åtagande enligt EU:s förnybarhetsdirektiv innebär 15 procent förnybar energi år 2020. För elsektorns del bedöms åtagandet innebära att andelen förnybar el ska öka från 9 procent år 2010 till 30 procent år 2020. En stor del av ökningen av förnybar el ska åstadkommas genom att vindkraften byggs ut från 5 000 MW till minst 26 000 MW år 2020.

Utmaningen för Storbritannien förstärks av att befintlig produktionskapacitet motsvarande en fjärdedel av den brittiska maxlasten beräknas läggas ned innan 2020 till följd av uttjänta kärnkraftverk och hårdare miljökrav för kolanläggningar.

Department of Energy and Climate Change (DECC) publicerade december 2010 ett konsultationsdokument om elmarknadsreformer för att klara de

långtgående målen. Efter bearbetning av konsultationssvaren publicerade DECC juli 2011 ett s.k. Energy White Paper⁴⁰.

Huvudbeståndsdelar i den skisserade elmarknadsreformen är ett golv för priset för utsläppsrätter, investeringsstöd för nya produktionsanläggningar med låga koldioxidutsläpp samt en kapacitetsmekanism för att säkra leveranssäkerheten.

Utsläppsrättspriserna enligt EU:s utsläppshandelssystem har fluktuerat kraftigt. De bedömdes därför inte ge investerarna någon trygghet inför investeringar i produktionsanläggningar med låga koldioxidutsläpp. Ett särskilt konsultationsdokument från finansdepartementet behandlade frågan om ett golv för priset på utsläppsrätter, ett *Carbon Price Floor*⁴¹. Mars 2011 meddelade regeringen i budgeten att den avsåg att införa ett golv för utsläppsrättspriset om 16 £/ton år 2013 stigande till 30 £/ton år 2020 och att golvet prognoserades stiga till 70 £/ton år 2030 (allt i 2009 års priser)⁴².

December 2011 publicerade DECC en teknisk uppdatering avseende förslagen beträffande investeringsstöd och kapacitetsmekanism⁴³. DECC anger att dess analys pekar på det under 2010-talet behövs 75 miljarder pund i investeringar i ny elproduktionskapacitet. Nya produktionsanläggningar utan koldioxidutsläpp såsom vindkraft och kärnkraft har höga investeringskostnader och låga rörliga kostnader. Investerarna och bankerna bedöms behöva en tillförlitlig säkerhet beträffande kommande intäkter.

För att säkra de nödvändiga investeringarna föreslås ett investeringsstöd i form av en *feed-in tariff med CfD-kontrakt (FiT CfD)*. CfD-kontraktet avser i detta fall skillnaden mellan verkligt kraftpris och det kontraktspris som gäller enligt FiT CfD. Om det verkliga kraftpriset är lägre än kontraktspriset får producenten en betalning motsvarande skillnaden. Om det verkliga kraftpriset i stället överstiger kontraktspriset får producenten betala tillbaka denna skillnad. Den framförda avsikten är att denna konstruktion ska dels ge producenten ett tillräckligt stöd, dels ge producenten incitament att sälja till marknaden och att reagera på marknadens pris.

För att säkerställa att det även långsiktigt finns tillräcklig kapacitet för att klara leveranssäkerheten ska ett regelverk utformas för en bred *kapacitetsmarknad* i form av en central auktion ca 4 år före leveransåret. Kapacitetsbud kan avse nya eller befintliga produktionsanläggningar, efterfrågereduktioner och lager. Det ska övervägas att anläggningar med investeringsstöd enligt FiT CfD inte ska få bjuda in kapacitet. Antagna bud innebär att säljaren får en ersättning under leveransåret för tillhandahållen kapacitet och att sanktioner ska betalas om kapaciteten inte tillhandahålls. Säljaren får leverera el till elmarknaden som alla andra marknadsaktörer.

⁴⁰ Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity, Department of Energy and Climate Change, 2011.

⁴¹ Carbon price floor: support and certainty for low-carbon investment, HM Treasury, December 2010.

⁴² Budget 2011, HM Treasury, March 2011.

⁴³ Planning our electric future: technical update, DECC, December 2011.

Upphandlad kapacitet ska således inte vara någon effektreserv till systemoperatörens förfogande som den svenska effektreserven.

Systemoperatören National Grid ska administrera såväl FiT CfD som kapacitetsmarknaden. Under 2012 utarbetas mer detaljerad design och erforderlig lagstiftning. Avsikten är att regeringen under 2013 ska fastlägga huvudparametrar för FiT CfD, t ex kontraktspriser för olika typer av produktion. För kapacitetsmarknaden väntas planeringsarbetet pågå till och med 2014. När den första kapacitetsauktionen ska ske och vilket år den ska avse beror på regeringens aktuella bedömning av framtida försörjningstrygghet. Huvudscenariot som redovisas innebär att kapacitet från den nya kapacitetsmarknaden behövs något år in på 2020-talet.

Den brittiska regleraren Ofgem har sedan flera år bedrivit ett arbete för att öppna upp elmarknaden för oberoende leverantörer. Sex företag (av Ofgem benämnda Big Six) är helt dominerande elleverantörer och levererar el till 99 procent av hushållskunderna. Big Six är integrerade företag och svarar för ca 70 procent av elproduktionen. Elmarknadsreformen New Electricity Trading Arrangements (NETA) som infördes 2001 kom med sin betoning på bilateral krafthandel och sanktioner mot obalanser att ge konkurrensfördelar för stora företag och för integrerade företag och resulterade i en ökad marknadskoncentration. Reglerna för obalanser har senare successivt mildrats och blivit mer lika reglerna i andra europeiska marknader. Däremot är bilateral krafthandel fortfarande helt dominerande och kraftbörsernas andel av kraftomsättningen är liten jämfört med många andra europeiska länder.

Ofgem offentliggjorde 22 februari 2012 sitt förslag till en *intervention för att öka likviditeten i den brittiska krafthandeln*⁴⁴. Ofgem ser en ökad likviditet i krafthandeln som angelägen för att möjliggöra en ökad konkurrens mellan olika leverantörer. Särskilt betydelsefullt är en ökad likviditet i produkter som oberoende elhandlare behöver för prissäkring och att det utvecklas robusta referenspriser för långtidskontrakt. Ofgem föreslår därför ett tvingande krav för Big 6 att i månadsvisa auktioner sälja olika former av långtidskontrakt. På årsbasis är kravet att minst 25 procent av ett företags produktion ska säljas i sådana tvingande auktioner. Auktionerna ska vara öppna för också andra säljare och det ska vara möjligt även för Big 6 att köpa i auktionerna. Särskilda regler diskuteras för att förhindra prismanipulation i de fall Big 6 är både köpare och säljare. Efter det att inkomna synpunkter analyserats är det Ofgems avsikt att sommaren 2012 redovisa slutligt förslag till regelverk för tvingande månadsvisa auktioner.

Sammanfattningsvis är det även i Storbritannien en snabb utveckling av nationella regler för att säkerställa uppfyllandet av olika mål. Många av de nya nationella reglerna är av mikrokaraktär. Regelverket för FiT CfD och kapacitetsmarknaden begränsar elmarknadens funktion att finna effektiva lösningar och riskerar att göra den brittiska staten till närmast en "single buyer" av produktionskapacitet. Samtidigt anger man sig nu vara mer

⁴⁴ Retail Market Review: Intervention to enhance liquidity in the GB power market, Ofgem, February 2012.

uppmärksam än tidigare på betydelsen av välfungerande marknader och likvida marknadsplatser.

5 Utmaningar och nya förutsättningar

5.1 Inledning

Elmarknadsreformen var ett barn av sin tid. Den utformades utifrån den verklighet och de förutsättningar som fanns i början av 1990-talet. I kapitel 3 har vi redovisat förutsättningar som vi uppfattar som grundläggande när elmarknadsreformen utformades. I detta kapitel ska vi granska de förändringar som har skett när det gäller dessa grundläggande förutsättningar.

Det är ett ganska självklart påstående att verkligheten och de förutsättningar som påverkar elmarknaden förändras och utvecklas över tiden. En förändring innebär inte heller nödvändigtvis att elmarknadsreformens helhet eller viktiga grundstenar i designen blir obsoleta eller hindrande för en önskad utveckling. Lagstiftarna ändrar också efter hand reglerna för att anpassa dessa till förändringar. Uppgifterna till institutioner som t.ex. Svenska Kraftnät förändras också när utvecklingen kräver detta. Ett exempel på en "mindre" institutionsförändring är den prisområdesindelning av Sverige som infördes 1 november 2011. Denna förändring, om än kontroversiell, är snarast att se som marginell i förhållande till hela elmarknadsreformen. De förändringar som vi söker är av den karaktären att de kräver inte bara ett marginellt utvecklat regelverk utan i stället större ingrepp i regelverket.

Vi har i kapitel 3 beskrivit de energipolitiska mål som låg bakom elmarknadsreformen, dvs. vad lagstiftarna ville åstadkomma med denna. Efter elmarknadsreformen har det skett åtskilliga förändringar i energi-, miljö- och klimatpolitiken som kan ha betydelse för elmarknadens funktion. Är designen av elmarknaden fortfarande ändamålsenlig eller ställer den nya och den förväntade energipolitiska verkligheten krav på elmarknaden som bör medföra förändringar i den grundläggande designen?

Den största energipolitiska förändringen är de stora och kraftfulla stödsystem som introducerades under de första åren på 2000-talet. Framför allt elcertifikatsystemet håller på att ändra produktionsstrukturen på ett sätt som kommer att påverka den framtida elmarknaden genom att den förnybara energin och framför allt vindkraften kommer att svara för en allt större del av elproduktionen. Denna förändring gäller inte bara Sverige utan är ännu mer påtaglig i länder som Tyskland och Storbritannien.

Elmarknadsreformens design påverkades av den då rådande och den då förväntade marknadsstrukturen och uppfattningar om hur en elmarknad i konkurrens skulle fungera. Även här har det skett förändringar. Det mest påtagliga exemplet är utvecklingen från en nationell elmarknad till en nordisk och europeisk elmarknad. När elmarknadsreformen genomfördes var perspektivet i mycket begränsat till Sverige även om man förutsåg och bejakade en ökande internationell handel med el. Bakgrunden till den nya prisområdesindelningen i Sverige var just nya krav på Svenska Kraftnäts

hantering av flaskhalsar i det nationella storkraftnätet till följd av utvecklingen av den nordiska handeln med el.

Det är inte bara utvecklingen av de energipolitiska målen och marknadsstrukturen som påverkar designen av elmarknaden. Även ny teknik skapar nya förutsättningar. Elmarknadsreformen så som den utformades i början av 1990-talet hade inte varit möjlig ett decennium tidigare. Balansansvaret för fysiska obalanser var ett fundamentalt nytt begrepp som infördes när näten öppnades. En av de stora utmaningarna under elmarknadsreformen var att bygga upp och konstruera ett system för en ekonomisk avräkning mellan de balansansvariga aktörerna avseende dessa fysiska obalanser. Den balansavräkning som inrättades förutsätter en omfattande datainsamling och datahantering som knappast varit möjligt utan den IT-revolution som inleddes i slutet av 1900-talet.

Informationsteknologin har utvecklats ytterligare. Det bedöms nu som en realistisk möjlighet att införa timvis mätning och timvis avräkning för alla förbrukare av el. Det kommer också att vara möjligt med dubbelriktad kommunikation till och från i princip alla elmätare i de svenska elnäten. Det pågår ett omfattande utvecklingsarbete under samlingsbeteckningarna smarta elnät, smarta mätare och smarta hem. Dubbelriktad kommunikation för avläsning och styrning av elförbrukande utrustning kan också ske utan att elmätaren utnyttjas, t.ex. genom internetapplikationer.

Teknisk utveckling har också inneburit att olika slag av teknik för lagring av energi i elnäten nu börjar marknadsföras och introduceras. Energilagring i elnäten kan ses som en del av konceptet smarta elnät men energilagring kan i tillägg också bli en produkt på den konkurrensutsatta och kommersiella delen av elmarknaden.

Det är ett intresse inte bara för energibranschen utan också för lagstiftare och elkunder att den tekniska utvecklingen kan utnyttjas på ett marknadsmässigt sätt för att vi ska få en effektiv elförsörjning och ökad kundnytta. Elmarknadens regelverk får inte stå i vägen för ett utnyttjande som är till godo för aktörer och kunder på elmarknaden.

Inom dessa tre områden – energipolitiken, marknadsstrukturen och de tekniska förutsättningarna – har det enligt vår mening skett så påtagliga förändringar att det finns skäl att närmare granska vad dessa innebär för elmarknadens funktion och i vilken utsträckning de ställer krav på en utveckling av ramverket för elmarknaden. De förändringar som vi vill särskilt lyfta fram är expansionen av förnybar el, utvecklingen från överskott till knapphet på kapacitet samt utvecklingen avseende smarta elnät m.m. och energilagring.

5.2 Expansion av förnybar el

I 1990-talets diskussion om elmarknadsreformen var en viktig fråga om en konkurrensutsatt elmarknad skulle försvåra för energipolitiken att uppnå målen om introduktion av miljövänlig energiteknik i elproduktionen.

Erfarenheterna har visat att så inte är fallet. Elcertifikaten som infördes i början av 2000-talet har varit ett kraftfullt styrmedel för introduktionen av förnybar el i elproduktionen. Fram till år 2010 var ökningen av förnybar elproduktion knappt 12 TWh, varav vindkraften svarade för ungefär 3 TWh.

Målet med elcertifikatsystemet är att användningen av el från förnybara energikällor ska öka med 25 TWh från 2002 års nivå fram till år 2020. Ökningen av el från förnybara energikällor fram till 2020 väntas huvudsakligen ske genom en expansion av vindkraften. Några styrmedel utöver elcertifikatsystemet och EU:s handel med utsläppsrätter har inte aviserats av regeringen.

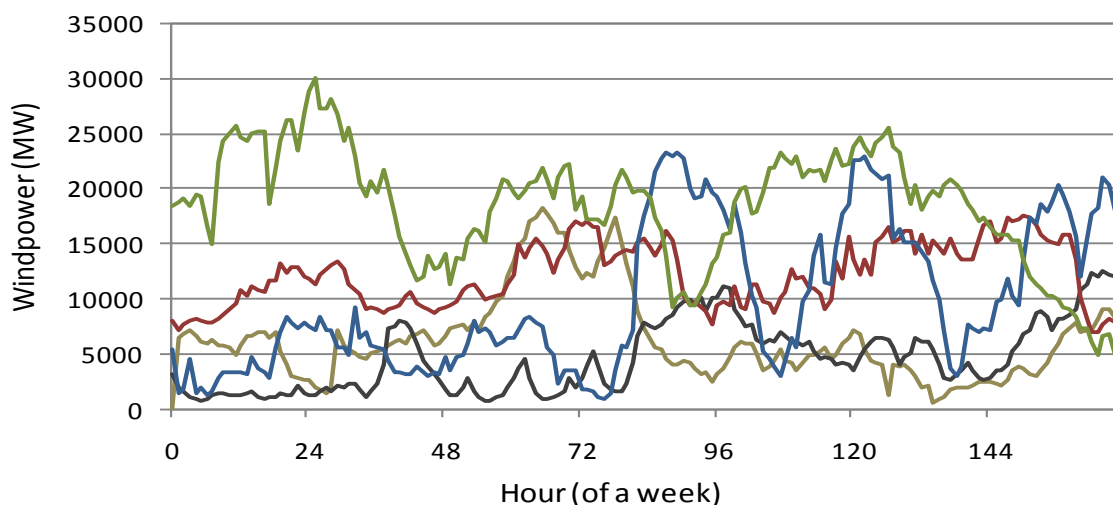
Den fråga som nu bör ställas handlar således inte om möjligheterna att introducera miljövänlig energiteknik i elproduktionen på en konkurrensutsatt elmarknad. I stället bör den motsatta frågan ställas, nämligen vilka konsekvenser som den stora expansionen av förnybar el och framför allt vindkraft får för elmarknaden. Den stora ökningen i förnybar produktionskapacitet under 2010-talet vänta komma från vindkraften. Vindkraften har egenskaper som skiljer den från vattenkraft och värmekraft och som vid en storskalig introduktion kommer att påverka elsystemet och elmarknaden. Erfarenheter från Danmark och Tyskland som har en betydligt större andel vindkraft i systemet än Sverige visar detta.

Det som från ett systemperspektiv kännetecknar vindkraften är främst att den är oregelbunden och ostyrbar. Vindkraftsproduktionen varierar med energiinnehållet i vinden och inte med hänsyn till användarnas efterfrågan på energi och effekt.

På årsbasis är variationerna i vindens energiinnehåll mindre än variationerna i den årliga tillrinningen till vattenkraftverken. Under perioden 1991 till 2010 uppgick det årliga energiinnehållet i vinden till mellan 84 procent och 110 procent av energiinnehållet under ett medelår. Variationerna i vindkraftens produktionsförmåga är däremot mycket stora på vecko-, dygns- och timnivå.

Produktionen från ett vindkraftverk kan variera kraftigt under ett dygn och till och med under en timme allteftersom vindstyrkan varierar. I Elforskprojektet Nordic Energy Perspectives⁴⁵ redovisas bl.a. en analys med Swecos modell WiMo av vindkraftsproduktionens variationer i en framtida tänkbar situation när vindkraften i Norge, Finland och Sverige svarar för 20 procent av den årliga efterfrågan i dessa länder. Figur 1 visar en simulerad vindkraftsproduktion utifrån faktiska vinddata för fem år. Varje linje representerar den simulerade produktionen under vart och ett av de fem åren.

⁴⁵ Towards a Sustainable Nordic Energy System. 20 perspectives on Nordic Energy. 10 Opportunities and Challenges. Bo Rydén, red. 2010



Figur 1: Beräknad vindkraftsproduktion från en installerad kapacitet på 34 500 MW i Sverige, Norge och Finland. Källa: Se fotnot 45.

20 procent av den svenska efterfrågan motsvarar omkring 30 TWh, vilket är betydligt mer än vad som vindkraften väntas leverera i Sverige år 2020. Nivån kan dock komma att nås under 2020-talet. Svensk Vindenergi har föreslagit ett utbyggnadsmål om 30 TWh vindkraft till år 2020⁴⁶.

I simuleringen har det antagits att produktionen är geografiskt jämt spridd över de tre länderna. Trots detta synes sammanlagringen bli liten. Regionalt och lokalt är variationerna relativt sett ännu större. Vi kan förvänta oss mycket stora variationer under en vecka men också mellan olika år avseende samma vecka. För några tillfällen under de fem simulerade veckorna är det mycket snabba variationer om 10-15 000 MW, dvs snabba variationer motsvarande hela den nuvarande nordiska kärnkraftskapaciteten.

Elsystemets funktion måste utvecklas så att så stora variationer kan hanteras på ett effektivt sätt utan att tillförseltryggheten försämras. Detta ställer stora krav på de systemansvariga i Norden. Kraven blir än större när överföringsbegränsningar uppstår och resurser i hela Norden inte kan utnyttjas för att hantera en variation utan den måste hanteras med upp- eller nedregleringar inom ett mer begränsat geografiskt område. Reglerförmågan i andra produktionsslag kommer inte alltid att vara tillräcklig. Vid snabba minskningar i vindkraftproduktionen måste ibland också efterfrågan kunna minskas.

Även i region- och distributionsnäten ökar kraven. De flesta nätföretag har tidigare inte haft några produktionsenheter anslutna. Vid mindre mängder vindkraft är påverkan på elnätet försumbar men fler och fler distributionsnät och regionnät behöver nu göra nätutbyggnader. Stabilitets- och tillförlitlighetsproblem vid varierande vindkraftsproduktion leder också till behov av en förbättrad nätstyrning.

⁴⁶ Så når vi 30 TWh vindkraft till år 2020, Svensk Vindenergi, Januari 2012.

Det svenska elsystemet byggs upp av ett stort antal produktionsanläggningar som har olika funktion i elförsörjningen. Man brukar tala om anläggningar för baslast-, mellanlast- och topplastproduktion. Denna indelning bygger på att elproduktionens roll har varit att balansera förändringar i efterfrågan.

Baslastanläggningar har producerat dygnet runt medan mellanlastanläggningar har producerat dagtid och topplastanläggningar har producerat vid förbrukningstoppar. Topplastanläggningarna kännetecknas av höga rörliga kostnader men låga fasta kostnader och låga start- och stoppkostnader. Baslastanläggningarna har motsatt karaktäristik och mellanlastanläggningarna ligger i mitten. Ett effektivt produktionssystem kännetecknas av att de totala kostnaderna minimeras genom en optimal balans mellan baslastanläggningar, mellanlastanläggningar och topplastanläggningar. Det är den samlade portföljen av dessa olika anläggningar och samspelet mellan dem som skapar förutsättningar för en leveranssäker och effektiv energiförsörjning.

Vindkraft kan karaktäriseras som intermittent produktion, dvs. produktionen varierar kraftigt med hänsyn till vindförutsättningarna och inte med hänsyn till systemets behov. Vindkraften liknar de nuvarande baslastanläggningarna genom att den har höga fasta kostnader och låga rörliga kostnader. Däremot är den ingen baslastproduktion utan den producerar enbart när det blåser.

De nuvarande stödformerna för vindkraften i Norden (och i flertalet EU-länder) bygger på ett driftstöd vilket innebär att det är lönsamt att producera vindkraftsel också när priserna är extremt låga. Tillkommande vindkraft kommer därför att minska utnyttjningstiden för befintlig annan produktion. Detta kan leda till olönsamhet för vissa befintliga anläggningar och att de stängs. I Danmark har vissa produktionsanläggningar stängts och det tidigare effektöverskottet har minskat. Till detta kommer att vissa anläggningar kan behöva stängas av andra skäl än lönsamhetsskäl, t ex miljöskäl eller livslängdsskäl och bör ersättas av nya anläggningar. Vindkraftsexpansionen kommer således att ändra de ekonomiska förutsättningarna för såväl fortsatt drift som nyinvesteringar i andra produktionsslag.

En avgörande fråga är då om elmarknadens design är så utformad att det finns tillräckliga incitament för aktörerna att behålla en tillräcklig kapacitet av andra produktionsslag så att leveranssäkerheten och effektiviteten även fortsättningsvis klaras i det svenska och nordiska elsystemet. I England och förbereds nu (se kapitel 4.3) en särskild kapacitetsmarknad för att säkerställa tillgången till annan produktionskapacitet. Mot en kapacitetsmarknad talar att den kan innebära allt större stödbehov och en allt mindre välfungerande elmarknad.

Något som hittills har karaktäriserat vindkraften är att den byggs och ägs av andra aktörer än de etablerade kraftproducenterna. Omkring två tredjedelar av den svenska vindkraftsproduktionen ägs av andra företag än de etablerade kraftföretagen. Av den produktion som är under byggnad svarar de oberoende kraftföretagen för omkring tre fjärdedelar. Med oberoende kraftföretag menar vi sådana som inte äger regionnät och lokalnät.

Tabell 1. Ägande av landbaserad vindkraft i Sverige. Status i september 2011. Källa Svensk Vindenergi.

Typ av producent	I drift		Under byggnad		Med tillstånd		Summa	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Traditionell	325,9	36	240	27	96	11	661,9	25
Oberoende	584,5	64	634,2	73	793,7	89	2012,4	75
Totalt	910,4	100	874,2	100	889,7	100	2674,3	100

Det breda ägandet är en fördel för konkurrensen på elmarknaden men det ställer också nya krav. Under den svenska elproduktionens tidigare utbyggnadsfaser har investeringarna gjorts i integrerade koncerner som bedrivit såväl produktions- som nätverksamhet. Nätplanering och produktionsutbyggnadsplanering kunde då ske samordnat. Det breda ägandet ställer därför krav på att nya planeringsprocesser och också nya marknadslösningar utvecklas.

De här redovisade faktorerna innebär stora utmaningar för elmarknaden till följd av vindkraftsexpansionen. Detta gäller för såväl infrastrukturföretagen som marknadsaktörerna. De största utmaningarna föranleds av den mycket volatila produktionen. Kommer leveranssäkerheten att kunna klaras och kommer det att finnas tillräcklig flexibilitet i elsystemet? Leveranssäkerhet och tillräcklig flexibilitet förutsätter att inte bara annan produktion utan att också konsumtionen av el kan anpassas till de stora variationerna i vindkraftsproduktionen. Ökad lagring kan också vara viktigt för leveranssäkerheten och tillräcklig flexibilitet.

Vår huvudfråga är därför om dagens marknadsmekanismer är tillräckliga för att klara den leveranssäkerhet och den flexibilitet som krävs eller om det behövs förändringar i elmarknadsreformen för att detta ska vara möjligt. Kan nuvarande marknadsorganisation ge tillräckliga incitament för investeringar i och utnyttjande av tillräcklig reglerkapacitet på såväl produktions- som förbrukningssidan?

5.3 Smarta nät, smarta mätare och smarta hem

Smarta nät, smarta mätare och smarta hem har kommit att bli mer i fokus för diskussionen om hur energisystemet bör utvecklas. Det finns en mängd definitioner av begreppen med delvis olika innebörd.

Mer tekniska definitioner beskriver begreppen utifrån att vissa teknologier ska användas. Smarta nät kan definieras utifrån att vissa nya teknologier används för övervakning, kommunikation och styrning av elnäten. På motsvarande sätt kan också smarta mätare och smarta hem definieras utifrån att vissa teknologier används. En smart mätarens "smarthet" definieras inte bara utifrån själva mätaren utan framför allt utifrån kommunikationsstrukturen kring mätaren.

Mer marknadsmässiga definitioner definierar begreppen utifrån de problem som löses. Smarta nät hanterar problem med integration av förnybar el i elnäten, med varierande efterfrågan och skapar förutsättningar för mer aktiva

kunder och en effektivare energianvändning. Smarta mätare skapar också förutsättningar för kunderna att bli mer aktiva och påverka sin elkostnad genom att minska sin elförbrukning eller flytta den i tiden. Smarta hem innebär för kunderna möjligheter att få ytterligare kundnyttor såsom komfort och larmtjänster utöver den nytta som är kopplad till påverkan på elkostnaden. De marknadsmässiga definitionerna är inte begränsade till nätet, mätaren eller hemmet som sådant utan innefattar också förändringar hos andra aktörer och skapande av marknadsplatser m.m.

Det finns många kopplingar mellan smarta nät, smarta mätare och smarta hem. Exempelvis smarta mätare kan vara en viktig del av ett smart nät eller ett smart hem. Kopplingarna är dock inte nödvändiga. Styrningen av ett smart nät kan klaras utan smarta mätare hos kunderna eftersom styrningen främst baseras på realtidsinformation på en mer aggregerad nivå än kundnivån. Ett smart hem kan förverkligas utan smarta mätare eftersom information om aktuella elpriser och aktuell elförbrukning kan inhämtas på annat sätt än via den elmätare som är ansluten till distributionsnätet, t.ex. genom internetbaserade applikationer.

Utvecklingen mot smarta nät, smarta mätare och smarta hem ger sammantaget *nätföretagen nya möjligheter att ta en aktivare roll i såväl nätdriften som i samspelet med andra aktörer*. Näten kan utvecklas till en allt flexiblare infrastruktur som drivs proaktivt. Genom utveckling av intelligenta system för styrning och lagring av energi kan behovet av nätinvesteringar minskas för att hantera lokala effekttoppar och tillvaratagandet av lokal energiproduktion. Utvecklingen av smarta nät är särskilt viktig om det blir en storskalig introduktion av elfordon.

Behovet av nätinvesteringar har länge varit litet efter de omfattande utbyggnader som gjordes under 1980-talet i samband med kärnkraftens utbyggnad och konverteringen till elvärme. Nu är situationen dock annorlunda. Industri- och bostadsutbyggnader har på många platser inneburit ett behov av nya nätinvesteringar. Framför allt kommer de planerade vindkraftsinvesteringarna att medföra mycket stora behov av investeringar i lokalnät, regionnät och stamnät. Vidare finns det ett behov av nya överföringsförbindelser till andra länder för att stärka försörjningstryggheten inom EU och den inre marknaden.

Det finns två skäl för att en utveckling mot smarta nät är attraktivare än en renodlad satsning på nätutbyggnad. Det första skälet är de långa ledtider som är förknippade med nätutbyggnader och att det därför dröjer länge innan en nätutbyggnad kan lösa ett problem. Det andra skälet är att stora kostnader kan sparas om en nätutbyggnad kan senareläggas eller blir obehövlig.

En ny huvudfråga är vilken styrning som främjar en kostnadseffektiv utbyggnadsplanering som ger rätt balans mellan nätutbyggnader och andra åtgärder som åtgärder på efterfrågesidan, nätstyrning och energilagring. Behövs en ny reglering och nya incitament för att säkra att även andra alternativ än nätinvesteringar analyseras? Riskerar vi att få onödigt stora nätavgiftshöjningar om nätföretagen inte stimuleras till en kostnadseffektiv utbyggnadsplanering?

Smarta mätare och smarta hem innebär *nya möjligheter för kunderna att utnyttja sin verkliga efterfrågefleksibilitet för att påverka sina elkostnader*. Smarta hem innebär också möjligheter för kunderna att få ytterligare kundnyttor utöver dem som är kopplade till påverkan på elkostnaden.

En nödvändig förutsättning för att kunden ska kunna påverka sin elkostnad genom att flytta sin elförbrukning i tiden är att kundens förbrukning timmäs och timdebiteras.

Kunder som är timdebiterade och har rörligt pris kan påverka sin elkostnad genom att minska sin förbrukning när elpriset är som högst eller flytta förbrukningen till närliggande timmar med lägre pris. Denna verkliga priskänslighet hos kunderna kommer emellertid endast i liten utsträckning till uttryck i prisbildningen. De flesta elleverantörer har tyckt att det är besvärligt att prognosera denna priskänslighet och att inkludera den i sin budgivning till spotbörsen. Pristopparna under vintrarna 2009/2010 och 2010/2011 har dock aktualiserat risken för betydande obalanskostnader om en elleverantör inte söker prognosera sina kunders efterfrågekänslighet vid höga priser. Vid de högsta pristopparna var nedregleringspriset endast ca 5 procent av spotpriset. Detta gav höga obalanskostnader för de leverantörer som inte prognoserade att kunderna skulle söka minska sin elförbrukning vid riktigt höga elpriser.

Kunder med timdebitering och fast pris kan normalt inte påverka sin elkostnad genom att flytta sin förbrukning från timmar med högt elpris till timmar med lägre pris. Vinsten om de förändrar sin förbrukning tillfaller i stället helt och hållet deras elleverantör. Vissa större industrier har sökt få överenskommelser med sina elleverantörer om vinstdelning vid sådan förbrukningsändring men det är oklart i vilken utsträckning det har träffats sådana bilaterala överenskommelser.

Däremot kan stora kunder som säkrar sitt elpris genom finansiella kontrakt minska sin elkostnad om de minskar sin förbrukning när det är högt elpris. Under den extrema torrårsvintern 2002/2003 med mycket höga elpriser var det flera norska företag som till och med rapporterade vinstökning till följd av att de hade dragit ned sin elintensiva produktion och fått en stor vinst på sina finansiella kontrakt.

Förutsättningarna att ta till vara kundernas verkliga priskänslighet förbättras efter hand. I Sverige ska sedan den 1 juli 2006 timmätning och timdebitering tillämpas för samtliga kunder med en huvudsäkring som överstiger 63 ampere.

Kunder med en huvudsäkring om högst 63 ampere är schablonavräknade (totalt 5,3 miljoner abonnemang). Tidigare var det årsvis mätning och avräkning för dessa kunder. En schablonavräknad kunds årliga förbrukning i förhållande till samtliga schablonavräknade kunders årliga förbrukning inom nätområdet gav den andel som kunden ska betala av nätområdets totala schablonavräknade förbrukning under varje timme. Från och med den 1 juli 2009 gäller månadsvis mätning och avräkning för samtliga schablonavräknade kunder. Det som avgör månadskostnaden för en schablonavräknad kund är därför kundens totala förbrukning under månaden och månadens

genomsnittliga elpris. Även om kunden har ett rörligt elpris kan han inte förändra sin elkostnad genom att flytta förbrukning från högpristimmar till lågpristimmar.

Energimarknadsinspektionen redovisade 2010 en analys av frågan om timmätning för samtliga elkunder (EI R2010:22). I rapporten redovisas en enkätundersökning till samtliga nätägare. Svar erhöles motsvarande 95 procent av samtliga uttagspunkter med abonnemang om högst 63 ampere.

Enligt enkätsvaren omfattas 20 procent av uttagspunkterna av mätsystem som samlar in och registrerar timvärden. För ytterligare 53 procent av uttagspunkterna kan systemet omkonfigureras via fjärrkontroll för att samla in och registrera timvärden. För ytterligare 21 procent av uttagspunkterna finns det funktionalitet i mätaren för att registrera timvärden men mätsystemet kan inte omkonfigureras för att samla in och registrera måtvärden.

Endast 6 procent av uttagspunkterna har mätare som inte har funktionalitet för att registrera timvärden. Dock kan för många av mätarna gälla att de inte klarar Swedacs nuvarande krav för timregistrerande mätsystem. Detta gäller speciellt för krav på högsta avvikelse från normalt看 (f n högst 60 sekunder) och för krav på energiupplösning för att begränsa omfattningen av avrundningsfel (för små förbrukningar innebär föreskrifterna krav på mätsystem som registrerar kWh med 2 decimaler medan många av dagens mätsystem registrerar kWh utan decimaler).

Inspektionen analyserar i sin rapport olika möjliga varianter av ökad timavräkning och timdebitering. Ökad förbrukningsflexibilitet bedöms vara nödvändigt för en bättre fungerande och effektivare elmarknad. Timvis avläsning föreslås för samtliga uttagspunkter som haft en historisk förbrukning om minst 8 000 kWh. För att minska kostnaderna för avräkningssystemet föreslår inspektionen att timavräkningen görs månatligen för små förbrukare i stället för dagligen som för större förbrukare.

Regeringen föreslog riksdagen en inriktning avseende timmätning av elförbrukningen, enligt vilken det stora flertalet av elkonsumenterna på längre sikt bör få sin elförbrukning timmätt. Ett första steg bör vara att förbättra möjligheterna för elkonsumenterna att kunna välja att få sin elförbrukning timmätt. Riksdagen godkände den föreslagna inriktningen⁴⁷. Regeringen återkom i mars 2012 med ett förslag till ändring i ellagen som innebär att den konsument som önskar få sin förbrukning timmätt ska få det utan att debiteras några merkostnader för detta⁴⁸.

Vi kan således förutse en utveckling där allt fler elkunder får sin förbrukning timmätt och timdebiterad. Detta möjliggör för kunderna att förändra sin elkostnad genom att flytta förbrukning från högpristimmar till lågpristimmar. Automatisk styrning av elförbrukande utrustning i hemmen utifrån aktuella elpriser är en möjlig konsekvens av en sådan utveckling. Mer omfattande

⁴⁷ Prop. 2010/11:153, Bet. 2011/12:NU4, rskr 2011/12:45

⁴⁸ Prop. 2011/12:98.

effekter till följd av en utökad timdebitering förutsätter dock också att befintliga eller nya aktörer på elmarknaden utvecklar och erbjuder nya kontraktsformer och nya tjänster till elkunderna.

Ju fler kunder som har spotpriskopplade kontrakt, desto större är möjligheten att kundernas verkliga priskänslighet kommer till uttryck i prisbildningen och i elförbrukningen. Idealet är att alla kunder med prissäkringsbehov erbjuds möjlighet att kombinera spotpriskontrakt med en prissäkring i finansiella kontrakt (på samma sätt som många av de största aktörerna kan idag). En anpassning till kortsiktiga prisförändringar får då påverkan på elkostnaden också hos de kunder som har prissäkrat sig och inte bara hos de kunder som inte har prissäkrat sig.

En möjlig vidareutveckling är att elleverantören erbjuder elkunden kontrakt som är kopplade till att elleverantören installerar automatisk styrning utifrån spotpriset av viss utrustning. Fördelen för kunden är att han får bättre möjligheter att verkligen förändra sin elförbrukning vid höga spotpriser. Fördelen för leverantören är att han får bättre möjlighet att prognosera kundens förbrukningsförändring vid höga spotpriser och därigenom minskade obalanskostnader.

En annan möjlig vidareutveckling är att elleverantören eller en annan aktör installerar automatisk styrning av viss utrustning och erbjuder den systemansvariga Svenska Kraftnät och kanske också regionala och lokala nätföretag möjligheten att avtala om en tidsbegränsad automatisk bort- eller tillkoppling av viss förbrukning när vissa förutsättningar är uppfyllda. För Svenska Kraftnät kan det vara intressant att köpa en aggregering av bort- eller tillkopplingar som verkställs automatiskt när exempelvis frekvensen går under eller över en viss nivå. En sådan reserv för systemdriften kan vara en intressant komplettering av nuvarande reserver. Det kan också vara intressant för Svenska Kraftnät att av en aktör få möjliga bort- eller tillkopplingar aggregerade till uppreglerings- eller nedregleringsbud i balanstjänsten. För en regionnätägare eller en lokalnätägare kan det vara intressant att köpa en aggregering av möjliga bortkopplingar som han kan momentant avropa när nätföretagets effektabonnemang hotas bli överskridet eller när överbelastning hotar. Det kan också i vissa nät vara intressant att köpa en aggregering av möjliga tillkopplingar som kan avropas för att hantera regionala eller lokala nätproblem till följd av en tillfällig topp i vindkraftsproduktionen.

Avgörande för denna möjliga vidareutveckling är i vilken utsträckning aktören klarar av att produktifiera sådana tjänster och sälja in tjänsterna till såväl Svenska Kraftnät och andra nätägare som till dem som ska tillåta att viss utrustning automatiskt kan bli bort- eller tillkopplad. I den utsträckning detta lyckas kan avtal om sådana aggregerade möjliga bort- eller tillkopplingar bli ett kostnadseffektivt alternativ till nätutbyggnader och till investeringar i ny reservkraft och reglerkraft. Om en systemansvarsroll definieras och tydliggörs i regleringen också för regionala och lokala nätföretag ger det en grund för nätföretagen att utveckla definitioner och specifikationer av reserver och tjänster. Sådana definitioner och specifikationer möjliggör att upphandling av energilagring och efterfrågefleksibilitet kan komma in som verkliga alternativ i

ett regionalt eller lokalt nätföretags planering utan att nätföretaget börjar konkurrera med företag på den konkurrensutsatta marknaden.

5.4 Energilagring i elsystemet

Elsystemet karaktäriseras av att produktion och användning måste vara i momentan balans. Kravet på balans har två dimensioner. Den första dimensionen är tidsrestriktionen. Vid varje tidpunkt måste det vara momentan balans. Den andra dimensionen, rumsrestriktionen, är kopplad till elsystemets överföringsbegränsningar.

Genom utbyggnad av distributionsnät och transmissionsnät mildras den rumsliga restriktionens betydelse för balanshållningen. Produktionen behöver inte längre vara i direkt anslutning till förbrukningen men det finns fortfarande geografiska restriktioner till följd av överföringsbegränsningar. Huvudmetoden för att hantera rumsrestriktionen i det nordiska elsystemet är indelningen i elområden. Kraftflödet mellan elområden begränsas vid behov till de tillgängliga överföringskapaciteterna och olika priser blir resultatet av flödesbegränsningen. Överföringsbegränsningar i stamnätet som inte hanteras genom områdesindelning får hanteras genom mothandel. Rumsrestriktioner till följd av överföringsbegränsningar kan också finnas i distributionsnäten. Genom den stora utbyggnaden av vindkraft och annan distribuerad elproduktion kan man förutse att dessa begränsningar kommer att bli alltmer påtagliga.

Energilagring i elsystemet innebär på motsvarande sätt att tidsrestriktionen mildras. Ett energilager ökar elförbrukningen under låglasttimmar och ökar elproduktionen under höglasttimmar. Ett energilager kan också beroende på dess placering mildra konsekvenserna av rumsrestriktionen och ge en kostnadseffektivare hantering av en överföringsbegränsning. Ett energilager ger samma principiella nyttor som dem som erhålls när kunder flyttar sin förbrukning från högpristillfällen till timmar med lägre pris.

Anläggningar för energilagring i elsystemet är idag nästan uteslutande pumpkraftverk. I världen finns det enligt EPRI idag pumpkraftverk med en kapacitet om 127 000 MW⁴⁹. Därefter kommer 440 MW tryckluftslager. Olika former av lagring i batterier har kapaciteten 400 MW medan kapaciteten för lagring i svänghjul är ca 20 MW.

Pumpkraftverk

Pumpkraftverk har ofta installerats som ett alternativ till topplastanläggningar. De levererar systemtjänster som störningsreserv och kapacitet för snabb upp- och nedreglering. En del pumpkraftverk är uppförda med huvudsyftet att kommersiellt utnyttja prisskillnaden mellan natt och dag. Exempelvis har i Norge installerats pumpar i vattenkraftverk med reglermagasin både direkt ovanför och direkt nedanför kraftverket.

⁴⁹ Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, Electric Power Research institute, December 2010.I

I Tyskland finns det idag 30 pumpkraftverk med en effekt om 6 674 MW⁵⁰. Många av dem har byggts som renodlade pumpkraftverk där det övre magasinet har anlagts på en höjd och inte har någon naturlig tillrinning. Vissa pumpkraftverk har en verkningsgrad som överstiger 80 procent och de kan på några minuter växla från pumpdrift till turbindrift eller vice versa. Behovet av kraftigt ökad reglerförmåga i det tyska elsystemet till följd av utbyggnaden av vindkraft har lett till att många nya pumpkraftverk har aktualiserats. Huvuddelen av intäkterna beräknas komma från försäljning av kapacitet för upp- eller nedregleringar i drifttimmen – inte från arbitrage mellan dag- och nattpriser. Kapaciteten säljs som kapacitet för uppreglering nattetid (under pumpdriftsperioden) och kapacitet för nedreglering dagtid (under turbindriftsperioden).

Tryckluftslager

Principen för ett tryckluftslager i elsystemet är enkel. El driver en kompressor som komprimerar luft som med högt tryck samlas i en geologisk formation eller någon form av behållare. När lagret töms driver den högtryckslagrade luften turbiner som genererar el.

Det finns två stora tryckluftslager som är i kommersiell drift. Ett ligger i norra Tyskland och ett i Alabama, USA. Det tyska lagret använder två tomma naturgaskällor som lager. I Alabama lagras tryckluften i en nedlagd saltgruva. Båda lagren har stor kapacitet. Det tyska lagret kan leverera 290 MW i fyra timmar medan lagret i Alabama har kapacitet för 110 MW i 22 timmar. Tekniken anses skalbar, dvs. energiinnehållet i lagret varierar linjärt med dess volym. Verkningsgraden i de två anläggningarna ligger över 75 procent.

Batterier

Det är också möjligt att lagra energi i elnäten genom batteriteknik. Det pågår utvecklingsarbete avseende olika typer av batterier för att korttidslagra energi i elnäten. Bl.a. är ABB aktivt inom området. Batteritekniken är skalbar. Batterierna byggs samman av battericeller till moduler som i sin tur staplas i rack till önskad storlek på energilagret.

Under 2009 byggdes en pilotanläggning i samverkan med engelska kraftbolaget EDF Energy Networks. Målet med pilotanläggningen är att ta fram en teknik inom konceptet "smart grids" för att elnätet ska kunna ta emot stora volymer vindkraft utan att äventyra nätets stabilitet.

Användningen av batteriteknik är inte begränsad till att hantera nätstabilitetsfrågor. Batterier kan också användas som reservkraftverk för t.ex. industrier och sjukhus vid korta störningar eller innan reservkraftverk kan kopplas på.

Elfordon är i detta sammanhang en särskilt intressant utvecklingsmöjlighet för energilagring genom batteriteknik. Transportarbetet utförs främst dagtid men om elfordonen i betydande utstäckning laddas nattetid flyttas en del av förbrukningen från dag till natt. En ytterligare förstärkning av elsystemet

⁵⁰ Utvikling av pumpekraft i Tyskland, bilaga till NVE Rapport 2011:22 Pumpekraft i Noreg, NVE, 2011.

uppstår dessutom om elfordon som inte används kan under dagtid leverera el till nätet. En omfattande introduktion av elfordon innebär stora utmaningar för distributionsnäten. Beroende på när och var fordonsägarna laddar sina fordon kan omfattande nätinvesteringar vara behövliga. En framgångsrik styrning av såväl när och var laddning sker som när och var inmatning till nätet sker kan radikalt minska behovet av nätförstärkningar.

Utmaningar för elmarknaden

Energilagring i elsystemet kan innebära många olika nyttor för elsystemet.

Värdet av att "förädla" låglastel till höglastel kan genom prisskillnaderna mellan olika timmar identifieras på elmarknaden. Värdet av energilager som en del av en upphandlad störningsreserv eller som en del av en upphandlad kapacitet för upp- eller nedregleringar kan också identifieras genom avtal med den systemansvarige förutsatt att denne gör en sådan kapacitetsupphandling. Värdet av energilager för att ersätta eller senarelägga investeringar i transmissions- eller distributionsnät är i nuläget svårt att kommersialisera men borde kunna gå att identifiera genom avtal med nätägaren. Även värdet av energilager för att förbättra nätkvalitet och nätstabilitet inom distributionsnät är i nuläget svårt att kommersialisera men borde kunna gå att identifiera genom avtal med nätägaren.

Energilager hos kund kan ge ytterligare flera nyttor. Kunden kan få en backupförsörjning vid nätstörningar. Kunden kan också minska sitt effektuttag och därigenom minska sin nätkostnad om nättariffen är en effekttariff.

Energilager i anslutning till en produktionsanläggning, t ex vindkraftsanläggning, kan möjliggöra att anläggningen får anslutas till nätet utan att kostnaden för en omfattande nätutbyggnad behöver betalas. Dagens svenska regelverk innebär att en producent får stå för hela förstärkningskostnaden om han vill ansluta en anläggning till ett nät där den lediga kapaciteten inte bedöms vara tillräcklig. Tröskeleffekterna till följd av detta regelverk har blivit allt mer påtagliga i Sverige under senare år till följd av den kraftiga vindkraftsutbyggnaden. För producenten kan ett energilager också möjliggöra en högre intäkt från produktionen om produktion från timmar med hög vindkraftproduktion och lågt pris kan lagras och sedan försälgas under timmar med högt pris.

Värdet av en enda huvudnytta från energilagring är sannolikt inte tillräckligt för att det ska vara möjligt att identifiera kommersiellt lönsamma energilagerinvesteringar. En avgörande fråga för elsystemets utveckling är därför om det är möjligt att finna marknadslösningar och kontraktsutformningar som möjliggör att värdet av ett energilagers flera olika nyttor kan adderas i en investerares kalkyl och tillsammans ge kommersiell lönsamhet för en energilagerinvestering. Denna frågeställning har allt mer lyfts fram under senare tid, bl.a. i den nyss nämnda EPRI-rapporten och i en artikel av Sioshansi, Denholm och Jenkin⁵¹.

⁵¹ Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage; R Sioshansi, P Denholm och T Jenkin, Economics of Energy & Environmental Policy vol 1, no 2, 2012.

Det kan observeras att lagring av energi i elnäten inte fanns på kartan när 1990-talets elmarknadsreform designades. Nu utvecklas tekniken och regelverk som möjliggör kommersialisering av tekniken kan behöva utvecklas. Frågan är därför om och i så fall hur man i regleringen av elmarknaden bör ta hänsyn till energilagring. Bör elmarknadsregleringen inkludera särskilda regler för energilagring i elsystemet på motsvarande sätt som naturgasregleringen innehåller särskilda regler för naturgaslagring i naturgassystemet?

6 En reformerad elmarknadsreform

6.1 Vidgade krav på en välfungerande elmarknad

1990-talets elmarknadsreform karaktäriserades i avsnitt 3.2 som en närmast klockren makroreglering. Reformen var en näringspolitisk åtgärd för att höja effektiviteten i elförsörjningen och stärka det svenska näringslivets internationella konkurrenskraft.

De andra två energipolitiska aspekterna – försörjningstrygghet och miljöpolitik – var också viktiga. Den parlamentariska Energikommissionen fick i uppgift att analysera elmarknadsreformens påverkan på försörjningstrygghet och miljöpolitik innan det slutliga beslutet om reformens genomförande skulle tas av riksdagen. Energikommissionens slutsats var att elmarknadsreformen som motiverades av det näringspolitiska målet i energipolitiken inte skulle hamna i konflikt med vare sig målet om försörjningstrygghet eller av det miljöpolitiska målet. Tvärtom skulle elmarknadsreformen – som den var utformad – snarast förstärka möjligheterna att nå de miljöpolitiska målen eftersom ekonomiska styrmedel biter hårdare på företag som är utsatta för konkurrens och inte självklart kan vältra över miljöavgifter på sina kunder.

Under de 15 år som har gått sedan elmarknadsreformen infördes har vi också haft en i huvudsak välfungerande elmarknad som inte varit i konflikt med miljö- och försörjningstrygghetsmålen. Makroregleringen av elmarknaden har fungerat och bidragit till en dynamisk utveckling för att nå målet om en effektiv elförsörjning. Elmarknadsreformen och dess grundstenar får anses ha varit väl utformade. Detta förhållande är dock ingen garanti för att vi med den nuvarande regleringen även fortsättningsvis ska kunna klara såväl effektivitetsmål som miljömål och försörjningstrygghetsmål.

Miljömålen har successivt skärpts och kommer troligen att ytterligare skärpas. Miljömålen förutsätter en omfattande utbyggnad av ny kapacitet för elproduktion från förnybara energikällor. Det är viktigt för samhället att utbyggnaden av förnybar energi verkligen blir genomförd. Vindkraften, som väntas svara för större delen av den nya produktionskapaciteten ställer nya krav på elsystemets förmåga att klara en fullgod leveranssäkerhet. Den nuvarande utvecklingen inom EU och olika medlemsländer som Tyskland och England visar att energi- och miljöpolitiken håller på att bli allt mer segmenterad med en mängd delmål för de olika segmenten.

Energi- och miljöpolitik har ett långsiktigt perspektiv. Den färdplan för energipolitiken inom EU som kommissionen presenterat har 2050 som målår. Energipolitiken har i såväl Sverige som i andra EU-länder kritiserats för att vara ostabil och utan fasta spelregler för aktörerna. Avsaknaden av fasta spelregler ökar risken för investerare och andra aktörer. Ökad risk innebär ökade kostnader att genomföra energipolitiken. Risken är stor att mikroregler som nu beslutas och avses beslutas de närmaste åren kommer att sakna drivkrafter till en dynamisk utveckling och till ett sökande av nya effektivare

lösningar. En huvudrisk med mikroreglering som huvudsaklig metod för styrning är att under realiserandet av färdplanen – eller den svenska nationella energipolitiken - mikroreglerna kommer att skapa nya problem som efter hand kräver nya kompensande mikroregleringar. Ofta återkommande förändringar i regelverken skapar instabilitet och osäkerheter även om de övergripande miljö- och energipolitiska målen ligger fast.

Vi ser det därför som angeläget att det verkligen prövas om behovet av nya mikroregleringar kan minskas genom en reformering av elmarknadsreformen. En sådan reformering måste ta sin utgångspunkt i en helhetssyn på miljömål, försörjningstrygghetsmål och effektivitetsmål.

Det är inte längre tillräckligt att elmarknaden ger optimala val mellan olika produktionskällors möjligheter att anpassa sig efter efterfrågans variationer. En effektiv hantering av vindkraftens stora variationer kräver att flexibiliteten i efterfrågan kan tillvaratas på ett helt annat sätt. De stora investeringsbehov som ligger framför oss gör också att det nu är synnerligen angeläget med kostnadseffektiv leveranssäkerhet och kostnadseffektiv nätutbyggnadsplanering.

Det är således tre avgörande utmaningar som marknadens funktionssätt måste kunna klara för att vi ska kunna lita på att en fortsatt makroreglering verkligen ger en välfungerande elmarknad, nämligen:

- Elmarknaden måste utvecklas så att den fullt ut elkundernas anpassningsmöjligheter. Det är helt centralt att den efterfrågeflexibilitet som verkligen finns hos elkunderna kan mobiliseras och utnyttjas. Här ingår också att tillvarata den flexibilitet som kan erhållas genom energilagring när sådan tekniskt och ekonomiskt möjlig.
- Förutsättningar måste skapas för en kostnadseffektiv nätutbyggnadsplanering som ger rätt balans mellan nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och investeringar i energilagring.
- Förutsättningar måste skapas för en kostnadseffektiv leveranssäkerhet genom rätt balans mellan produktionsinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan, nätinvesteringar och investeringar i energilagring.

Dessa tre avgörande utmaningar innebär att byggstenarna i elmarknadsreformen måste justeras på ett sådant sätt att elmarknadsaktörerna och infrastrukturföretagen har sådana drivkrafter att det sker marknadsmässiga val mellan produktionsmöjligheter, nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och möjligheter till energilagring. Effektiva marknadsmässiga val förutsätter att aktörerna kan agera med stor frihet inom tydligt definierade ramar och roller. Tilldelade roller och tydliga ramar (eller spelregler) ska skapa förutsättningar för innovativa tekniska lösningar och produktutveckling men också för utveckling av företagsidéer och verksamheter. Detta förutsätter, enligt vår mening en målmedveten makroreglering.

Vår bedömning är mot denna bakgrund att en reformering av elmarknadsreformen framför allt bör inriktas på frågan om hur den

efterfrågefleksibilitet som verkligen finns hos kunderna ska kunna mobiliseras och utnyttjas samtidigt som makroregleringen av elmarknaden behålls. Kundrollen är strategisk. Rollen ska inte begränsas till att välja elleverantör. Kunden ska också ha tekniska och ekonomiska förutsättningar att anpassa sin förbrukning till aktuella priser. Elmarknaden måste också ta till vara de möjligheter som energilagring ger, inte minst för att hantera effektproblem på olika nivåer i nätet. Även nätägarnas roll som systemansvariga bör sättas i fokus. De regionala och lokala elnätsföretagen har fått ett allt större systemansvar när de planerar och utvecklar elmarknadens fysiska infrastruktur och när balans ska skapas mellan produktionsinvesteringar, nätinvesteringar och åtgärder på efterfrågesidan. I de tre följande avsnitten diskuterar vi hur kund-, energilagring- och systemansvarsrollerna kan förstärkas.

6.2 Förstärkt kundroll

I avsnitt 3.2 beskrevs den syn på marknaden som gällde när elmarknadsreformen utformades. På den konkurrensutsatta marknaden skulle producenter sälja till storförbrukare och elhandelsföretag. Elhandelsföretagen skulle sedan återförsälja den inköpta elen till mindre förbrukare och till de storförbrukare som inte köpte direkt från producenterna. Slutkunder med liten förbrukning ansågs vara passiva på elmarknaden. Få trodde att hushåll och mindre företag skulle kunna vara aktiva när det gällde att reagera på priser på kraftbörsen och att anpassa sin förbrukning efter detta. Man såg inte heller något behov från elmarknadssynpunkt av aktiva slutkunder när det gällde att styra förbrukningen. De mindre kundernas aktivitet skulle vara att välja elleverantör. Under åren efter elmarknadsreformen har förutsättningarna för kunden att byta leverantör på olika sätt förbättras.

Åtgärder på efterfrågesidan kommer framöver att vara mycket betydelsefulla. Många studier visar att elkunderna sammantaget har betydande möjligheter att anpassa sin förbrukning men att dessa möjligheter till ringa del påverkar prisbildningen. Flera olika hinder förklarar den hittillsvarande låga efterfrågefleksibiliteten (jämför avsnitt 5.3).

Det är därför angeläget att förstärka kundrollen. Elmarknaden ska inte bara ge förutsättningar för kunden att aktivt välja elleverantör. Den ska också ge förutsättningar för kunden att aktivt anpassa sin förbrukning till de aktuella priserna. Kundens anpassningsförmåga ger ekonomiska fördelar för kunden samtidigt som anpassning hos kunderna bidrar till förbättra elmarknadens funktion.

Den vilja till efterfrågefleksibilitet som finns hos kunderna måste tas till vara för att vi också fortsättningsvis ska kunna ha en välfungerande elmarknad. Ett utnyttjande av efterfrågefleksibiliteten hos kunderna ökar leveranssäkerheten och minskar behovet av nätutbyggnader och stöd till reservkraftanläggningar för att klara tillförseltryggheten. När efterfrågefleksibiliteten kommer till uttryck i prisbildningen minskar också risken för plötsliga prisspikar och den bristande tillit till elmarknadens funktion som sådana ofta medför. En ökad efterfrågefleksibilitet minskar också marknadsmaktsproblemen på elmarknaden eftersom det blir mindre lönsamt att utöva marknadsakt.

Ett avgörande institutionellt hinder är lagstiftningens utformning som innebär att mindre kunder inte timmäts och timdebiteras. Eventuell flytt av efterfrågan från högpristimmar till andra timmar kan därför omöjligtvis leda till minskade elkostnader för dem. Vi kan dock nu se en utveckling där allt fler kunder får sin förbrukning timmätt och timdebiterad. I ett första steg har regeringen föreslagit bestämmelser som gör det möjligt för den kund som så önskar att kostnadsfritt få sin elförbrukning timmätt.

Med modern mät- och kommunikationsutrustning finns möjligheter till automatisk styrning av elförbrukande utrustning utifrån aktuella elpriser. Timvis mätning och timvis debitering är en nödvändig förutsättning för en förstärkt kundroll på elmarknaden men är inte tillräckligt. En förstärkt kundroll förutsätter också att befintliga eller nya aktörer på elmarknaden utvecklar och erbjuder nya tjänster och nya kontraktsformer till kunderna.

Timvis mätning och debitering är också en nödvändig förutsättning för att aktörerna ska kunna utveckla nya kontraktsformer som erbjuder kunderna möjlighet att minska sina elkostnader genom att anpassa sin förbrukning efter priserna på elmarknaden. Viktigt är härvid att definiera kundernas tillgång till sina mätvärden och kundernas rätt att bestämma andra aktörers tillgång till mätvärdena.

Förstärkning av kundrollen kommer i mycket att vara en långsiktig process. Det är av avgörande betydelse att elleverantörer och andra företag utvecklar och marknadsför nya produkter och kontraktsformer som erbjuder kunderna ekonomiska fördelar när förbrukningsflexibiliteten utnyttjas. Regleringen bör tillåta och ge incitament för detta, vilket bör särskilt bevakas i samband med alla kommande förändringar i elmarknadsdesignen.

En utgångspunkt inför förändringar i elmarknadsdesignen bör vara att dessa leder till en förstärkt kundroll. Detta ska gälla också om förändringarna motiveras av försörjningstrygghets- eller miljöskäl. Inga regeländringar eller andra förändringar bör genomföras som försvagar kundrollen. Kommande förändringar bör också, som vi framfört tidigare, vara av makrokaraktär.

De statliga insatserna kan också innebära stöd till utveckling och demonstration av tekniska, organisatoriska och kontraktuella förändringar som möjliggör att elkundernas anpassningsmöjligheter fullt ut kan tillvaratas i prisbildningen.

6.3 Ny roll för energilagring

I avsnitt 5.4 redovisades vilka nyttor som kan erhållas vid energilagring i elsystemet. Energilagring kan möjliggöra att billiga produktionsalternativ under lågpristimmar ersätter dyra produktionsalternativ under högpristimmar. Energilagring kan minska effektproblematiken för elsystemet i stort (tidsrestriktionen) och inom områden med lokala begränsningar (rumsrestriktionen). Energilagring kan vara ett av verktygen för att integrera vindkraft och annan förnybar elproduktion i elsystemet. Energilagring hos kund kan öka kundens försörjningstrygghet.

Lönsamheten i ett energilager beror i hög grad på i vilken utsträckning de olika nyttorna kan kommersialiseras. En avgörande fråga för elsystemets utveckling är därför om det är möjligt att finna marknadslösningar och kontraktsumformningar som möjliggör att värdet av ett energilagars flera olika nyttor kan adderas i en investerares kalkyl och tillsammans ge kommersiell lönsamhet för en energilagerinvestering.

Det som komplicerar en sådan addering av nyttor är att vissa av nyttorna kan realiseras på den konkurrensutsatta reguljära timmarknaden medan andra lagringsnyttor är kopplade till systemansvarsbehov – på stam-, region- och lokalnätetsnivå – behov för att säkert kunna hålla elsystemet i balans och hantera överföringsbegränsningar. En realisering av dessa nyttor förutsätter att nätbolag på olika nivåer är beredda att teckna avtal om fördelning av kostnader och intäkter i samband med energilagring i elnäten. Den systemansvarige för stamnätet har redan etablerade rutiner för att upphandla systemtjänster av olika slag. Det kan dock finnas anledning att se över specifikationerna eftersom dessa inte har utformats för att också kunna ta till vara energilagringens möjligheter. För regionnät- och distributionsnätinnehavare är utmaningen ännu större. De har i dagsläget ingen uttalad systemansvarsroll och genomför inte upphandlingar av kapacitet för att klara det egna nätets behov av systemtjänster.

Det kan observeras att lagring av energi i elnäten inte fanns på kartan när 1990-talets elmarknadsreform designades. Vi ser nu hur energilager alltmer blir en realitet att räkna med i länder där elsystemet har, eller förväntas få, en ansträngd effektsituation. Vi tror att den starka vindkraftsutbyggnaden i Sverige kommer att skapa behov av – och förutsättningar för – en utveckling av energilager i elnäten.

Vi tror att en optimal utveckling av energilagring i elsystemet förutsätter att energilagringens roll explicit bejakas. Det bör klargöras i lagstiftningen vilken roll energilagren ska ha, dvs. om de ska vara en del av infrastrukturen eller en faktor på den konkurrensutsatta elmarknaden. Vi tror att den senare rollen skulle skapa en önskvärd dynamik på elmarknaden. Men frågan behöver utredas.

En optimal utveckling förutsätter också ett tydliggörande av systemansvaret för regionnät och distributionsnät. Detta ger en grund för nätföretagen att utveckla definitioner och specifikationer av systemtjänster som möjliggör att energilagring och efterfrågefleksibilitet ska kunna komma in som verkliga alternativ i ett nätföretags planering.

6.4 Förstärkt systemansvarsroll

Under 1980-talet innefattade nätägarrollen ofta också marknadsåtgärder för att hantera bristande kapacitet i det lokala nätet och för att kunna senarelägga eller minska behövliga nätinvesteringar. Kapacitetsproblemen var framför allt orsakade av elvärmens snabba utbyggnad. Den dåvarande tidstariffens differentiering syftade minst lika mycket till att ge en styrsignal om lokala nätkapacitetsproblem som till att avspegla förväntade prisskillnader på inköpt kraft.

Elmarknadsreformen betonade skillnaden mellan nätverksamhet i nätföretag och marknadsverksamhet i elhandelsföretag. Nätverksamheten definierades som ett monopol och reglerades som ett sådant. Kravet på legal åtskillnad innebar att nätföretaget inte fick bedriva produktion eller handel med el. Nätägarrollen koncentrerades till effektiv nätdrift. Investeringsverksamheten var relativt låg eftersom den totala elförbrukningen inte längre ökade.

Nu är situationen annorlunda. Det finns åter ett omfattande investeringsbehov i regionnät och lokalnät. Detta investeringsbehov är i vissa fall drivet av en lokalt ökande elförbrukning men är främst drivet av ett förnyelsebehov och av ökad förnybar produktion i lokala och regionala nät. Åter är det intressant för ett nätföretag om investeringar kan senareläggas eller minskas till följd av olika åtgärder på efterfrågesidan. Utvecklingen beträffande smarta mätare och smarta hem aktualiserar också nya affärsmöjligheter för nätföretaget.

En vidgning av nätägarrollen för regionala och lokala nät underlättar att den verkliga efterfrågefleksibiliteten kan tillvaratas för effektstyrning av näten och för effektivare nätdrift. I den utsträckning som det är möjligt att tillåta en sådan vidgning av nätägarrollen skapas förutsättningar för en kostnadseffektiv nätutbyggnadsplanering som ger rätt balans mellan nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och investeringar i energilagring.

Det finns därför anledning att pröva i vilken utsträckning nätägarrollen kan vidgas för regionala och lokala nät samtidigt som den grundläggande åtskillnaden mellan nätverksamhet och marknadsverksamhet inte försvagas. Vi vill peka på några frågor som aktualiseras i samband med en utvidgad roll för nätföretagen. Bör det vara möjligt för det lokala nätföretaget att sluta avtal med vissa kunder om effektstyrning och också vidareförsälja denna effektstyrningsmöjlighet till det regionala nätföretaget och kanske också till Svenska Kraftnät? Bör det vara möjligt för nätföretaget att erbjuda tjänster kopplade till smarta mätare och smarta hem? Bör ett nätföretag som installerar ett lokalt ellager för effektstyrning, t ex ett batteri, kunna vidareförsälja denna effektstyrningsmöjlighet till regionnätet och kanske också till Svenska Kraftnät?

En grundsten i elmarknadsreformen var att elnäten skulle vara tillgängliga för alla producenter och förbrukare på lika villkor. En legal åtskillnad infördes därför som innebär att ett företag som bedriver nätverksamhet inte får bedriva någon produktion eller handel med el. Däremot kan en koncern innefatta såväl nätverksamhet som produktion och elhandel. Det är också tillåtet för ett nätföretag att äga ett dotterbolag som är verksamt inom produktion eller elhandel.

Det har ansetts vara förenligt med den grundläggande principen om legal åtskillnad att ett nätföretag på marknaden anskaffar el för att täcka sina nätförluster och att nätföretaget på marknaden prissäkrar denna anskaffning. Om ett nätföretag har ansett sig behöva en produktionsanläggning för sin nätverksamhet har dock ansetts att denna bör ligga i ett särskilt dotterbolag.

Exempelvis har de gasturbiner som Svenska Kraftnät äger och utnyttjar som störningsreserv lagts i ett särskilt dotterbolag.

Det har däremot inte ansetts vara förenligt med principen om legal åtskillnad att ett nätföretag som gör avtal med sina kunder om effektstyrning också bjuder in denna effektminskningensmöjlighet på elmarknaden. Nätföretaget kan sluta avtal om effektstyrning men kan endast tillgodoräkna sig den eventuella nytta som en effektstyrning innebär för nätdriften, inte den nytta för elmarknaden som effektstyrning i topplastsituationer skulle kunna innebära.

Vi ser det problematiskt om en vidgad nätägarroll innebär att nätföretagen fortsättningsvis kommer att konkurrera med företag på den konkurrensutsatta marknaden. Detta innebär att det bör vara elhandelsföretagen och nya specialiserade aktörer som erbjuder tjänster kopplade till smarta mätare och smarta hem. Det bör också vara sådana marknadsaktörer som sluter avtal med kunder om effektstyrning och som vidare säljer denna kapacitet till nätföretag som har behov av sådan effektstyrning.

Vårt förslag är i stället att den vidgade nätägarrollen genomförs på så sätt att också ägare till distributionsnät och regionnät tilldelas en definierad och tydlig systemansvarsroll. En sådan systemansvarsroll för regionala och lokala nät bör inte på något sätt innebära en minskning i Svenska Kraftnät's systemansvar för balansering av det nationella elsystemet och för stamnätsdriften.

EU:s elmarknadsdirektiv innehåller bestämmelser om såväl rollen TSO (Transmission System Operator) som rollen DSO (Distribution System Operator). Rollen TSO var redan införd i Sverige genom elmarknadsreformens bestämmelser om Svenska Kraftnät's systemansvar. Rollen DSO har däremot aldrig fått ett reellt innehåll i den svenska lagstiftningen utan den sågs som en "okomplicerad" nätövervakningsuppgift som ingick i nätföretagens ansvar för en effektiv nät drift. Det kan i sammanhanget konstateras att inte heller EU:s elmarknadsdirektiv närmare beskriver vad som rollen DSO egentligen bör innefatta.

Svenska Kraftnät's systemansvar är främst inriktat på balansering av det nationella elsystemet och på att upprätthålla tillräckliga säkerhetsmarginaler i driften av stamnätet. Balansering av det nationella elsystemet bör fortsatt vara en renodlad TSO-uppgift. DSO-rollen bör därför definieras utifrån de åtgärder som kan behövas för att en effektiv hantering av rumsrestriktionen i regionnät och lokalnät, dvs. säkerställa att begränsningarna hanteras med tillräckliga marginaler. DSO-rollen bör också innefatta att leverera mätvärden till kunderna och till dem som kunderna bestämmer. DSO-rollen bör vidare innefatta planerings- och genomförandeuppgifter i anslutning till roterande bortkoppling. För att undvika att roterande bortkoppling någon gång ska behöva tillgripas för att undvika ett totalt systemsammanbrott är det angeläget att utveckla marknadsbaserade åtgärder så långt som möjligt.

DSO bör precis som TSO kunna avtala om tillfällig specialreglering för att hantera ett nätproblem och om anskaffning av kapacitet för en mer långsiktig hantering. Den kapacitet som upphandlas bör förutom ändringar i produktion

och efterfrågan också kunna innefatta utnyttjande av energilager. Formerna för utövandet av Svenska Kraftnäts systemansvar har kontinuerligt utvecklats under lång tid. Det är angeläget att det också skapas förutsättningar för att utövandet av DSO:s systemansvar ska kunna kontinuerligt utvecklas.

Referenser

Offentliga utredningar

Utredningsdirektiv

Dir. 1994:120 Tilläggsdirektiv till Energikommissionen

Betänkanden

SOU 1993:68, Elkonkurrens med nätmonopol

SOU 1995:14, Ny elmarknad. Delbetänkande från Energikommissionen

SOU 2005:4, Liberalisering, regler och marknader

Riksdagstryck

Prop. 1990/91:88 om energipolitiken

Prop. 1991/92:133 om en elmarknad i konkurrens

Prop. 2002/03:85 Vissa elmarknadsfrågor

Prop. 2007/08:1, utg.omr. 21 Budgetproposition

Prop. 2009/10:113 Effektreserven i framtiden

Prop. 2009/10:128 Genomförande av direktiv om förnybar energi

Prop. 2010/11:153 Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem, Bet. 2011/12:NU4, rskr 2011/12:45

Prop. 2011/12:98 Timmätning för aktiva konsumenter

Myndighetsutredningar

Statens energimyndighet. 2011. Elcertifikatssystemet

EU-dokument

Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el

Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el

Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG

Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor

Direktiv 2009/72/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG, förordning (EG) nr 714/2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande

av förordning (EG) nr 1228/2003 och förordning (EG) nr 713/2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter samt de för naturgas direktiv 2009/73/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG och förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005

Energy Roadmap 2050. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. COM(2011) 885/2.

Tyska myndigheter

Bundesregierung, 2011. Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende.

Bundesnetzagentur, 2011. Monitoringbericht.

Bundesnetzagentur, 2011. "Smart Grid" und "Smart Market", Eckpunktepapier.

Brittiska myndigheter

HM Treasury, December 2010. Carbon price floor: support and certainty for low-carbon investment.

HM Treasury, March 2011. Budget 2011,

Department of Energy and Climate Change, 2011. Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity,

Department of Energy and Climate Change, 2011. Planning our electric future: technical update.

Ofgem, February 2012. Retail Market Review: Intervention to enhance liquidity in the GB power market.

Övrigt

Towards a Sustainable Nordic Energy System. 20 perspectives on Nordic Energy. 10 Opportunities and Challenges. 2010. Bo Rydén, red.

Electric Power Research Institute, December 2010. Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits.

NVE, 2011. Utvikling av pumpekraft i Tyskland, bilaga till NVE Rapport 2011:22 Pumpekraft i Noreg.

James Sweeney, The California Electricity Crisis, 2002. Hoover Institution Press No 513.

R Sioshansi, P Denholm och T Jenkin, 2012. Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage. Economics of Energy & Environmental Policy vol 1, no 2, 2012.