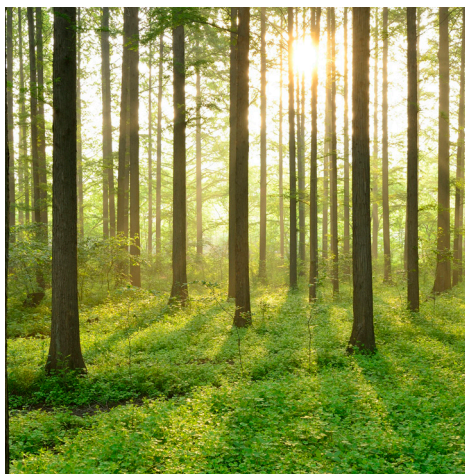


LÅNGSIKTIGA INVESTERINGAR OCH HANDEL PÅ FRAMTIDENS ELMARKNAD

RAPPORT 2022:859



FRAMTIDENS ELMARKNADSDSIGN



Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad

En studie inom programmet FemD

LARS BERGMAN

TILLSAMMANS MED

NICLAS DAMSGAARD, NILS HENRIK M. VON DER FEHR, PÄR HOLMBERG,
LARS JOELSSON, PER LUNDSTRÖM, ANDERS MORITZ, MATS NILSSON,
RICKARD NILSSON, ANDREAS REGNELL, JAN RÖNNBACK, JAN STRÖMBERGSSON OCH
MAGNUS THORSTENSSON

SAMT

STEFAN MONTIN

ISBN 978-91-7673-859-7 | © Energiforsk april 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Denna rapport har tagits fram inom ramen för Energiforsks program "Framtidens elmarknadsdesign", förkortat FemD. Den är resultatet av ett projekt som inleddes under hösten 2020 och som löpte under större delen av 2021. Projektet var organiserat som ett panelprojekt, d.v.s. ett projekt som under ledning av en ordförande genomförs av en panel bestående av elmarknadsexperter med hemvist dels i energiföretag eller andra organisationer på elmarknaden, dels vid universitet och forskningsinstitut.

Panelen bestod av Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, Nils-Henrik M. von der Fehr, Oslo Universitet, Pär Holmberg, Institutet för Näringslivsforskning, Lars Joelsson, Vattenfall, Per Lundström, Jämtkraft, Anders Moritz, Tekniska Verken Linköping, Mats Nilsson, Shadow Analysis, Rickard Nilsson, Nord Pool, Andreas Regnell, Vattenfall, Jan Rönnback, Fortum, Jan Strömbergsson, Skellefteå Kraft och Magnus Thorstensson, Energiföretagen Sverige. Samtliga har ingått i panelen som enskilda personer i kraft av sin expertis inom det aktuella området och alltså inte som representanter för de organisationer inom vilka de är verksamma.

Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm, var panelens ordförande och tillika den som i samråd med dess medlemmar skrivit rapporten. Stefan Montin, Energiforsk, ansvarade för planering och administration.

Panelen sammanträdde vid 11 digitala möten där såväl olika typer av bakgrundsmaterial som flera utkast till delar av eller hela rapporten behandlades. Det var med andra ord ett lagarbete där samtliga medlemmar i panelen var aktiva. Dock är det Lars Bergman som ensam ansvarar för rapportens slutliga innehåll. Panelens övriga medlemmar, liksom de organisationer i vilka de verkar, delar således inte nödvändigtvis alla de bedömningar och slutsatser som framförs.

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Det svenska elsystemet d.v.s. det system som utgörs av anläggningar för produktion och överföring av el, håller på att ställas om. Vind- och solkraft byggs ut i snabb takt samtidigt som efterfrågan på el, efter nära tre decennier med i stort sett konstant elanvändning, väntas öka kraftigt under de närmaste decennierna. Syftet med denna studie är att identifiera och analysera de utmaningar som omställningen av elsystemet innebär och att bedöma hur och av vem som dessa bör hanteras.

En stor utmaning rör incitamenten för långsiktiga investeringar i elsystemet. Dessa incitament baseras främst på den förväntade utvecklingen av kostnader och intäkter för olika kraftslag. Men också på de risker som är förenade med den kapacitetsutbyggnad som krävs för att i framtiden tillgodose både efterfrågan på el i landets alla delar och de klimatpolitiska målen.

En annan stor utmaning rör elmarknadens regelverk, "design", och organiseringen av handelsplatser m.m. som i hängnet av detta regelverk vuxit fram och skapat förutsättningar för en väl fungerande handel med el. Den fråga som analyseras är om detta regelverk och övriga delar av elmarknadens utformning kommer att vara ändamålsenliga och effektiva även i en framtid med en hög andel vind- och solkraft i produktionen av el.

En viktig förutsättning för omställningen av det svenska elsystemet är att särskilt vindkraften har haft en gynnsam kostnadsutveckling. Särskilt om man bortser från de systemkostnader som hänger samman med detta kraftslags intermittens och miljöeffekter i form av buller och ingrepp i landskapsbilden. Men vindkraften har samtidigt problem på intäktssidan. Det beror på att anläggningarna på grund av liknande vindförhållanden över stora geografiska områden till en betydande del producerar, eller inte producerar, samtidigt.

Under perioder med goda vindförhållanden blir den samlade vindkraftsproduktionen stor vilket ökar utbudet och pressar marknadspriset på el. Det gör att vindkraftens genomsnittliga intäkter blir lägre än de "planerbara" kraftslagets intäkter under dessa perioder. Under perioder med ogynnsamma vindförhållanden blir den samlade vindkraftsproduktionen i stället liten. Det gör att utbudet begränsas och att marknadspriset på el drivs upp. Men eftersom vindkraftverkens produktion är låg blir deras intäkter låga även i detta fall.

Analysen inom ramen för denna studie visar att detta förhållande, som brukar kallas "kannibalisering", gör att vindkraftens intäkter från försäljning av el kan visa sig vara otillräckliga för att göra investeringar i detta kraftslag lönsamma. För att det klimatpolitiska målet om en omfattande utbyggnad av vindkraft ska kunna nås är det därför troligt att ekonomiskt stöd till investeringar i eller drift av vindkraftverk kommer att behövas.

En annan fråga som aktualiseras av omställningen till ett elsystem med hög andel intermittent ("icke planerbar") produktion rör dess "leveranssäkerhet". Med en stor mängd vind- och solkraft och den befintliga kärnkraften avvecklad finns det,

inte minst enligt Svenska kraftnäts, bedömning, en betydande risk för brist på kapacitet särskilt under framtida s.k. 10- och 20-årsvintrar.

Såväl utvecklingen av kostnadseffektiv teknologi för lagring av el som initiativ av systemoperatören och elmarknadens övriga aktörer kan begränsa denna risk, men det är osäkert hur mycket. En slutsats i denna studie är att det därför är motiverat att som en "försäkring" bygga upp en s.k. strategisk reserv. En sådan består av anläggningar som med kort varsel kan tas i bruk vid hotande kapacitetsbrist såväl under några timmar som under flera dygn i sträck. Den strategiska reserv som föreslås är en utvecklad version av den befintliga "effektreserven", främst genom att vara permanent i stället för tillfällig.

Men förutom införandet av en permanent strategisk reserv är det inte motiverat med några väsentliga förändringar av elmarknadens grundläggande regelverk. Däremot kommer elmarknadens aktörer, inklusive systemoperatören (Svenska kraftnät), att behöva anpassa handelsregler, kontraktsformer och mycket annat till de ändrade förutsättningar som omställningen till ett elsystem med hög andel vind- och solkraft innebär.

Den framtida elmarknad som är relevant för svenska konsumenter och producenter av el kommer också att vara en mycket internationell elmarknad; begreppet "den svenska elmarknaden" kommer att höra till historien. Det kommer också att vara en elmarknad där priserna, till följd av en hög andel vind- och solkraft, kommer att variera betydligt mer från dag till dag än vad som hittills varit normalt. Av detta skäl är det troligt att nya arrangemang för prissäkring på kort och lång sikt både kommer att behövas och kommer att växa fram.

Men framtidens elmarknad är till en betydande del redan här. Elmarknaden är nu nordisk-baltisk med starka kopplingar särskilt till Tyskland, Storbritannien och Nederländerna. Redan nu varierar elpriserna från dag till dag i takt med vindförhållandena i norra Europa. Samtidigt är elpriserna i sydligaste Sverige (elområde SE4) redan nu mer kopplade till elpriserna på kontinenten än till elpriserna i norra Sverige.

Med ett elsystem i förändring och därmed sammanhängande förändringar i förutsättningarna för handel med el är det angeläget med forskning om elmarknaden. Både för att utvärdera hur elmarknaden i olika avseenden fungerar och hur den skulle kunna reformeras för att fungera bättre. Men för samhället är det mest värdefulla resultatet av forskning om elmarknaden inte nödvändigtvis de rapporter som forskarna publicerar. Det är i stället kompetensen, och intresset för elmarknadsfrågor, hos de människor som tagit fram rapporterna som är en betydelsefull resurs för framtida analyser av elmarknaden.

Nyckelord

Elmarknad, elsystem, kapacitetsbrist, vindkraft, lagring, regelverk

Summary

The Swedish electricity supply system, i.e. the system that consists of power plants, transmission grids and electricity distribution networks, is in transition. Thus, wind and solar power capacity are growing rapidly and the demand for electricity, after almost three decades of stagnation, is expected to surge over the coming decades. The purpose of this study is to identify and analyse the challenges that this transition will imply and to determine how and by whom these challenges should be handled.

One major challenge is related to the incentives for long-term investments in the electricity supply system. These incentives are primarily based on expected costs and revenues, but also depend on the financial risk of investing in capacity to meet nationwide demand for electricity in future years, while complying with climate policy goals.

Another major challenge is related to the basic design of the electricity market, including the institutional arrangements that facilitate wholesale and retail trade in electricity. The key issue being analysed in this study is whether the current design and the related trading arrangements will continue to be effective and efficient once an increasing share of consumed electricity is produced by wind and solar power plants.

An important driver of the restructuring of the Swedish electricity supply system is that the costs of building and operating wind power plants have been significantly reduced in recent years. This is particularly the case if neither the so-called system costs associated with the intermittency of wind power production, nor its environmental impact in the form of noise and alteration of natural sceneries are taken into consideration. However, there is a problem on the revenue side: If the total wind power capacity is large the wind power plants tend to generate lower revenues than conventional power plants.

The reason is that, due to similar wind conditions over geographical wide areas, the wind power plants tend to produce, or not produce, at the same time. During windy periods production is high and significantly add to the supply of electricity. As a result, the market price of electricity will be low and consequently wind power revenues will be low. When wind power production is low, the supply of electricity tends to be scarce and the price of electricity high. But since wind power production is low, revenues will be low also in this case.

The analyses carried out in this study indicate that the described circumstances, often called “cannibalization”, are likely to imply that wind power revenues are not sufficient to make large-scale investments in wind power plants profitable. This means that the climate policy goals for a major expansion of wind power production may not be reached unless financial support in some form is made available.

A particular issue often raised in connection with the transition to an electricity supply system with a large share of intermittent power production concerns the security of supply of the system. For instance, according to Svenska kraftnät, a

future Swedish electricity supply system largely comprised of wind and solar power will run a great risk of capacity shortages, especially during “10 - and 20 years” winters, i.e. winters with climatic conditions statistically experienced only every 10th and 20th year respectively.

Both the development of cost-efficient storage technology and initiatives by the System Operator (Svenska kraftnät) and other market participants may reduce that risk, but the degree of risk reduction is uncertain. One of the conclusions of this study is that, against that background, there is reason to establish a so-called strategic reserve. Such a reserve consists of power plants being able to start producing on short notice whenever capacity shortage on the system level is imminent. The strategic reserve proposed in this report in a slightly developed version of the existing “capacity reserve,” primarily in the sense that it is permanent rather than temporary.

However, except for the establishment of a permanent strategic reserve, there is no need to change the basic design of the electricity market. Yet the market participants, including the System Operator, will have to adjust trading arrangements, contract designs and many other procedures to the conditions that will prevail in a future electricity supply system with a large share of wind and solar power.

The future electricity market, where Swedish stakeholders will buy and sell electricity, will be an international marketplace, rendering the concept of a “Swedish electricity market” obsolete. It will also be an electricity market with significantly more volatile prices than in the past. As a result, new arrangements for hedging of price risks both are needed and likely to be developed.

However, the electricity market of the future is already emerging. Swedish electricity producers and consumers are now trading in a Nordic-Baltic market that has strong ties to marketplaces in Germany, Great Britain and The Netherlands. From day to day, electricity prices vary with the wind conditions across all of northern Europe. At the same time, electricity prices in southern Sweden (the area called SE4) are more connected to continental prices than to electricity prices in northern Sweden.

Against the backdrop of the restructuring of the electricity supply system and the implications for electricity trading, it is important to conduct research on the electricity market, how it works, and which types of reforms could improve its functioning. However, from a societal point of view, the most important outcome of research is not necessarily the published reports. Rather, it is the knowledge, experience and interest in issues related to the electricity market that researchers gain during their work and share with the general public.

Innehåll

1	Bakgrund, syfte och målgrupp	10
2	Det svenska elsystemet	13
2.1	Scenario i stället för prognos	13
2.2	Efterfrågan på el	13
2.3	Momentan efterfrågan på el och behovet av kapacitet	15
2.4	Produktionen av el	17
2.5	Elsystemets geografi	19
2.6	Effektbalans och elenergibalans	21
3	Långsiktiga investeringar i elsystemet	23
3.1	Omfattning och drivkrafter	23
3.2	Företagens och samhällets perspektiv	23
3.3	Kostnader och intäkter	24
3.4	Risker och riskhantering	27
3.5	Slutsatser om långsiktiga investeringar	29
4	Elmarknadens utformning	31
4.1	Effektiv konkurrens på elmarknaden?	31
4.2	Elmarknadens övergripande struktur och funktionssätt	32
4.3	Elmarknadens särdrag	34
4.4	Handel på de olika marknaderna: Utveckling och nuläge	34
4.5	Elpriser dagen-före och i realtid	36
4.6	Handeln med finansiella derivat	37
5	Elmarknadens design i framtiden	39
5.1	Alternativ för elmarknadens design	39
5.2	Att förändra elmarknadens design	40
5.3	Vad skulle göra en förändring av elmarknadens utformning nödvändig?	41
5.4	Utmaningar för systemoperatören	43
5.5	Dagen-före marknaden	44
5.6	Intra-dag marknaden	45
5.7	Prissäkring och finansiella marknader	46
5.8	Risk för missbruk av marknadsmakt	48
5.9	Slutsatser om konsekvenserna av mer volatila priser	48
6	Leveranssäkerhet och handel med kapacitet	50
6.1	Vilken leveranssäkerhet är önskvärd och vem har ansvaret för leveranssäkerheten?	50
6.2	Vad är problemet?	51
6.3	Kapacitetsmekanismer	53
6.4	Strategiska reserver	56
6.5	En marknad för tillgänglig kapacitet	56
6.6	Leveranssäkerhet som en försäkringsfråga	57

6.7	Hur bör problemet lösas?	58
6.8	Framtidens elmarknadsdesign	59
7	Förslag till forskning	61

1 Bakgrund, syfte och målgrupp

Det svenska elsystemet, d.v.s. det system som består av anläggningar för produktion och överföring av el, har genom åren genomgått flera stora omställningar. Den första ägde rum för omkring 100 år sedan då de lokala elnäten via ett nationellt stamnät och regionala nät knöts samman till ett integrerat nationellt elsystem. En andra stor omställning var den omfattande utbyggnad av vattenkraft som skedde under de första efterkrigsdecennierna, driven av en snabb ekonomisk tillväxt som medförde kraftigt ökande efterfrågan på el.

Den tredje stora omställningen skedde när kärnkraften introducerades och i stor skala byggdes ut under 1970- och 1980-talen. Den ersatte då en fortsatt utbyggnad av vattenkraft och försåg därtill mellersta och södra Sverige med en betydande elproduktionskapacitet. Därmed minskade beroendet av den i norra Sverige lokaliserade vattenkraftens. Med kärnkraften utvecklades också ett nytt stort användningsområde för el: Elvärme i bostäder och kommersiella lokaler.

Sedan några år befinner sig det svenska elsystemet i början av en fjärde stor omställning. Nu handlar det om en omfattande utbyggnad av vind- och solkraft parallellt med en eventuell avveckling av den kvarvarande kärnkraften. Processen drivs av förväntningar om en betydande ökning av elanvändningen som i sin tur hänger samman med de klimatpolitiska målen. Med denna omställning följer ett stort behov av investeringar i anläggningar för produktion av el under de närmaste decennierna, men också nya utmaningar för elmarknadens institutioner¹ och aktörer.

En unik situation

Den omställning av elsystemet som nu pågår har flera likheter med vad som skedde när vattenkraften och kärnkraften byggdes ut. Liksom då handlar det om omfattande förändringar i produktionen av el, möjliggjorda av teknologisk utveckling och sjunkande kostnader för ny teknik. Samtidigt finns det betydande skillnader. En är att det som nu sker i Sverige också sker i stora delar av vår omvärld och som drivs av en EU-gemensam klimatpolitisk agenda.

Men den viktigaste skillnaden är att det nu handlar om övergång till ett elproduktionssystem med helt andra karaktäristika än det vatten- och kärnkraftsbaserade system som länge dominerat den svenska elproduktionen. Med det språkbruk som utvecklats handlar det om en övergång från ett "planerbart" till ett till stora delar "icke planerbart" elproduktionssystem. Detta har avsevärda konsekvenser både för driften av elsystemet i realtid och för det regelverk och de institutioner som omger handeln med el. Den nyligen påbörjade omställningen av elsystemet är därför unik i ett historiskt perspektiv.

Syfte, fokus och avgränsningar

Syftet med denna studie är att identifiera och analysera de utmaningar som omställningen av elsystemet innebär och att bedöma hur och av vem som dessa

¹ Med "institutioner" avses lagar, regelverk och handelsplatser, men också normer och sätt att arbeta.

bör hanteras. Utgångspunkten är att det från samhällsekonomisk synpunkt är angeläget med ett väl dimensionerat och kostnadseffektivt elsystem. Två av de många utmaningar som avtecknar sig är särskilt betydelsefulla.

Den ena rör de långsiktiga investeringarna i anläggningar för produktion och överföring av el. Med andra ord de investeringar som gör att elsystemet några decennier framåt i tiden har den kapacitet som krävs för att kontinuerligt tillgodose efterfrågan på el i landets alla delar och har en sammansättning i linje med de klimatpolitiska målen.

Den andra stora utmaningen avser elmarknadens "design", d.v.s. utformningen av de regelverk som leder till så låga informations- och transaktionskostnader som möjligt i handeln med el. Till detta kommer behovet av effektiv konkurrens på elmarknaden. Det sistnämnda är viktigt eftersom effektiv konkurrens leder till att såväl onödiga kostnader som alltför stora handelsmarginaler reduceras och i bästa fall elimineras. Sammantaget handlar det om att organisera den framtida elmarknaden så att den ger de bästa förutsättningarna för samhällsekonomiskt effektiv produktion, överföring och användning av el.

Den övergripande fråga som behandlas i denna rapport är huruvida omställningen av elsystemet förutsätter en genomgripande förändring av elmarknadens design, en "revolution", eller om den via mindre omvälvande reformer, inte minst initierade av elmarknadens aktörer inklusive systemoperatören, kan anpassas till ett elsystem dominerat av vind- och solkraft.

Men en väl fungerande elmarknad förutsätter också att kapaciteten i elnätens olika nivåer är tillräcklig och att priserna på elnätstjänster speglar relevanta kostnader. Omställningen av elproduktionen kommer att medföra behov av stora investeringar i elnäten. Dock behandlas frågor om dessa investeringar och regleringen av den nationella, regionala och lokala elnätsverksamheten inte i denna rapport utan i en parallell studie som genomförts inom programmet FemD.

Målgrupp

Denna rapport riktar sig i första hand till beslutsfattare i politik och näringsliv, men också till media och en energiintresserad allmänhet. Den genomförda studien har varit organiserad som ett s.k. panelprojekt, d.v.s. ett projekt som under ledning av en ordförande genomförs av en grupp experter på elmarknadsfrågor med bakgrund i akademisk forskning eller centrala befattningar inom elsystemets företag, myndigheter eller organisationer. Denna uppläggning säkerställer att kunskaper och erfarenheter från både akademisk forskning och praktiska erfarenheter från elmarknaden kan nyttiggöras.

Disposition

Rapporten är disponerad på följande sätt: Kapitel 2 och 4 är beskrivningar av det nuvarande elsystemet respektive den nuvarande elmarknaden. Båda kapitlen innehåller en del historik samt bedömningar av den framtida utvecklingen. I kapitel 3 diskuteras de utmaningar som hänger samman med långsiktiga investeringar i elproduktion, medan kapitel 5 behandlar frågan om vilken design av elmarknaden, givet omställningen av elsystemet, som är ändamålsenlig och

effektiv. I kapitel 6 diskuteras frågan om elsystemets framtida leveranssäkerhet, en fråga som har koppling både till investeringar i produktionskapacitet och elmarknadens design och som har diskuterats livligt i många fora under senare år. I det avslutande kapitel 7 presenteras några förslag till forskning om elmarknaden.

2 Det svenska elsystemet

I detta kapitel beskrivs en bild av det framtida elsystemet i Sverige. Tidshorisonten är 2050, i en del fall med 2035 som "mellanstation". Det betyder dock inte att 2050 är en "slutstation" för omvandlingen av det svenska elsystemet. Däremot är det troligt att en mycket betydande del av den långsiktiga omställningen kommer att ske under tiden fram till 2050.

2.1 SCENARIO I STÄLLET FÖR PROGNOSE

Nyligen har Svenska kraftnät² redovisat sin bedömning av elsystemets utveckling under de närmaste decennierna. Tidigare har flera liknande bedömningar gjorts, t.ex. av IVA (Ingenjörsvetenskapsakademien), Energiföretagen Sverige (projektet "Färdplan el"), Svenskt Näringsliv (projektet "Kraftsamling Elförsörjning") samt Energiforsks forskningsprogram NEPP (North European Energy Perspectives Project). Gemensamt för dessa bedömningar är att man inte presenterar prognoser utan scenarier, d.v.s. utvecklingsvägar som skulle kunna realiseras utan att sannolikheten för detta preciseras.

En fördel med scenarioansatsen är att man kan inkludera fall som inte ter sig som de mest sannolika eller som i olika avseenden är ganska osannolika ytterligheter. Detta gör det möjligt att analysera och värdera utmaningar för politiken, företagen och hushållen som under speciella men inte nödvändigtvis sannolika omständigheter kan uppstå. Denna möjlighet har i denna studie utnyttjats för att skapa en framtidsbild att läggas till grund för analysen utan att samtidigt hävda att den speglar den mest sannolika utvecklingen av det svenska elsystemet.

Framtidsbilden beskriver en situation i Sverige år 2050 då den årliga användningen av el är minst 200 TWh och den maximala momentana användningen av el ("effekt") är minst 35 GW. All nu befintlig kärnkraft förutsätts vara avvecklad. Det som är väsentligt i denna framtidsbild är inte elanvändningens nivå som sådan, utan att den förutsätter en så stor utbyggnad av vind- och solkraft att dessa kraftslag omkring år 2050 kommer att svara för en dominerande del av den svenska elproduktionen.

2.2 EFTERFRÅGAN PÅ EL

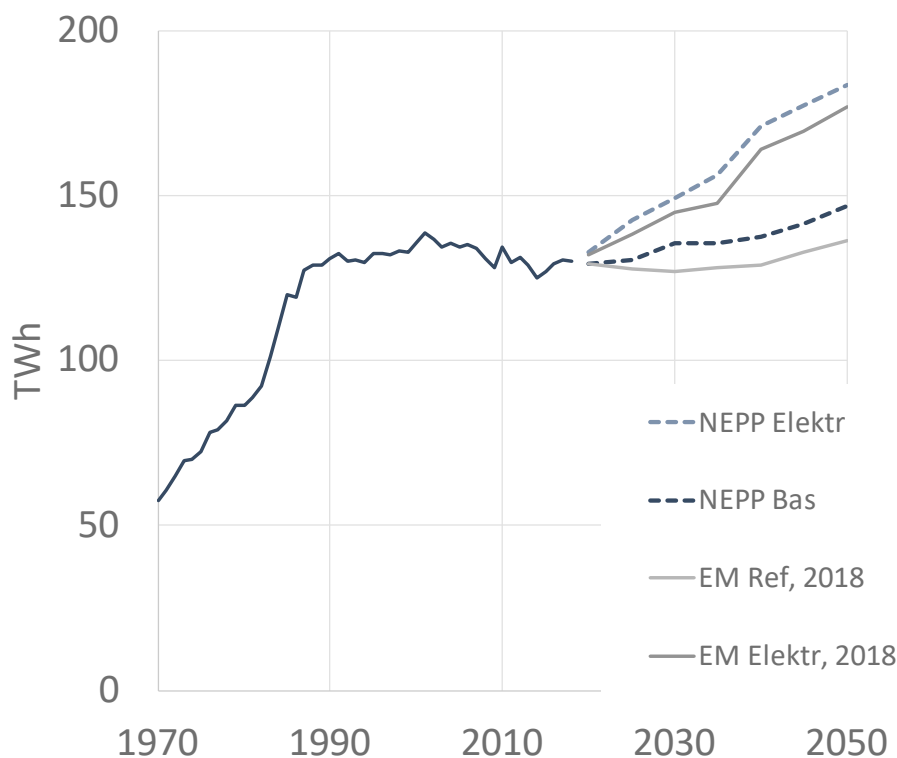
För att ge perspektiv på den valda framtidsbilden redovisas i det följande dels historiska data på elanvändningens utveckling i Sverige, dels några nyligen presenterade scenarier och bedömningar av den svenska elanvändningens framtida utveckling. Först lite om historien.

Elanvändningen i Sverige växte snabbt, i årstakt ca. 4 procent, mellan 1970 och 1990. Tillväxten drevs inledningsvis av snabb ekonomisk tillväxt och senare av den omfattande övergången från olja till el i uppvärmningen av bostäder och lokaler. Men som framgår av Figur 1 nådde den årliga elanvändningen ca. 140 TWh (inklusive överföringsförluster) omkring 1990 och har sedan dess med små

² "Långsiktig marknadsanalys 2021", Svk 2019/3305. Version: 1.0.

variationer legat på denna nivå. De främsta skälen till denna stagnation var att övergången till elvärme stannade av och att elanvändningen effektiviserades. Till detta kommer att takten i den ekonomiska tillväxten bromsade upp.

Enligt många bedömare väntar emellertid nu ett trendbrott som innebär en stor ökning av elanvändningen. Men osäkerheten är stor och bedömningarna tenderar att efter hand revideras, hittills bara uppåt. I nedanstående och Figur 1 redovisas några prognoser och scenarier från Energimyndigheten respektive forskningsprogrammet NEPP som gjordes 2018. De avser elanvändning inklusive överföringsförluster³ dels i ett "basfall" (Bas), dels i ett "elektrifieringsfall" (Elekt). Det sistnämnda utgår från att en omfattande elektrifiering av transportsektorn och delar av industrin kommer att ske.



Figur 1. Elanvändningen i Sverige från 1970 - 2019 och prognoser 2020 - 2050

Källa: Profu.

Som framgår av figuren var bedömningen 2018 att elanvändningens nivå år 2050 skulle vara högst 175 TWh. Men enligt senare bedömningar kommer elanvändningen att växa betydligt snabbare än så. Ett exempel på detta är en år 2021 publicerad rapport från Svenska kraftnät. Där redovisas fyra scenarier enligt vilka elanvändningen 2045 antas ligga i intervallet 174 – 286 TWh. Den lägsta nivån 2045 är alltså i stort sett den som år 2018 bedömdes vara den högsta.

³ Dessa ligger i allmänhet inom intervallet 8 – 10 procent av den totala elanvändningen.

Ett annat exempel på förväntningarna om en snabb ökning av elanvändningen visades av resultatet i en mentometerundersökning⁴ som genomfördes i slutet av 2020 bland anställda i energiföretag och forskare inom elmarknadsområdet. Nära 60 procent av deltagarna trodde att elanvändningen i Sverige år 2050 skulle överstiga 200 TWh. Enskilda andra debattörer har pekat på 230 TWh eller ännu mer som en sannolik nivå för elanvändningen 2050. I en rapport från Energiföretagen Sverige⁵ talas till och med om mer än en fördubbling av elanvändningen, upp till nivån 310 TWh, fram till 2045.

En fördubbling av elanvändningen mellan 2020 och 2045 skulle innebära en årlig tillväxttakt på drygt 3 procent. Jämfört med utvecklingen mellan 1990 och 2020 är detta en snabb ökning, men den är ändå betydligt långsammare än ökningen mellan 1970 och 1990. I ett historiskt perspektiv är det således nolltillväxten mellan 1990 och 2020 som är unik, inte den förväntade ökningen av elanvändningen de närmaste decennierna.

Det som nu förväntas driva ökningen av elanvändningen är främst en omfattande elektrifiering av transportsektorn och delar av industrin, särskilt gruv- och stålindustrin. En viktig aspekt av denna utveckling att det rör sig om ett fåtal projekt (Northvolt, Hybrit, H2 Green Steel) som vart och ett kommer att använda stora mängder el⁶. Till detta kommer etablering av ett antal datorhallar med mycket stor elanvändning.

En annan aspekt på elanvändningens utveckling är den tillkommande elanvändningens geografiska fördelning. Således bedöms transportsektorns elektrifiering i första hand öka elanvändningen i de största städerna, medan datorhallarna antas bli lokaliserade till medelstora städer. I båda fallen ställs stora krav på de regionala och lokala elnätens kapacitet. När det gäller gruv- och stålindustrins elektrifiering så handlar det i stället om kraftigt ökad elanvändning i övre Norrland.

Men osäkerheten i bedömningarna av den framtida elanvändningen är som sagt stor. Det räcker att några av de aktuella elektrifieringsprojekten inte kommer till stånd, eller kommer till stånd senare än beräknat, för att elanvändningens ökning de närmaste decennierna ska bli ganska måttlig. Fokus i denna studie är dock inte frågan om vad elanvändningen år 2050 faktiskt blir, utan på de utmaningar som uppstår om den då skulle överstiga 200 TWh samtidigt som den nu befintliga kärnkraften är avvecklad.

2.3 MOMENTAN EFTERFRÅGAN PÅ EL OCH BEHOVET AV KAPACITET

När man beskriver efterfrågan på el handlar det inte bara om hur mycket el som efterfrågas utan också om när denna efterfrågas. Skälet är att elen måste produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Det betyder att det är den

⁴ Undersökningen genomförde vid NEPPs slutkonferens i december 2020.

⁵ Se "Efterfrågan på fossilfri el. Analys av ett högnivåscenario". Rapport från projekt genomfört av Energiforsk & Profu. Energiföretagen. 21-04-23.

⁶ Noga räknat kommer projekten Hybrit och H2 Green Steel att använda så mycket, men däremot stora mängder vätgas som producerats med el.

momentana efterfrågan på el, ofta kallad efterfrågan på "effekt"⁷, som i hög grad styr behovet av kapacitet (MW) i produktionssystemet. Speciellt är den under året maximala momentana efterfrågan på el en viktig parameter vid dimensioneringen av elsystemet.

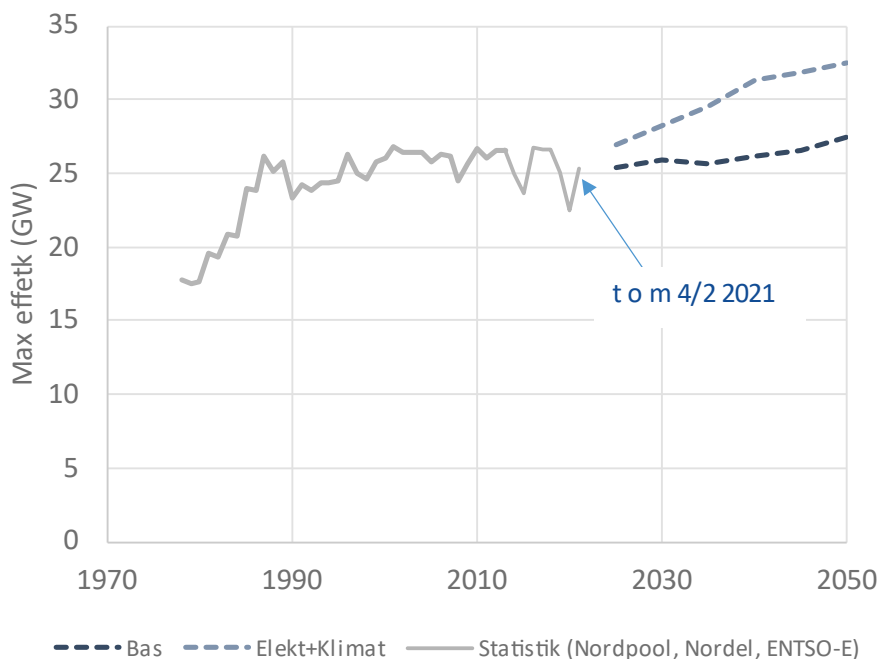
Den momentana efterfrågan på el varierar systematiskt mellan olika årstider, mellan veckodagar och helgdagar samt mellan dygnets olika timmar. Till detta kommer variationer inom respektive timme. I det svenska elsystemet har den momentana efterfrågan på el under en längre tid varierat mellan ca 10 000 MW och 27 000 MW. De högsta värdena inträffar på dagtid under vinterperioden och de lägsta under sommarnätter. Till följd av den höga andelen elvärme i svenska bostäder och kommersiella lokaler beror skillnaderna mellan olika år främst på skillnader i temperatur under den kallaste vinterperioden.

I nedanstående Figur 2, som på uppdrag av detta projekt har tagits fram av analysföretaget Profu, redovisas den årliga maximala momentana efterfrågan på el (mätt i GW=1 000 MW) mellan 1978 och februari 2021. Som framgår uppvisar denna ungefär samma mönster över tid som den årsvisa efterfrågan på el. Fram till omkring 1990 var det således en snabb ökning, men därefter har nivån varit relativt konstant med årliga värden mellan 24 och 27 GW.

I figuren redovisas också två scenarier för tiden efter 2021 fram till 2050. I det ena, kallat "Bas", antas förhållandet mellan den årliga och den maximala momentana efterfrågan på el vara som under de senaste decennierna. I det andra fallet, kallat "Elekt + Klimat", förutsätts en betydande elektrifiering av transportsystemet och delar av industrin vilket förutsätts leda till en snabbare ökning av den maximala momentana efterfrågan än av den årsvisa efterfrågan på el. Enligt dessa bedömningar kommer den maximala momentana efterfrågan på el att växa och ligga i intervallet 25 – 32 GW omkring 2050. Men i den nämnda rapporten från Svenska kraftnät bedöms motsvarande intervall vara 29,1 – 46,5 GW år 2045⁸.

⁷ Det som företag och hushåll efterfrågar är el mätt i MWh (eller någon multipel därav). Beroende på elanvändningens tidsprofil ställs olika krav på tillgången på kapacitet, mätt i MW, i produktionssystemet. För att belysa detta kan man för enkelhets skull beskriva detta som "efterfrågan på effekt". Men "effekt" är inte något annat än el som produceras och används vid en viss tidpunkt. Den term som används i denna rapport är därför "momentan efterfrågan på el" i stället för "efterfrågan på effekt".

⁸ Till detta kommer att den förväntade elektrifieringen av transportsystemet kan innebära att effektefterfrågans tidsprofil ändras, med högre efterfrågan under kvälls- och nattid samt under sommarmånaderna.



Figur 2. Momentan efterfrågan på el (GW) 1978 - 2021 samt bedömd utveckling till 2050

Källa: Profu

I den framtidsbild som är utgångspunkten i denna studie antas den maximala momentana efterfrågan på el år 2050 som nämnts vara minst 35 GW, d.v.s. minst 6 GW mer än de högsta värdena under perioden 1990 till 2020. Som jämförelse kan nämnas att 6 GW är nära hälften av den tillgängliga effekten i de befintliga vattenkraftverken.

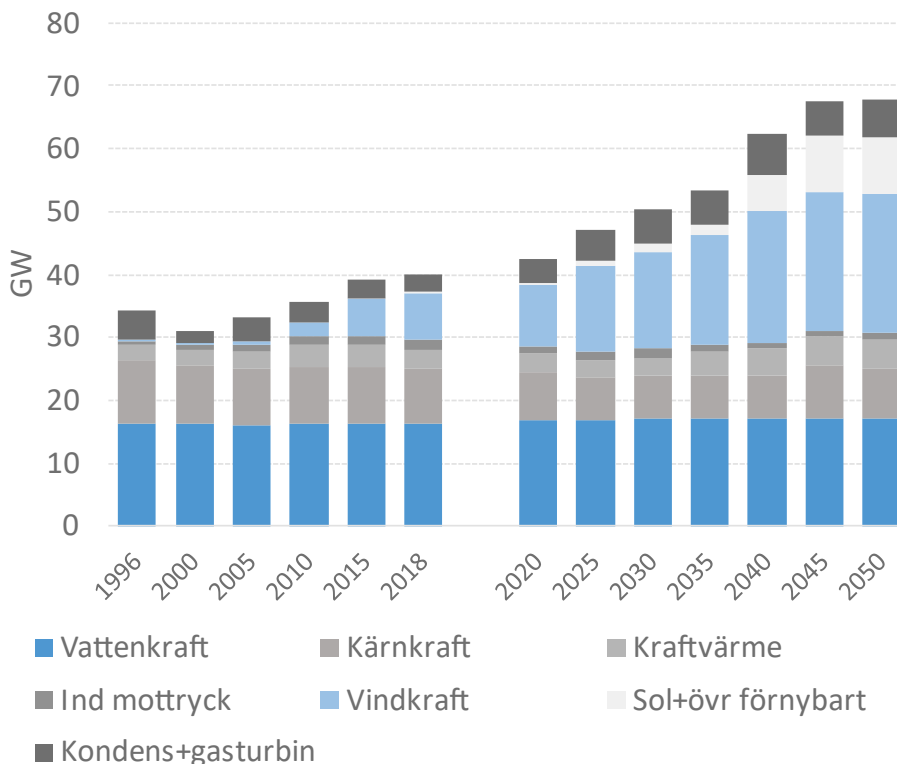
2.4 PRODUKTIONEN AV EL

Från mitten av 1980-talet har en dominerande andel av den svenska elproduktionen varit baserat på vatten- och kärnkraft. Resten av produktionen kom länge till största delen från kraftvärmeverk, d.v.s. anläggningar som samtidigt producerar både hetvatten för fjärrvärmesystem, eller ånga för industrianläggningar, och elenergi. Men sedan omkring 2010 har en allt större andel av elproduktionen kommit från vindkraft. Efter hand har det också tillkommit en del solkraft.

Enligt de scenarier för den framtida utvecklingen som görs av olika bedömare kommer vindkraften inom några decennier att svara för en mycket betydande andel av den svenska elproduktionen. En framtidsbild beskrivs i nedanstående Figur 3⁹. Notera att i denna finns en betydande mängd kärnkraft kvar i elsystemet

⁹ Den i figuren beskrivna utvecklingen av den installerade effekten utgår från att produktionen av el är ca. 170 TWh år 2035 och ca. 220 TWh år 2050. Motsvarande siffra för 2020 var 143,4 TWh. Vid fullt kapacitetsutnyttjande var systemets produktionsförmåga då 155 TWh. Den förväntade produktionsökningen fram till 2050 enligt dessa scenarier är således 65 TWh. Om kärnkraften avvecklas helt och äldre vindkraftverk måste ersättas kommer den årliga produktionskapaciteten att behöva öka med mer än 100 TWh.

år 2050. Om kärnkraften i stället avvecklas före 2050 och huvudsakligen ersätts med vind- och solkraft så kommer dessa kraftslag om tre decennier att svara för en dominerande del av den installerade kapaciteten i det svenska elsystemet.



Figur 3. Faktisk respektive bedömd installerad kapacitet i Sverige fram till 2050

Källa: Profu

En blandning av kraftslag

Eftersom efterfrågan på el varierar mellan timmar, dagar och månader skiljer sig den årliga drifttiden mellan olika kraftverk. Vissa är i kontinuerlig drift, producerande "baskraft", medan andra är i drift under kortare perioder eller bara producerar "toppkraft" eller "spetskraft" under ett fåtal timmar per år. Samtidigt skiljer sig de olika kraftslagen med avseende på fördelning mellan fasta och rörliga kostnader samt grad av kortsiktig flexibilitet. Av detta skäl består ett kostnadseffektivt kraftsystem av flera olika kraftslag, vilket illustreras av Figur 3.

Inför den förväntade stora utbyggnaden av vind- och solkraft har emellertid en tredje grund för jämförelse mellan kraftslag tillkommit, nämligen sannolikheten för att ett kraftverk av ett visst slag ska vara i full drift vid en given framtida tidpunkt. Denna sannolikhet är givetvis mindre än 100 procent för alla kraftslag, men väsentligt lägre för de väderberoende kraftslagen vind- och solkraft än för vattenkraft (med magasinerat vatten), kärnkraft, kraftvärme och gasturbiner. I brist på bättre terminologi har de sistnämnda kraftslagen klassificerats som "planerbara", medan vind- och solkraft klassificeras som "icke planerbara".

Den stora förväntade utbyggnaden av främst vindkraft innebär alltså inte bara att mängden förnybar kraft ökar, utan även att mängden icke planerbar, eller

intermittent, kraft ökar. Detta gäller särskilt om och när de kvarvarande kärnkraftverken avvecklas. I den framtidsbild som denna studie utgår från svarar vind- och solkraft för mer än 2/3 av den årliga elproduktionen år 2050. Denna strukturella förändring av elproduktionen har stor betydelse för elsystemets framtida karaktäristika, vilket i sin tur har konsekvenser för vad som är en ändamålsenlig och effektiv elmarknadsdesign och utformning av elmarknaden i stort.

2.5 ELSYSTEMETS GEOGRAFI

De data som redovisas i de ovanstående figurerna avser Sverige som helhet. Men en väsentlig del av elsystemets verklighet är att landet är indelat i fyra s.k. elområden: SE1 ("Luleå"), SE2 ("Sundsvall"), SE3 ("Stockholm") och SE4 ("Malmö"). Indelningen har sin grund i kapacitetsbegränsningar i olika "snitt" i transmissionsnätet. Figur 4, som illustrerar den nuvarande indelningen i elområden, visar att produktionen av el överstiger användningen i Norrland, medan det motsatta förhållandet gäller i mellersta och södra Sverige.



Figur 4. Sveriges indelning i elområden

Källa: SCB

Det måste dock understrykas att Sverige inte är en isolerad "elektrisk ö", som figuren kan ge ett intryck av. Sverige är i stället både fysiskt och kommersiellt integrerat med de övriga nordiska länderna och Baltikum samt i snabbt växande grad med resten av Europa. Det betyder bland annat att särskilt södra Sverige

(SE4) ofta ingår i samma elprisområde som delar av Danmark, Tyskland och Baltikum¹⁰. Vidare utgör SE3 och Finland ofta ett gemensamt elprisområde.

Det mönster som illustreras i figuren har gällt under en lång tid men har förstärkts av avvecklingen av kärnkraftreaktorer i Barsebäck, Oskarshamn och Ringhals. Eftersom det är i SE1 och SE2 som produktionen av el överstiger användningen flödar normalt mycket betydande kvantiteter elenergi från norr hela vägen söderut till SE4.

Vid de tillfällen då vind- och solkraftproduktionen i södra Sverige är låg räcker dock transmissionsnätets kapacitet inte till och det uppstår prisskillnader mellan elområdena, ofta med relativt låga elpriser i SE1 och SE2 men relativt höga elpriser i SE4. Under hösten 2021 ledde bl. a. brist på gas till höga elpriser i länderna söder om Östersjön vilket ledde till höga elpriser i SE4¹¹, särskilt under dagar med låg vindkraftsproduktion.

Emellertid förväntas elanvändningen öka särskilt mycket i norra Norrland samtidigt som det där pågår en betydande utbyggnad av vindkraft. Hur detta sammantaget kommer att påverka nettot av produktion och användning av el inom SE1 är osäkert, men det ter sig osannolikt att situationen med ett stort produktionsöverskott i norr kommer att bestå. Konsekvensen är att flödet av el från norr till söder kommer att minska. Exempelvis innebär några av Svenska kraftnäts ovan nämnda scenarier att ett betydande flöde från södra till norra Sverige kommer att ske. Mot denna bakgrund är det angeläget att tillkommande elproduktion lokaliseras till södra Sverige.

Men det finns också faktorer i Sveriges omvärld som redan i närtid kommer att påverka flödena i transmissionsnätet. En av dessa är att kapaciteten att exportera el från Norden till kontinenten väntas öka från 8 200 MW till 13 400 MW mellan 2021 och 2024. I denna ökning ingår Nord Link från Norge till Tyskland med 1 400 MW och North Sea Link från Norge till Storbritannien med 1 400 MW. Båda dessa kablar är i drift från och med slutet av 2021.

En annan faktor som påverkar flödena i det nordiska elnätet är att det finska kärnkraftverket Olkiluoto 3, med en installerad kapacitet på 1 600 MW, väntas tas i drift under 2022. Sammantaget kommer dessa nya produktions- och transmissionskapaciteter att leda till ett ökat öst-västligt flöde i det nordiska elnätet, vilket kan leda till att nya flaskhalsar i den nord-sydliga riktningen i Sverige uppstår. Till detta kommer att flödena i elnätet till följd av den växande andelen vind- och solkraft sannolikt kommer att vara betydligt mer varierande än förr.

¹⁰ Det finns också fysiska förbindelser mellan elsystemen i Sverige och Polen, men på grund av vissa speciella handelsregler i Polen är den polska elmarknaden inte lika väl integrerad med den nordiska elmarknaden som de baltiska länderna och Tyskland.

¹¹ Exempelvis var elpriset den 7 oktober (exklusive skatter och överföringsavgifter) 51,41 öre/kWh i SE1 och SE2, men hela 224,37 öre/kWh i SE4.

2.6 EFFEKTBALANS OCH ELENERGIBALANS

Med utgångspunkt i det som redovisats om användning och produktion av el i Sverige kan man göra några observationer om landets "effektbalans" och "elenergibalans" i nuläget och under de närmaste åren.

Installerad och tillgänglig effekt

Inledningsvis måste man då ta hänsyn till den för vissa kraftslag stora skillnaden mellan "installerad" och "tillgänglig" kapacitet, även kallad "effekt". Det finns flera skäl till att den tillgängliga kapaciteten är lägre än den installerade. Ett är att merparten av den installerade kapaciteten i gasturbiner och kondenskraftverk ingår i olika reserver som bara får utnyttjas vid hotande risk för bortkoppling av elanvändning.

Ett annat skäl är s.k. vattendomar som innebär att endast omkring 82 procent av den installerade kapaciteten i vattenkraftverk bedöms vara tillgänglig under höglasttid. Till detta kommer att skärpta miljökrav på vattenkraften kan komma att ytterligare begränsa dess tillgänglighet och flexibilitet.

Men den viktigaste skillnaden mellan installerad och tillgänglig kapacitet har att göra med vind- och solkraftens intermittens. Till detta kommer att produktionen av solkraft under mörka vinterdagar är försumbar och att vindkraftsproduktionens variationer inte är korrelerade med efterfrågans variationer.

När det gäller vindkraften som grupp räknar Svenska kraftnät med att i genomsnitt endast 9 procent¹² av den installerade kapaciteten är i drift under höglasttid. Sammantaget betyder detta att av den under vintern 2020/21 sammanlagda installerade kapaciteten på ca. 42,3 GW antogs bara 24,9 GW vara tillgänglig under vintermånaderna.

Effektbalans

Elproduktionssystemets kapacitet kan sägas ha två dimensioner. Den ena är energidimensionen (TWh) som visar hur mycket el som systemet kan producera under en längre tid, t.ex. ett år. Den andra är effektdimensionen (GW) som visar hur hög den momentana produktionen kan vara givet den kapacitet som är tillgänglig. Tillståndet i elsystemet kan därför beskrivas både med en "energibalans" och en "effektbalans".

Inför säsongen 2021/22 gjorde Svenska kraftnät en bedömning av effektbalansen under den (då) kommande vintern¹³. De förväntade utfallen av tillgång på kapacitet och momentana efterfrågan på el under höglasttid redovisas i nedanstående Tabell 1 för tre fall: "Normal vinter", 10-årsvinter och 20-årsvinter. Med de två sistnämnda fallen avses vintrar med temperaturförhållanden som statistiskt inträffar vart tionde respektive vart tjugonde år.

¹² Dock kan den faktiska produktionen vara högre eller lägre än så, men problemet är att detta inte kan förutses förrän någon eller några timmar innan den timme då elen ska levereras.

¹³ "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020", Svenska kraftnät. Ärendenummer: 2021/042.

Tabell 1. Prognoserad effektbalans säsongen 2021/22

	Normal vinter	10-årsvinter	20-årsvinter
Tillgänglig kapacitet, GW	25,0	25,0	25,0
Maximal momentan efterfrågan, GW	26,6	27,8	28,3
Netto, GW	-1,6	-2,8	-3,3

Källa: Svenska kraftnät.

I ett land utan handel med kringliggande länder måste saldot på effektbalansen (liksom på energibalansen) vara noll. Men om handel med kringliggande länder är möjlig är frågan i stället enligt vilka regler och till vilka ekonomiska villkor som handeln över nationsgränserna kan ske¹⁴. Inte minst är det en fråga om vilka kvantiteter som kan komma i fråga och med vilken sannolikhet som dessa är tillgängliga.

Som framgår av Tabell 1 visade den förväntade effektbalansen 2021/22 även under "normala" vinterförhållanden ett underskott som måste täckas av import. Bakom det nationella underskottet finns det emellertid stora regionala skillnader. Således förväntades effektbalansen i norra Sverige (elområdena SE1 och SE2) visa ett överskott på ca. 9 GW, medan det var ett underskott på nära 11 GW i södra Sverige (elområde SE3 och SE4). De stora skillnaderna mellan norr och söder beror på att överföringskapaciteten från elområde SE2 till elområde SE3 bara uppgår till 5,7 – 7,3 GW, vilket begränsar hur mycket el som kan överföras från elområde SE1 (Luleå) och SE2 (Sundsvall) till elområde SE4 (Malmö).

Under "normala" förhållanden bedöms effektunderskottet i södra Sverige kunna täckas med import. Men om det blir en 10- eller 20-årsvinter i norra Europa bedömer Svenska kraftnät att importmöjligheterna är mindre samtidigt som importbehovet uppenbarligen är större. I takt med att fler svenska kärnkraftverk stängs och ersätts med vindkraft blir effektbalansens underskott större och kan under ogynnsamma förhållanden komma att under vissa perioder bli mycket stort.

Energibalans

När det gäller energibalansen är situationen dock en annan, särskilt på kort sikt. Under säsongen 2020/21 var elsystemets produktionsförmåga i energitermer ca. 155 TWh, medan efterfrågan på årsbas var ca. 140 TWh. Liksom under de senaste åren fanns det alltså ett stort överskott som kunde exporteras. Så länge som de återstående sex kärnkraftsreaktorerna, med en årlig produktionsförmåga på ca. 55 TWh, är i drift kan denna situation väntas bestå.

Men med ökad inhemsk elanvändning och avveckling av den befintliga kärnkraften kommer möjligheterna att exportera el att minska eller helt försvinna. Därför behövs ett tillskott av produktionskapacitet i storleksordningen 65-100 TWh årsproduktion under de närmaste decennierna för att åstadkomma kontinuerlig balans mellan produktion och användning av el inom landet. Även om det finns betydande osäkerheter i bedömningarna av efterfrågans utveckling står kraftindustrin uppenbarligen inför en period med mycket stora investeringar.

¹⁴ Nu gällande regelverk för gränsöverskridande handel med el som finns har fastställts av EU.

3 Långsiktiga investeringar i elsystemet

Med "långsiktiga investeringar" avses här de investeringar i elproduktionsanläggningar som gör att elsystemet i framtiden har tillräcklig kapacitet för att tillgodose den efterfrågan på el som beräknas uppstå vid de priser som förväntas gälla. Det handlar om såväl investeringar i nya anläggningar som investeringar för att förlänga livslängden eller öka produktiviteten i befintliga anläggningar. I detta kapitel diskuteras omfattningen av dessa investeringar samt de drivkrafter som avgör om de kan komma till stånd.

Utöver investeringar med fokus på elsystemets totala produktionskapacitet i termer av årsproduktion kan det också krävas investeringar i vissa typer av anläggningar för att säkerställa elsystemets kortsiktiga leveranssäkerhet. De frågor som aktualiseras i just det sammanhanget diskuteras i kapitel 6.

3.1 OMFATTNING OCH DRIVKRAFTER

De uppskattningar av investeringsbehoven som redovisades i den ovan nämnda rapporten från forskningsprogrammet NEPP (North European Energy Perspectives Project) ger en uppfattning om hur omfattande som de framtida investeringarna i elsystemet kan behöva bli. I ett scenario som kallas "Förnybart och kärnkraft" uppgår de samlade investeringarna fram till 2050 till 520 miljarder SEK, medan motsvarande uppskattning för ett scenario som kallas "Förnybart decentraliserad" är 640 miljarder. Av dessa belopp går 55 - 65 procent till nyinvesteringar. De enskilt största posterna utgörs av investeringar i ny vindkraft och befintlig vattenkraft. Men vilka är då drivkrafterna bakom dessa investeringar?

Det vanligaste sättet att se på saken är att utgå från ett givet framtida "elbehov" vars storlek avgör hur mycket som måste investeras i anläggningar för elproduktion. Problemet med detta synsätt är att det bortser från två väsentliga realiteter. Den ena är att vad som framstår som ett givet "elbehov" i realiteten är betingat av faktorer som demografi, inkomstutveckling, priset på el, priserna på andra energislag samt priser och tillgänglighet på utrustning som drivs av el. Den andra är att elproduktion, om än en del av ett modernt samhälles infrastruktur, är en i grunden kommersiell verksamhet som sköts av fristående företag som arbetar under lönsamhetskrav ställda av ägare och långivare.

Dessa realiteter måste vara utgångspunkten för en diskussion om långsiktiga investeringar i det svenska elproduktionssystemet. Det betyder att fokus måste vara på de olika kraftslagets kostnader och de intäkter som de genererar. Men också på de risker som är förenade med stora investeringar i elproduktionsanläggningar och frågan om hur aktörerna kan gardera sig mot dessa risker.

3.2 FÖRETAGENS OCH SAMHÄLLET PERSPEKTIV

I Sverige svarar kraftföretagen självständigt för planering och genomförande av investeringar i produktionsanläggningar. De investeringar som kommer till stånd beror därför inte på scenarier framtagna av externa parter utan på hur företagen

själva bedömer situationen och väljer att agera. Detta beror i sin tur på hur företagens ledning, ägare och finansiärer bedömer framtida efterfrågan och priser på el samt kostnaderna för att producera och transportera el.

Inte minst beror förutsättningarna för de investeringar som omställningen av elsystemet kräver på finansiärernas syn på denna typ av investeringar i förhållande till investeringar på andra områden. Samtidigt påverkas företagens investeringsbeslut av såväl tillståndsregler och skatter som politiska mål och prioriteringar. Det sistnämnda särskilt i ett statligt ägt företag som Vattenfall.

Från samhällsekonomisk synpunkt är det angeläget att relevanta miljökostnader inkluderas i företagets lönsamhetsbedömningar. Samtidigt är det minst sagt angeläget med en i förhållande till efterfrågeutvecklingen väl avvägd utbyggnad av elproduktionssystemet; såväl kapacitetsbrist som överkapacitet medför samhällsekonomiska kostnader. Helst bör investeringarna i elproduktionssystemet således vara "dynamiskt effektiva", d.v.s. ske vid "rätt" tidpunkt och med val av den mest ändamålsenliga och kostnadseffektiva teknologin¹⁵.

3.3 KOSTNADER OCH INTÄKTER

I debatten om den framtida elproduktionen är det ofta fokus på de olika kraftslagens kostnader, inte minst kärnkraftens, vindkraftens och solkraftens kostnader. När det gäller kärnkraften har särskilt ökade kostnader och förseningar vid byggandet av den finska kärnkraftsreaktorn Olkilouto 3 uppmärksamats. När det gäller såväl landbaserad som havsbaserad vindkraft och någon mån solkraft är det i stället mycket betydande kostnadssänkningar som stått i centrum.

Vindkraftens kostnader

Det som har lett till lägre kostnader för vindkraft är en kombination av teknisk utveckling, skaleffekter vid tillverkning av komponenter och annan utrustning samt "learning by doing" vid byggande och drift av allt större vindkraftverk och vindkraftsparker. Det är fullt möjligt att denna utveckling fortsätter. Men redan den utveckling som skett har gjort att landbaserad vindkraft nu av många bedöms vara det kraftslag som har den lägsta (företagsekonomiska) produktionskostnaden. Havsbaserad vindkraft har miljömässiga fördelar jämfört med landbaserad vindkraft, men är dyrare att bygga och ansluta till elnätet.

Dock är det inte ovanligt att man vid diskussionen om vindkraftens kostnader bortser eller undervärderar de indirekta kostnader som vindkraftverken ger upphov till. Det rör sig om kostnader för att balansera vindkraftens väderberoende variationer samt det behov av s.k. systemtjänster som en hög andel vindkraft i systemet ger upphov till. Inte heller vindkraftens miljökostnader i form av lokala bullerproblem och inverkan på landskapsbildningen brukar räknas med¹⁶. Till detta

¹⁵ Huruvida det är bättre att bygga ut för snabbt än för långsamt beror på hur snabbt efterfrågan växer. Kostnaden för ett kortvarigt kapacitetsöverskott är sannolikt lägre än kostnaden för bristande kapacitet. Om kapacitetsöverskottet däremot är stort och långsiktigt kan den samhällsekonomiska kostnaden vara hög.

¹⁶ Dessa faktorer har dock en mycket stor och växande betydelse i samband med beslut om tillstånd att bygga och driva vindkraftverk inom ett visst område.

kommer att en stor utbyggnad av vindkraft kan göra att man måste utnyttja från vindsynpunkt sämre lägen än vad som hittills varit fallet.

I en rapport från Energimyndigheten¹⁷ redovisas bedömningar av vindkraftens företagsekonomiska kostnader vid olika nivåer för i vilken omfattning som vindkraften byggs ut. Vid en marginell utbyggnad av den landbaserade vindkraften bedöms kostnaden, inklusive kostnader för nätanslutning och vissa systemtjänster, vara ca. 30 €/MWh (vid 11 SEK/€). Motsvarande tal om utbyggnaden motsvarar en produktion på 100 TWh/år är 44 €/MWh.

För den havsbaserade vindkraften bedömdes kostnaden vid en marginell utbyggnad vara ca. 55 €/MWh medan den bedöms vara ca. 70 €/MWh vid en utbyggnad som ger en tillkommande årsproduktion på 40 TWh. Att det finns ett positivt samband mellan utbyggnadens omfattning och den bedömda kostnaden per producerad MWh beror på att man antas utnyttja de bästa vindlägena först, men också för att kostnaden för anslutning till nät och för nödvändiga systemtjänster¹⁸ ökar när den samlade vindkraftsproduktionen blir större.

Som jämförelse kan nämnas att motsvarande kostnad för ny kärnkraft bedöms vara omkring 50 €/MWh (även om denna uppskattning av vissa bedömare anses vara en underskattning), medan upprustning och fortsatt drift av befintliga kärnkraftverk bedöms uppgå till ca 27 €/MWh.

Vindkraftens intäkter

Men lönsamheten av investeringar i elproduktion beror inte bara på anläggningarnas kostnader utan också på de intäkter som tillkommande anläggningar kan generera. Närmare bestämt den genomsnittliga intäkten per producerad kWh. I det avseendet finns det icke oväsentliga skillnader mellan de olika kraftslagen. Speciellt tenderar vindkraft att ha lägre intäkter per producerad kWh än de "planerbara" kraftslagen vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme. Skälet är att vindkraftsproduktionen är som högst när elpriserna är låga och som lägst när elpriserna är höga. Frågan är då varför det förhåller sig så och hur betydelsefullt detta är för vindkraftens lönsamhet.

För att belysa denna fråga har analysföretaget Profu genomfört en analys av vindkraftverkens genomsnittliga intäkter per producerad MWh i ett av de scenarier som man tagit fram. Således har man beräknat medelvärdet av de timvisa elpriserna viktade med vindkraftverkens "produktionsprofil", d.v.s. produktionens fördelning mellan årets timmar¹⁹. Med "pris" avses här genomsnittet av marginalkostnaden för el inom de olika elområdena uttryckt i €/MWh. Det beräknade priset kan närmast jämföras med priset på dagen-före marknaden (exklusive skatter och nätavgifter).

Som jämförelse har de beräknade timvisa priserna också viktats med den samlade elkonsumentens fördelning över årets 8 760 timmar. Detta "konsumtionsviktade"

¹⁷ Scenarier över Sveriges energisystem 2020. ER 2021:6. Beräkningen av vindkraftens kostnader utgår från 25 års livslängd och en real kalkylränta på 6 procent.

¹⁸ Hur stor andel av den totala beräknade kostnaden per MWh som de sistnämnda kostnaderna utgör framgår inte av Energimyndighetens rapport.

¹⁹ Man beräknar alltså hur stor del av vindkraftens produktion som sker under var och en av årets alla timmar och multiplicerar sedan de timvisa priserna med den procentandel av produktionen som sker under respektive timme.

elpris är (i stort sett) lika med den samlade elproduktionens genomsnittliga intäkt per producerad MWh²⁰. Det ligger också nära kärnkraftens genomsnittliga intäkt per producerad MWh. Att det förhåller sig så beror på att kärnkraftverken är i kontinuerlig drift med undantag för en period under sommaren.

De framtagna siffrorna avser två scenarier för år 2035, ett med och ett utan kärnkraft. Efterfrågan på el (brutto) antas i båda fallen vara 170 TWh, medan vindkraften antas svara för 35 respektive 56 procent av elproduktionen i de två fallen. Resultatet av Profus beräkningar redovisas i nedanstående Tabell 2 där alltså det konsumtionsviktade elpriset är approximativt lika med genomsnittspriset för hela elproduktionen.

Tabell 2. Profilviktade medelvärden för elpriser i scenarier för 2035. €/MWh

Vikter baserade på:	Med kärnkraft	Utan kärnkraft
Konsumtion	47,5	56,0
Produktion i vindkraft	33,4	33,6

Källa: Profu.

Under "normala"²¹ förhållanden låg medelpriset för el under åren kring 2020 inom intervallet 20 - 35 €/MWh. Scenarierna för 2035 innebär alltså att elpriserna ökar under de närmaste femton åren, särskilt i fallet utan kärnkraft. Orsaken är i första hand att efterfrågan på el antas öka samtidigt som kapaciteten att producera el växer långsammare eller, i fallet utan kärnkraft, nästan inte alls.

Som framgår av tabellen är vindkraftens beräknade intäkt per producerad MWh väsentligt lägre än motsvarande intäkt för den samlade elproduktionen (mätt som det konsumtionsviktade medelpriset). Detta gäller speciellt i fallet utan kärnkraft då vindkraften svarar för en större del av elproduktionen än i fallet med kärnkraft. Orsaken till detta utfall för vindkraftens intäkter är ett fenomen som brukar kallas "kannibalisering". Till en del beror det också på att vindkraftsproduktionens tidsprofil inte är särskilt väl korrelerad med elanvändningens tidsprofil.

"Kannibalisering" innebär att de olika vindkraftverken, på grund av att vindförhållandena samvarierar över stora geografiska områden, tenderar att producera samtidigt. Därmed blir utbudet av el särskilt stort under perioder med mycket vind, vilket leder till låga och i extrema fall negativa²² priser. När det är lite vind är den samlade produktionen av vindkraft däremot liten och elpriserna därför höga. Men eftersom vindkraftsproduktionen samtidigt är liten blir vindkraftverkens intäkter låga även i detta fall²³.

²⁰ Skillnaden beror på att en del av den el som konsumeras består av importerad el.

²¹ Både 2019 och 2020 var år som avvек från det normala, 2019 genom att vara ett år med kall vinter och 2020 genom att vara ett år med mild vinter.

²² Att marknadspriset kan bli negativt beror på att vind- och solkraftverk får en subvention per producerad kWh och så länge som summan av marknadspriset och subventionen är positivt ger produktionen en positiv intäkt.

²³ Dock är samvariationen (korrelationen) mellan vindförhållandena på olika platser i norra Europa långt ifrån perfekt. Detta framgår i en nyligen genomförd studie, Sköldbberg, H. (ed.) "Effektfrågan – utmaningar och lösningar. NEPP. November 2020, där vindkraftsproduktionen vid 53 olika geografiska lägen i norra Europa jämfördes. I enskilda områden, t.ex. vissa områden i Tyskland, var kapacitetsutnyttjandet mindre än 20 procent av installerad effekt under 50 procent av tiden. Samtidigt var det samlade kapacitetsutnyttjandet i alla vindkraftverk vid de 53 lägena lägre än 20 procent av installerad effekt endast under 18 procent av tiden. Samtidigt var den samlade installerade effekten i de geografiskt utspridda vindkraftverken sällan fullt utnyttjad. Närmare bestämt var det bara under ca. 20 procent av tiden som minst 60 procent av den installerade effekten kunde utnyttjas samtidigt.

Frågan om förekomsten av en "kannibaliseringseffekt" i elsystem med en hög andel vindkraft har studerats av många elmarknadsforskare²⁴. En gemensam slutsats är att fenomenet i fråga är en realitet och något som påverkar vindkraftens lönsamhet negativt. En annan gemensam slutsats är att styrkan i "kannibaliseringseffekten" ökar i takt med att andelen vindkraft i elsystemet växer.

För solkraft är situationen delvis en annan. Å ena sidan producerar solkraftverken på dagtid när elpriserna är högre än under natten, men å andra sidan sker merparten av produktionen under sommardag då elprisnivån generellt är lägre. Vad nettoeffekten av detta blir beror bland annat på hur stark "kannibaliseringseffekten" är under de sommardagar då solkraftverken producerar som mest. Men liksom för vindkraften beror styrkan i "kannibaliseringseffekten" på hur stor den samlade kapaciteten i solkraftverk är.

Implikationer för investerare och investeringar

Vid de elprisnivåer som gällde vid tiden 2020/21 var få eller inga investeringar i kraftverk lönsamma utan subventioner. Den ökning av elpriserna som enligt scenarierna ska äga rum fram till 2035 innebär att förutsättningarna för lönsamma investeringar i elproduktion blir bättre. Men detta gäller bara i ringa grad för vindkraften. Den genomsnittliga intäkt på 33 €/MWh som redovisades i tabellen är låg²⁵ i förhållande till de beräknade kostnader för landbaserad och särskilt havsbaserad vindkraft som redovisades i den ovan refererade rapporten från Energimyndigheten.

Mot denna bakgrund kan "kannibaliseringen" göra att investeringarna kan komma att bli mindre än vad de klimatpolitiska målen förutsätter²⁶. För att dessa mål ska kunna realiseras måste vindkraftverken därför sannolikt få intäkter som inte är direkt kopplade till produktionen av el. Visserligen kan vissa kunder vara beredda att betala en premie för "grön" el, men det troliga är att detta inte räcker för att få till stånd den politiskt målsatta utbyggnaden av vindkraft. Med andra ord torde uppfyllandet av de klimatpolitiska målen komma att förutsätta subventioner till investeringar i och/eller drift av vindkraftverk.

3.4 RISKER OCH RISKHANTERING

Liksom vid andra typer av investeringar måste investerarna förhålla sig till olika typer av risker. Till dessa hör "priserisk", d.v.s. risken för att prisutvecklingen för den aktuella produkten blir en annan än den förväntade. Priseriskerna beror generellt på balansen mellan utbud och efterfrågan på den relevanta marknaden.

²⁴ En som tidigt tog upp frågan var de tyske forskaren Lion Hirt som bl.a. skrivit en rapport inom ramen för Elforsks program EFORIS. Referensen är: Hirt, L. (2016), "The Market Value of Wind Energy – Thermal versus hydro power", Energiforsk, Report 2016:276.

²⁵ Havsbaserad vindkraft har en stabilare produktion och torde därför ha en högre genomsnittlig intäkt än den landbaserade vindkraften. I framtiden kan andelen havsbaserad vindkraft komma att vara högre än i underlaget för den redovisade beräkningen, vilket innebär att vindkraftens genomsnittliga intäkt kan vara något högre än de 33 €/MWh som anges i texten.

²⁶ I de modellverktyg som använts för att generera scenarierna har investeringar i produktionsanläggningar räknats fram i en separat modell med utgångspunkt i antaganden om kraftslagens kostnader och elprisutvecklingen. I scenarierna är således kapaciteten i olika typer av anläggningar bestämda å förhand och påverkas inte av t.ex. de priser som genereras i scenarierna.

Men vid investeringar i elproduktion finns det också prisrisker som beror på flaskhalsar i såväl det inhemska transmissionsnätet som i överföringsförbindelserna till angränsande länder. I grunden beror dessa på hur produktion och användning av el utvecklas inom olika elområden i relation till hur kapaciteten i transmissionsnätet utvecklas. Prisrisker på några års sikt är dock något som kraftindustrin ständigt har varit exponerad för och har metoder att hantera.

En annan typ av risk är "volymrisk", d.v.s. risken för att efterfrågan över tid inte utvecklas som förväntat. Även detta är något som kraftindustrin länge levt med. Dock ter sig volymriskerna nu större än vad de tidigare varit. Skälet är att den förväntade ökningen av elanvändningen till en betydande del beror på ett fåtal industriprojekt som vart och ett kommer att leda till mycket hög elanvändning.

Det ter sig osannolikt att något eller några av dessa projekt inte genomförs alls, men med hänsyn till storleken på den förväntade elanvändning som respektive projekt ger upphov till kan även tidsförskjutningar i genomförandet ha betydande konsekvenser för den samlade elanvändningens utveckling. Detsamma gäller för elektrifieringen av transportsektorn där såväl utbyggnaden av laddinfrastruktur som hushållens ekonomiska möjligheter och intresse av att övergå till eldrivna fordon är en osäkerhetsfaktor.

En tredje typ av risk beror på osäkerheter om framtida regelverk, skatter och subventioner till olika kraftslag. Riskerna i fråga hänger ofta samman med allmänhetens attityder, positiva eller negativa, till respektive kraftslag och hur detta påverkar energi- och miljöpolitiken. I förhållande till de tidshorisonter som gäller för investeringar i elproduktion kan dessa faktorer komma att ändras både en och flera gånger. Denna risk, som kan kallas "politisk risk", skiljer sig särskilt mellan kärnkraft å ena sidan och vind- och solkraft å andra sidan.

När det gäller kärnkraften har det ju visat sig att en olycka på något håll i världen ofta har konsekvenser för den nationella kärnkraftspolitiken, t.ex. vad gäller olika typer av tillstånd och krav på extra åtgärder för att höja säkerheten. När det gäller vind- och solkraft utgör beroendet av subventioner i sig en risk, men allmänhetens attityd till vindkraftens buller och inverkan på naturmiljön är också en osäkerhetsfaktor.

Gemensamt för prisrisker, volymrisker och politiska risker är att de till stor del är långsiktiga och i ringa utsträckning försäkringsbara²⁷. Den grundläggande metoden för hantering av långsiktiga risker av allehanda slag i en marknadsekonomi är att driva verksamheten i form av aktiebolag. I ett sådant är som bekant ägarnas ansvar begränsat till det kapital som de investerat. Det i allmänhet stora antalet aktieägare gör att den risk som är förenad med företagets verksamhet sprids och att kostnaden för att bära risken i fråga därmed blir mindre²⁸. I statligt ägda aktiebolag representerar den nominellt enda ägaren i realiteten ett stort antal "ägare" i form av skattebetalare. Det innebär att stora

²⁷ På några års sikt finns det emellertid likvida marknader för prissäkring.

²⁸ I litteraturen om risk och försäkring visas att en viss risk kan reduceras antingen genom "riskdelning" eller genom "riskspridning". Tanken är att "kostnaden" för riskaverta aktörer att bära risk växer med riskens storlek. Det betyder att den totala kostnaden att bära risk sjunker om risken fördelas mellan eller sprids till fler.

risker kan omvandlas till mycket små risker för var och en av ett stort antal intressenter.

Men i en situation då ett aktiebolag står inför ökande risker leder detta normalt till att såväl aktiemarknadens aktörer som potentiella långgivare kräver en högre riskpremie på eget respektive lånat kapital. Därmed ökar företagets kapitalkostnad, vilket innebär att kraven på avkastning på investeringar i tillkommande anläggningar för elproduktion måste vara högre. För att motverka detta har företagen starka incitament att finna metoder för att begränsa de ekonomiska konsekvenserna av de (icke försäkringsbara) risker som man står inför.

I praktiken handlar det då ofta om olika typer av bilaterala avtal med större kunder om priser och/eller kvantiteter. Ett arrangemang av detta slag, som är vanligt i USA men också i Sverige, är "Power Purchase Agreements" (PPA:s). En PPA är ett bindande avtal om priser på och leveranser av el från en viss leverantör till en viss användare²⁹. Hittills är det i samband med investeringar i vind- eller solkraft som PPA:s använts, även om sådana avtal även skulle kunna gälla andra kraftslag. Huruvida de mindre elkonsumenternas tillkommande elanvändning skulle kunna kopplas till PPA:s är dock mer osäkert. Det som krävs är troligen att någon part kan aggregera många små kunders elanvändning och för deras räkning ingå avtal med producenter av vind- eller solkraft.

För leverantören kan en PPA vara ett sätt att försäkra sig om att det finns avsättning för den el som kommer att produceras. För kunden innebär avtalet en försäkring om framtida priser på och leveranser av el. En PPA kan också vara en del i byggandet av kundens varumärke; en PPA ger kunden ett slags bevis på att denne använder "grön" el.

En mindre standardiserad metod för riskdelning vid stora långsiktiga investeringar är samarbete mellan den som bygger produktionsanläggningen och den som ska använda det som så småningom produceras. Det är sannolikt att denna typ av samarbete sker i samband med de nu aktuella stora elkrävande projekten Hybrit, Northvolt och H2 Green Steel.

En viktig skillnad mot tidigare samarbeten av detta slag, t.ex. det mellan Ericsson och Televerket när det svenska telenätet byggdes upp, är att det som de tillkommande anläggningarna producerar inte kan "öronmärkas" för användning av producentens samarbetspartner. Det som denne får i utbyte är att elproduktionssystemet som helhet byggs ut så att man på den öppna marknaden kan köpa den el man behöver.

3.5 SLUTSATSER OM LÅNGSIKTIGA INVESTERINGAR

För att kunna tillgodose en framtida årlig efterfrågan på 200 TWh eller mer krävs betydande investeringar i det svenska elproduktionssystemet. Av dessa investeringar förväntas merparten vara investeringar i vindkraft och i någon mån solkraft. Men för att investeringarna ska komma till stånd krävs att de ska ha en

²⁹ Även om detta är bokstavligen omöjligt. Vad avtalet innebär är att producenten ska mata in lika mycket el i systemet som kunden tar ut.

tillräckligt hög förväntad lönsamhet. Denna lönsamhet beror på de kostnader och intäkter som de tillkommande anläggningarna bedöms generera liksom på de risker som är förenade med investeringarna i fråga.

Vind- och solkraft har av en rad skäl haft och förväntas ha en gynnsam kostnadsutveckling. Detta gäller särskilt för den landbaserade vindkraften. Men på grund av "kannibalisering" finns det betydande frågetecken kring de intäkter från elförsäljning som en stor mängd tillkommande vindkraftverk kan generera. För att en omfattande utbyggnad av vindkraft ska vara lönsam för kraftföretagen torde det därför krävas intäkter utöver de som elförsäljningen kan ge.

Det faktum att en stor del av den tillkommande elanvändningen hänger samman med tre stora industriprojekt gör att de s.k. volymriskerna ter sig större än vad som hittills varit vanligt. Detta talar för att delar av investeringarna i ny produktionskapacitet kommer att ske inom ramen för samarbeten mellan kraftföretag och de som investerar i de stora elkrävande industriprojekten.

4 Elmarknadens utformning

Elmarknadens fundamentala roll är att kontinuerligt skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan på el. Men den bör också vara organiserad så att aktörernas informations- och transaktionskostnader är så låga som möjligt, samtidigt som prisbildningen bör vara resultatet av effektiv konkurrens på både säljarsidan och köparsidan. Att marknaden fungerar väl är dock inte ett självändamål, utan en förutsättning för att ekonomins befintliga resurser används effektivt. Men effektiv och transparent prisbildning har också stor betydelse för beslut om långsiktiga investeringar.

Syftet med detta kapitel är att beskriva hur den nordiska elmarknad som sedan mitten av 1990-talet vuxit fram är organiserad och fungerar. Grunden för den utveckling som skett är de reformer av ellagstiftningen som genomfördes i de nordiska länderna (liksom i många andra länder) under 1990-talet. Dessa reformer innebar två fundamentala förändringar i förutsättningarna för handeln med el.

Den ena var att man öppnade för konkurrens och fri prisbildning i produktion och handel med el medan elnätsverksamhet (transmission och distribution) förblev reglerad. Som en konsekvens av detta tvingades kraftföretag som hade både produktion och nätverksamhet att tydligt separera dessa. Man talade om krav på en "kinesisk mur" mellan den konkurrensutsatta och den reglerade delen av företagens verksamhet. I samband med detta överfördes ägandet och driften av transmissionsnätet från Vattenfall till det då nya affärsverket Svenska kraftnät.

Den andra fundamentala förändringen var att marknaden alla aktörer gavs tillträde till elnäten till transparenta och icke-diskriminerande villkor, s.k. tredjepartsaccess. Detta gjorde det möjligt för nya aktörer att etablera sig på marknaden och få tillgång till elnätet på samma villkor som elnätsens ägare. Denna reform, tillsammans med den fria prisbildningen, skapade förutsättningarna för en elmarknad med effektiv konkurrens.

Det regelverk för handel med el som därmed skapades brukar kallas elmarknadens "design"³⁰. Inom ramen för detta av statsmakterna skapade regelverk har det på marknadsaktörernas initiativ vuxit fram handelsplatser och kontraktsförhållanden som tillsammans med det formella regelverket kan kallas "elmarknadens utformning". Men detta begrepp innefattar dock inte ett förhållande som har stor betydelse för prisbildningen på el, nämligen konkurrensförhållandena på elmarknaden. Därför några ord om den frågan innan beskrivningen av elmarknadens utformning tar vid.

4.1 EFFEKTIV KONKURRENS PÅ ELMARKNADEN?

Vid tiden för 1990-talets elmarknadsreformer dominerades var och en av de nationella elmarknaderna i Norden av ett eller ett fåtal stora kraftföretag. Med konventionella mått mätt uppvisade varje nationell marknad en hög grad av

³⁰ På engelska används ibland termen "trading arrangements".

koncentration på säljarsidan, vilket skapade förutsättningar för en betydande s.k. marknads-makt.

Med begreppet "marknads-makt" avses en situation där ett fåtal stora producenter kan begränsa utbudet och därmed höja marknads-priset över den relevanta marginal-kostnaden. I den mån som detta skulle ske så skulle de potentiella vinsterna av konkurrens inte realiseras fullt ut. Dock är det inte existensen av marknads-makt som är problematisk utan det eventuella missbruket av denna som är skadligt och därtill olagligt.

Frågan om marknads-makt och dess eventuella missbruk på den nordiska elmarknaden har analyserats ingående både i en rad statliga utredningar och i ett antal vetenskapliga artiklar, men några väsentliga problem har inte kunnat identifieras. Ett viktigt skäl till detta är att de viktigaste hindren för handel över de nordiska ländernas gränser tidigt eliminerades. Det gjorde att Norden kunde utvecklas till en väl integrerad regional elmarknad med en betydligt lägre koncentration på säljarsidan än på de nationella elmarknaderna och därmed goda förutsättningar för effektiv konkurrens.

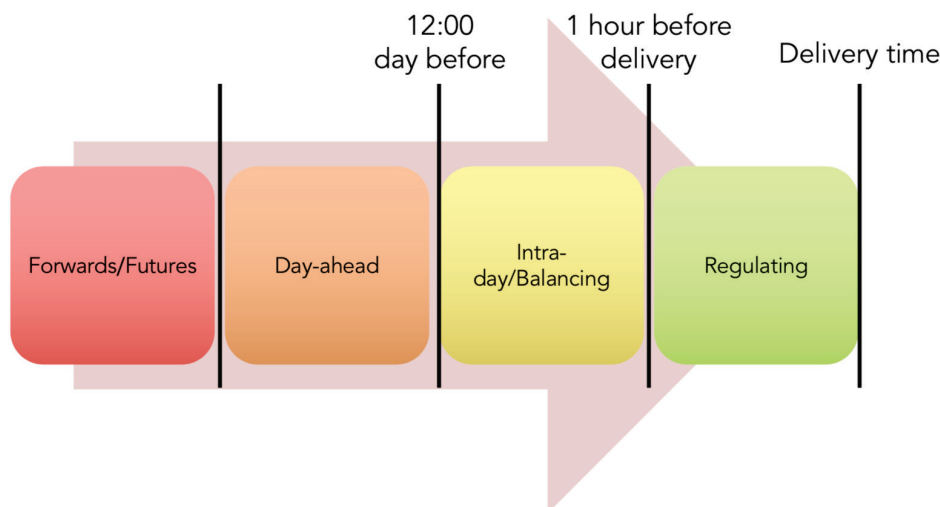
4.2 ELMARKNADENS ÖVERGRIPANDE STRUKTUR OCH FUNKTIONSSÄTT

Som i många andra länder har den nordiska elmarknaden skapats som (huvudsakligen) en s.k. "Energy-Only market"³¹, i litteraturen förkortat till EOM. Det betyder att producenterna bara får ersättning för den energi som de levererar, medan någon specifik ersättning för den kapacitet som de håller tillgänglig inte utgår³². Vidare finns det i allmänhet inte någon reglering av produktionssystemets totala kapacitet. I stället förutsätts att producenternas ekonomiska incitament att utan avbrott leverera den el som deras kunder efterfrågar gör att de försäkras sig om att den tillgängliga kapaciteten är tillräckligt stor.

Men "elmarknaden" är inte en enda marknad. Den kan i stället beskrivas som en sekvens av marknader där handeln sker i olika steg fram till den tidpunkt då elen produceras och levereras till de slutliga användarna (se Figur 4). Den "produkt" som för närvarande (2021) handlas är el per timme (MWh/h), d.v.s. genomsnittlig timvis effekt.

³¹ Den nordiska elmarknaden omfattar numera även de baltiska länderna och är genom s.k. marknadskoppling knuten till elmarknaderna i hela Europa.

³² Dock finns det en tillfällig "effektreserv" i vilken de ingående anläggningarna får ersättning för att vara tillgängliga under vinterperioden.



Figur 4. Elmarknaden som en sekvens av marknader

Handeln med el för leverans en framtida timme börjar alltså på den finansiella marknaden långt innan "leveranstimmen" i fråga. Det som handlas är standardiserade derivatprodukter för prissäkring av framtida försäljning och inköp av el. Sedan kommer den första fasen i den "fysiska" handeln³³ med el. Den sker på dagen-före marknaden och avser leveranser under det kommande dygnets alla 24 timmar. Dagen-före handeln har formen av en auktion som sker klockan 12 CET, vilket alltså är mellan 36 och 12 timmar innan den leveranstimme som respektive kontrakt avser. Jämviktspriser för respektive leveranstimme bestäms via en matchning av aktörernas köp- och säljbud.

Efter beräkning av vad resultaten av dagen-före handeln kräver i termer av överföringskapacitet mellan olika inhemska elområden och angränsande länder öppnar intra-dag marknaden för fortsatt handel. Det är i detta skede som det kan uppstå skillnader mellan olika områdespriser. I Sverige pågår intra-dag handeln fram till "gate closure", vilket för närvarande är en timme innan leveranstimmen. Detta skiljer Sverige från Finland och flera andra länder där intra-dag marknaden är öppen hela tiden fram till leveranstimmen.

Vid "gate closure" tar systemoperatören (Svenska kraftnät) över och ser till att produktion och användning kontinuerligt är i balans under leveranstimmen³⁴. Detta sker med hjälp av automatiska system men också med "manuella" köp och försäljning av s.k. reglerkraft. Hela processen går ut på att, med hjälp av upphandlade resurser, hålla systemets frekvens inom förutbestämda snäva ramar. Eftersom samtliga användare av el drar nytta av detta är elsystemets frekvens, liksom dess spänning, en s.k. kollektiv nyttighet³⁵.

³³ Med "fysisk" handel avses avtal mellan säljare och köpare som leder till fysisk leverans av el. Finansiell handel, å andra sidan stängs genom finansiell avräkning.

³⁴ Detta sker med beaktande av de nätbegränsningar som kan uppstå.

³⁵ En "kollektiv" vara eller tjänst definieras i litteraturen som en vara eller tjänst som karaktäriseras av "icke-rivalitet" (den enes konsumtion inkräktar inte på den andres konsumtionsmöjligheter) och icke-exkluderbarhet (när varan eller tjänsten väl finns så är den tillgänglig för alla. Ett exempel på en kollektiv tjänst är ett radioprogram; att

4.3 ELMARKNADENS SÄRDRAG

Förutom kravet på kontinuerlig balans mellan produktion och användning har elmarknaden vissa särdrag. Det mest framträdande är att slutkunderna, med undantag för de allra största, inte själva deltar aktivt i vare sig den fysiska eller den finansiella handeln. I stället har de kontrakt som liknar optioner, d.v.s. kontrakt som ger dem rätt att, inom vida gränser, använda den el som man önskar när man så önskar; det är bara att "trycka på knappen".

En konsekvens av detta är att elmarknadens efterfrågesida på kort sikt är en prognos på hur mycket el som kommer att användas under leveranstimmen. Av detta skäl är den kortsiktiga efterfrågan på el i stort sett okänslig för prisvariationer. I framtiden kan detta komma att ändras med hjälp av digital teknik som kan styra kundernas elanvändning i realtid och anpassa denna till kortsiktiga variationer i elpriset. Men i nuläget är det en realitet som har stor betydelse för den kortsiktiga elprisutvecklingen.

4.4 HANDEL PÅ DE OLIKA MARKNADERNA: UTVECKLING OCH NULÄGE

Som framgick av Figur 4 sker den fysiska handeln mellan elmarknadens aktörer på tre olika typer av marknadsplatser. Här följer en kort beskrivning av de olika marknaderna.

"Dagen-före" handeln

Dagen-före handeln sker på organiserade marknadsplatser ("elbörser"), varav det finns tre som har tillstånd att verka i Sverige³⁶. Av dessa är Nord Pools marknadsplats "Elsport" den dominerande. Där säljs en mycket stor andel av den el som produceras i Norden och Baltikum, vilket gör att omsättningen är ca. 400 TWh per år. På grund av den stora omsättningen och prisernas betydelse på elmarknaden som helhet brukar dagen-före marknaden betraktas som elmarknadens "nav".

Aktörerna på dagen-före marknaden är kraftproducenter, elhandelsbolag och stora elkonsumenter. Handeln, som således avser samtliga timmar under det kommande dygnet, resulterar i en preliminär plan för produktion och användning av el timme för timme under det dygnet.

Priserna i dagen-före handeln bestämmer priserna för de slutkunder som betalar "rörliga" priser och de påverkar indirekt³⁷ priserna för de slutkunder som har kontrakt med fasta priser. Ett av priserna på dagen-före marknaden, "systempriset", är referenspris i de derivatprodukter som elmarknadens aktörer använder för att prissäkra sina positioner. Systempriset är det pris som skulle gälla om det inte fanns några nätbegränsningar. Eftersom sådana i allmänhet finns skiljer sig de olika områdespriserna både från varandra och från systempriset.

fler slå på radion gör inte programmet mindre tillgängligt för dem som redan lyssnar och när programmet sänds är det tillgängligt för alla som har en lämplig radioapparat.

³⁶ Formellt "Nominated Electricity Market Operator", NEMO. De tre som verkar i Sverige är Nord Pool, EPEX Spot samt Nasdaq.

³⁷ Detta sker via den inverkan som priserna på Elspot har på terminspriserna på el.

Intra-dag handeln

Eftersom dagen-före handeln sker upp till 36 timmar innan leveranstimmen kan de förutsättningar som låg till grund för denna ändras. Det kan vara nya väderprognoser som gör att bedömningen av produktion och/eller användning av el ändras. Det kan också röra sig om nya bedömningar av driftläget i olika kraftverk. Konsekvensen av de nya omständigheterna är att marknadens aktörer kan behöva justera sina positioner, vilket är grunden för handeln på intra-dag marknaden.

Denna handel är emellertid betydligt mindre än handeln på dagen-före marknaden. På Nord Pools marknadsplats rör det sig om endast 10-15 TWh per år. Intra-dag handelns relativa litenhet tyder på att behoven att justera de positioner som tagits på dagen-före handeln hittills har varit ganska begränsade.

Liksom på dagen-före marknaden är den produkt som handlas på intra-dag marknaden timvisa kvantiteter. Men medan dagen-före handeln är organiserad som en auktion för var och en av det kommande dygnets timmar är handeln på intra-dag marknaden kontinuerlig. Dock kommer den kontinuerliga handeln på intra-dag marknaden att 2023 kompletteras med några dagliga auktioner.

Reglerkraftmarknaden och handel i realtid.

Efter stängningen av intra-dag marknaden sker all handel med el i Svenska kraftnäts regi och då i syfte att balansera elsystemet i realtid under leveranstimmen. Balanseringen sker med utgångspunkt i frekvensen i det nordiska s.k. synkrona området och hanteras med tre system: Primär, sekundär och tertiär reglering. De två förstnämnda är automatiska, medan det tredje är manuellt. De resurser i form av reglerkapacitet som behövs för respektive typ av reglering handlas upp från marknadens aktörer. Det som handlas upp är antingen energi (MWh) som vid olika priser kan levereras eller reglerkapacitet (MW) som mot ersättning kan hållas i beredskap.

I primärregleringen utnyttjas en frekvenshållningsreserv, FCR (Frequency Containment Reserve), som aktiveras vid frekvensavvikelser. I sekundärregleringen utnyttjas en reserv, aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve), för återställning av frekvensen. Tertiärregleringen, som alltså sker manuellt, utnyttjar en resurs för återställning av frekvens som kallas mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve). Syftet är att vid avvikelser återställa frekvensen i systemet till 50 Hertz. Denna del av regleringen är det som brukar kallas "reglerkraftmarknaden", vilket är en nordisk marknad enbart för energi (MWh).

När det gäller handelsvolymen är reglerkraftmarknaden (mFRR) väsentligt mindre än dagen-före marknaden. Under 2020 var reglervolymen för mFRR (upp- och nedreglering) således bara ca 5 TWh. Till detta kommer ganska stora volymer inom aFRR och FCR, men handeln med reglerkraft är ändå liten i förhållande till handeln på dagen-före marknaden.

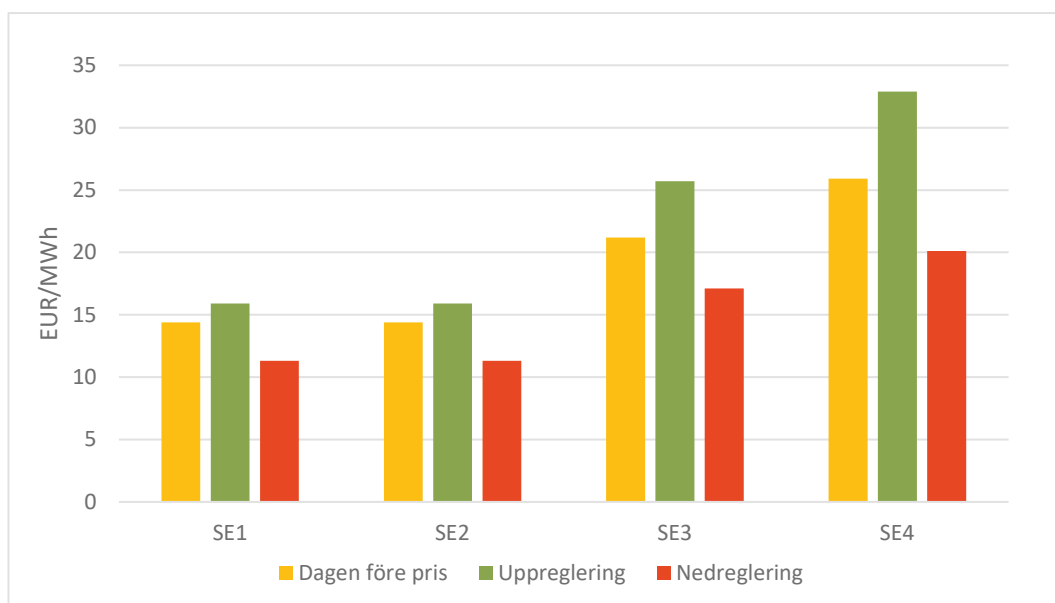
På den europeiska nivån är marknadskoppling av balansenergimarknader (aFRR och mFRR) under utveckling. Planen är att Norden ska ingå i det europeiska

systemet senast våren 2024, vilket kommer att möjliggöra europeisk handel med balansenergi.

4.5 ELPRISER DAGEN-FÖRE OCH I REALTID

Priserna på reglerkraftmarknaden bildas i realtid och är därför i princip de "rätta" elpriserna, d.v.s. de priser som visar det aktuella utbuds- och efterfrågeförhållandet på den fysiska elmarknaden. En fråga är därför om dessa priser skiljer sig väsentligt från priserna på dagen-före marknaden, d.v.s. de priser som styr priserna i slutanvändarnas kontrakt. Figur 5 visar genomsnittliga priser dagen-före respektive under realtid (mFRR) för de fyra svenska elområdena under 2020. Som synes bestäms två priser för reglerkraft, ett för ökad produktion (uppreglering) och ett för minskad produktion (nedreglering).

Av figuren framgår att priserna för uppreglering typiskt sett ligger något över dagen-före priset. Detta indikerar att det finns en viss premie på kortsiktig flexibilitet, d.v.s. ett värde i att kunna öka produktionen på mycket kort varsel. Till saken hör att det är färre resurser som konkurrerar på marknaden för uppreglering än på marknaden för nedreglering, vilket kan tyda på ett visst mått av utnyttjande av marknadsmakt. Även om skillnaderna mellan priserna dagen-före och i realtid är relativt små, är det ändå tydligt att "rörliga" elpriser i konsumentledet baserade på dagen-före priser inte är detsamma som elpriser i realtid.



Figur 5. Dagen-före pris och reglerkraftpriser i Sverige, 2020

Källa: NordPool

Priserna på reglerkraft har emellertid en viktig roll på elmarknaden. Om en balansansvarig är i obalans vid "gate closure", uppåt eller nedåt, betraktas återställandet av balansen nämligen som köp eller försäljning av reglerkraft till de upp- eller nedregleringspriser som bestäms på reglerkraftmarknaden.

Priserna på reglerkraft i förhållande till priserna på dagen-före och intra-dag marknaderna påverkar därför aktörernas beslut om fördelning av kapacitet mellan

dessa marknader liksom deras beslut om hur mycket kapacitet som man vill hålla tillgänglig. Ju högre som priserna på reglerkraft är i förhållande till dagen-före och intra-dag priserna, desto starkare är aktörernas incitament att förfoga över tillräckligt mycket kapacitet för att kunna vara i balans.

4.6 HANDELN MED FINANSIELLA DERIVAT

Finansiella derivat (optioner, terminer, m.m.) med Elspots³⁸ systempris som referenspris handlas både på marknadsplatsen Nasdaq Commodities OMX och på några andra finansiella marknadsplatser. Aktörerna i den finansiella handeln kan delas in i två kategorier. Den ena, utgörs av elproducenter, elhandlare och stora konsumenter som önskar skydda sig mot oförmånliga prisutfall. Den andra har inte någon direkt koppling till elmarknaden, utan utgörs av aktörer som antingen vill spekulera i elprisernas volatilitet eller vill dra nytta av denna för att diversifiera sina portföljer med finansiella instrument och därmed reducera risken i dessa.

Den sistnämnda gruppen aktörer kallas på engelska för "proprietary traders". De har en viktig funktion genom att bidra till likviditeten i de produkter som handlas på den finansiella marknaden. Ju mer likvid som en viss derivatprodukt är desto större är möjligheterna att när man så önskar köpa eller sälja produkten i fråga till rådande marknadspris. Och ju fler likvida, och relevanta, derivatprodukter som är tillgängliga desto större möjligheter har marknads aktörer att prissäkra sina positioner.

Det finns ett nära samband mellan omsättningen på den finansiella elmarknaden och likviditeten i de olika derivatprodukterna. Under senare år har emellertid omsättningen i handeln med elprisbaserade derivatprodukter minskat. Således var omsättningen på Nasdaq Commodities OMX ca. 2 500 TWh år 2008, men bara knappt 1 100 TWh år 2017. Det finns flera orsaker till denna utveckling.

En är ett EU-direktiv som ledde till att det system med bankgarantier som tidigare gjorde aktörernas kostnader för att handla med elprisbaserade derivatprodukter låga inte längre är tillåtet. Åtminstone delvis till följd av detta har bilateral handel mellan marknads aktörer blivit ett konkurrenskraftigt alternativ till den marknadsbaserade handeln med standardiserade derivatprodukter. Till detta kommer att en del av den finansiella handeln har flyttat till andra marknadsplatser, speciellt EEX i Tyskland och ICE i USA.

Det gemensamma för de olika derivatprodukter som har Elspots systempris som referenspris är att de är instrument för prissäkring i närtid. Likviditeten i instrument som sträcker sig mer än tre år framåt i tiden är således låg och det finns inget utbud av standardiserade instrument för prissäkring på tio års eller längre sikt. Det betyder att aktörerna på elmarknaden kan gardera sig mot prisrisker i sina åtaganden om leverans eller förbrukning av el i närtid men inte mot de risker som hänger samman med långsiktiga investeringar. För hantering av dessa risker krävs andra arrangemang än handel med finansiella derivatprodukter.

³⁸ Elspot är Nord Pools dagen-före marknad.

När det gäller den prisrisk som beror på skillnaden mellan olika områdespriser kan aktörerna försäkra sig med hjälp av s.k. EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differentials). Till skillnad från systemriskkontrakten omsätts emellertid merparten av alla EPAD-kontrakt av mäklare och alltså inte på en organiserad marknadsplats. Att det förhåller sig så beror bl.a. på låg likviditet i EPAD-kontrakten³⁹, vilket anses vara huvudproblemet med dagens system för områdesprissäkring.

En orsak till den låga likviditeten i EPAD-kontrakt är att det bara finns ett fåtal aktörer i varje elområde. Likviditeten är särskilt låg i elområden där det är en stor skillnad mellan den volym som konsumeras och den som produceras. Denna asymmetri gör att det blir svårt för den ena sidan av marknaden att hitta en motpart inom elområdet.

³⁹Områdesprissäkringen i Norden beskrivs mer utförligt i två rapporter av Energimarknadsinspektionen: "Utvärdering av risksäkringsmöjligheter på den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen" (2021) samt "Områdesprissäkring och den nordiska marknadsmodellen". Ei R2013:16.

5 Elmarknadens design i framtiden

Framtidens elsystem, i Sverige, Norden och stora delar av Europa, kommer av allt att döma att på många sätt skilja sig från dagens. Andelen vind- och solkraft kommer att vara betydligt högre än i dag, det kan komma att finnas kostnadseffektiv teknik för lagring av el samtidigt som digital teknik gör att en hög andel av konsumenterna kan anpassa sin användning av el till kortsiktiga variationer i elpriset. Användningen av el kommer sannolikt att vara betydligt större och elmarknadens internationalisering kommer troligen att vara ännu mer långtgående än i dag.

Frågan är då om detta innebär att även elmarknadens framtida design och utformning i stort nödvändigtvis måste vara en annan än i dag och vilka förändringar som i så fall vore ändamålsenliga och effektiva. Syftet med detta kapitel är att försöka besvara dessa frågor.

5.1 ALTERNATIV FÖR ELMARKNADENS DESIGN

Elmarknadens design är som nämnts det grundläggande regelverk inom vilket handeln med el sker. De centrala delarna i det gällande regelverket i Sverige är att:

- Handeln med el avser (med vissa undantag) endast elenergi (MWh), inte kapacitet (MW). Således ersätts producenterna för den el som de levererar men inte för den kapacitet som de håller tillgänglig⁴⁰.
- Från geografisk synpunkt och med hänsyn till elnätets kapacitet är elmarknaden indelad i flera elområden. Detta kallas i litteraturen för en "zonal model".

Ett alternativ till denna "Energy-Only Model" (EOM) som i ljuset av elsystemets omvandling kommit att diskuteras och övervägas är en "Extended Energy Only Model" (EEOM) som även innehåller en mekanism för att ersätta aktörerna för den kapacitet som de håller tillgänglig. Frågan om behovet av en sådan mekanism i Sverige och hur den skulle kunna utformas behandlas i kapitel 6.

Men det finns också en alternativ design av elmarknaden som på ett mer avgörande sätt skiljer sig från EOM. Det är den nodbaserade modell som bl.a. används i stora delar av USA. Den innebär att det finns en marknadsplats och sätts ett pris vid alla de, ofta tusentals, noder där el matas in till eller ut från elsystemet. Man kan säga att i en "nodal model" har var och en av elmarknadens zoner krympts och blivit ett mycket stort antal separata punkter (noder).

Valet mellan en "zonal" eller "nodal model" hänger samman med att varje design av elmarknaden måste beakta elsystemets fysiska realiteter. En zon-baserad marknadsdesign är enkel att förstå och underlättar konkurrens och effektiv handel med el. Samtidigt är den inte helt kompatibel med fysikens lagar. Det betyder att systemoperatören emellanåt måste vidta åtgärder för att kompensera kommersiellt

⁴⁰ Detta är dock inte särskilt originellt utan något som gäller på de flesta om inte alla marknader. En biltillverkare får betalt för de bilar som han säljer, men han får ingen särskild ersättning för att hålla sin fabrik i skick.

motiverade flöden som på grund av nätbegränsningar eller andra skäl inte kan realiseras.

En nod-baserad marknadsdesign innebär i huvudsak den motsatta avvägningen mellan kommersiella önskemål och fysiska realiteter. Således är det fysikens krav på driften av elsystemet som står i centrum. Men detta innebär att förutsättningarna för konkurrens, effektiv handel och transparent prisbildning kommer i andra hand och att den centrala styrningen av elsystemet har en mycket större roll än i en elmarknad organiserad som en EOM eller EEOM. Den nodbaserade modellen används i delar av USA, men har hittills inte på allvar övervägts inom EU.

5.2 ATT FÖRÄNDRA ELMARKNADENS DESIGN

Att den nordiska elmarknaden kom att väsentligen utformas som en EOM beror förmodligen på att den goda tillgången på flexibel vattenkraft gör att en sådan design har mycket goda förutsättningar att fungera effektivt. Det var också en naturlig utveckling av det system för kortsiktig handel mellan kraftföretagen som länge funnits. Internationellt anses den nordiska elmarknaden vara en framgång och den har senare blivit förebilden för den "EU Target Model"⁴¹ som numera i praktiken styr stora delar av valet av design för de nationella elmarknaderna inom EU.

Men detta betyder att en förändring av den nordiska elmarknadens design förutsätter beslut på EU-nivå innan de kan implementeras i de nordiska ländernas ellagstiftning. Men att de formella besluten om elmarknadens design fattas av lagstiftare på EU-nivå betyder inte att innehållet i dessa beslut också bestäms på den nivån. I stället drivs utvecklingen av marknadsaktörernas och systemoperatörernas ("TSO:s") uppfattningar om hur väl marknadens design är anpassad till de fundamentala realiteterna i elsystem med en allt högre andel intermittent elproduktion.

En analys av behovet av förändringar av elmarknadens design bör därför ta sin utgångspunkt i de utmaningar som det framtida elsystemets karaktäristika innebär för elmarknadens aktörer och sätt att fungera. Inte minst bör analysen fokusera på de anpassningar inom det befintliga regelverket som marknadens aktörer och TSO:s kan göra. Det är ju elmarknadens aktörer som skapat de organiserade handelsplatser för fysisk och finansiell handel med el som är en fundamental del av "elmarknaden". Likaså är det TSO:s som skapat principerna för styrningen av elsystemet i realtid. Dessa institutioner och regelverk är inte bokstavligen en del av elmarknadens design utan resultatet av aktörernas anpassning till denna.

Slutsatsen är att det framtida elsystemets karaktäristika kan motivera förändringar dels i elmarknadens design i form av politiskt bestämda regelverk, dels i de institutioner och regelverk som marknadens aktörer och TSO:s skapat. Som nämnts används här beteckningen "elmarknadens utformning" på den helhet som bildas av det politiskt bestämda regelverket och de institutioner och regler som elmarknadens aktörer skapat. Frågan är då vilka av det framtida elsystemets

⁴¹ "Target Model" bygger på zon-baserad handel inom och mellan länder och s.k. marknadskoppling som skapar gränsöverskridande prisområden.

karaktäristika som motiverar, eller nödvändiggör, förändringar i elmarknadens utformning och vilka förändringar som då är ändamålsenliga och effektiva.

5.3 VAD SKULLE GÖRA EN FÖRÄNDRING AV ELMARKNADENS UTFORMNING NÖDVÄNDIG?

Varken större användning av el eller en mer långtgående internationalisering av elmarknaden torde göra det nödvändigt att mer än marginellt ändra elmarknadens utformning. Däremot är det sannolikt att en hög andel intermittent vind- och solkraft på många sätt ändrar förutsättningarna driften av elsystemet och handeln med el. Detta skulle kunna motivera förändringar av elmarknadens utformning.

Konkret handlar det om att kortsiktiga variationer i vind- och solkraftverkens produktion leder till mer volatila elpriser och eventuellt ökad risk för brist på kapacitet under perioder med hög efterfrågan och låg produktion i vind- och solkraftverk. Detta är lätt att intuitivt förstå, men eftersom betydelsen av dessa karaktäristika är så stor är det motiverat att närmare förklara varför elpriserna väntas bli mer volatila och varför risken för kapacitetsbrist ökar.

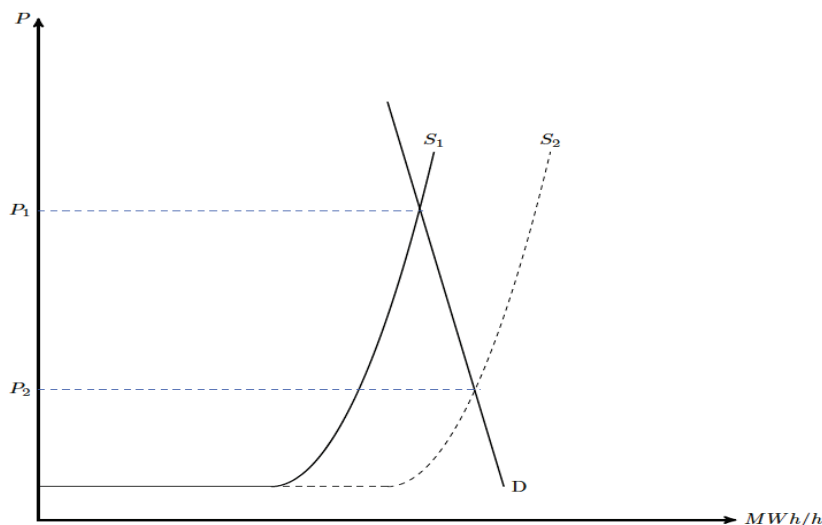
Teknisk analys av prisbildningen på en elmarknad med hög andel intermittent utbud

Andelen vind- och solkraft i elsystemet påverkar elmarknadens "utbudskurva", d.v.s. den kurva som beskriver vilka kvantiteter el som bjuds ut vid olika prisnivåer. På en väl fungerande marknad utgörs de timvisa utbudskurvorna av de olika kraftslagens kortsiktiga marginalkostnader⁴², vilket i praktiken är anläggningarnas rörliga kostnader. De olika kostnadsnivåerna placeras i stigande ordning längs "x-axeln" med längden på "trappstegen" bestämd av respektive kraftslags kapacitet (mätt i MWh/h).

För de planerbara kraftslagen (vattenkraft⁴³, kärnkraft, kraftvärme, m.m.) är den kortsiktiga marginalkostnaden större än noll. Men vind- och solkraft har inga rörliga kostnader och kan därför bjudas ut till priset noll. Det betyder att utbudskurvans första steg är en horisontell linje vid priset noll. Dess längd avgörs av hur mycket vind- och solkraftverken väntas kunna producera under timmen i fråga. Utbudskurvan (med utjämnade steg) ser därför ut ungefär som i nedanstående Figur 5.

⁴² På en oligopolistisk eller monopolistisk marknad är marknadspriset däremot högre än den kortsiktiga marginalkostnaden.

⁴³ Vattenkraftens rörliga kostnad är lika med det högsta värdet av det magasinerade vattnet vid en annan tidpunkt.



Figur 5. Schematisk bild av den timvisa prisbildningen på dagen-före marknaden

I figuren representerar kurvan D efterfrågan på el under den aktuella timmen, medan kurvorna S_1 och S_2 representerar utbudet vid "liten" respektive "stor" produktion av vind- och solkraft. Under de timmar då S_2 är mycket stor kommer marknadspriset att vara mycket lågt och om S_2 ligger ännu mer till höger än i figuren så är priset noll. Om vind- och solkraftverken får bidrag per producerad kWh kan priset till och med vara negativt.

Under timmar med lägre produktion i vind- och solkraftverk skär D-kurvan S-kurvan i dess stigande del. Det betyder att priset bestäms på samma sätt som hittills, d.v.s. av samspelet mellan slutanvändarnas betalningsvilja (kurvan D) och marginalkostnaden för det "marginella" planerbara kraftslaget (den branta delen av S-kurvan).

Ju mer frekvent och med ju större amplitud som produktionen i vind- och solkraftverken varierar, desto mer volatila blir elpriserna. Men amplituden i elprisernas volatilitet beror också på hur brant D-kurvan är, d.v.s. hur priskänslig som den kortsiktiga efterfrågan på el är. Ju mindre priskänsligheten är, desto brantare lutar D-kurvan och ju större amplitud kommer de kortsiktiga prisvariationerna att ha.

Under vissa betingelser kan det till och med bli så att D-kurvan inte skär S-kurvan vid en ändlig prisnivå, d.v.s. att det uppstår brist på el. Elsystemets är då inte längre "leveranssäkert". Alternativt kan denna situation uppkomma om jämviktspriset är högre än det högsta tillåtna priset på dagen-före marknaden. Detta pris är för närvarande 3 000 €/MWh⁴⁴. Dessutom gäller det att när marknadspriset nått 60 procent av den maximala nivån höjs det automatiskt med 1 000/MWh⁴⁵.

⁴⁴ Motsvarande pris på intra-dag marknaden är 9 999 €/MWh.

⁴⁵ Det finns också ett lägsta tillåtet pris som för närvarande är satt till -500 €/MWh. Detta pris utgör alltså ett "golv" för elpriset när utbudet överstiger efterfrågan. Motsvarande pris på intra-dag marknaden är -9 999 €/MWh.

Mot bakgrund av denna analys uppkommer två frågor. Den ena är om ökad volatilitet i elpriserna nödvändiggör förändringar i elmarknadens utformning och vilka förändringar som i så fall är lämpliga och effektiva. Den andra frågan är om ökad risk för hotad leveranssäkerhet motiverar sådana förändringar. I detta kapitel diskuteras konsekvenserna av mer volatila elpriser, medan frågan om elsystemets framtida leveranssäkerhet diskuteras i kapitel 6. En övergripande fråga i båda kapitlen är om de förändringar som kan komma i fråga leder till en fundamentalt ny utformning av elmarknaden eller om det rör sig om justeringar inom en i huvudsak oförändrad ram.

5.4 UTMANINGAR FÖR SYSTEMOPERATÖREN

Det framtida elsystemets karaktäristika innebär utmaningar för Svenska kraftnät i sin roll som ägare och operatör av transmissionsnätet och utlandsförbindelserna liksom i rollen som systemoperatör. En fråga i sammanhanget rör landets indelning i elområden, medan en annan rör driften av elsystemet i realtid.

Landets indelning i elområden

Eftersom vind- och solkraftverken inte kommer att vara jämnt fördelade över landet leder variationerna i deras produktion till flöden mellan elområden som tidvis är betydligt större än vad som hittills varit vanligt. Detsamma gäller sannolikt även för flödena till och från angränsande länder. En utmaning för Svenska kraftnät är att dimensionera transmissionsnätets kapacitet till dessa nya förhållanden. Ju större transmissionsnätets kapacitet är desto mindre är ju risken för flaskhalsproblem mellan och inom elområdena. Samtidigt är det förenat med kostnader att bygga ut elnätets kapacitet.

För närvarande finns det som nämnts fyra elområden i Sverige och många fler i Norden och Baltikum som helhet⁴⁶. Med de ökade variationer i flödena mellan elområdena som framtidens elsystem sannolikt kommer att medföra kan det finnas skäl att ändra såväl gränsdragningen mellan de befintliga elområdena som antalet elområden.

Ju färre och större som elområdena är desto bättre är i allmänhet förutsättningarna för effektiv konkurrens inom dessa. Med få elområden är dessutom, uppenbarligen, antalet elområdespriser litet, vilket minskar antalet prisrisker som marknadens aktörer måste gardera sig mot. Men i geografiskt utbredda elområden är det också större risk för flaskhalsproblem inom elområdet.

Frågan om Sveriges framtida indelning i elområden är under utredning. Bland annat finns det förslag om att göra Stockholm till ett eget elområde. Till detta kommer EU:s intentioner om framtida återkommande översyner av elområdesindelningen. Frågan om indelningen i elområden "ägs" alltså inte i sin helhet av Svenska kraftnät. Men väl genomförda konsekvensanalyser av olika alternativ kan komma att spela stor roll för hur frågan om landets framtida indelning i elområden löses.

⁴⁶ Norge är indelat i fem elområden Danmark i två medan hela Finland, liksom var och en av de baltiska staterna, är ett elområde.

Kortsiktig balansering av elsystemet

I samband med att den nordiska elmarknaden etablerade under 1990-talets senare hälft bestämdes handelsperioden till en timme och den handlade "produkten" till MWh/h, d.v.s. genomsnittlig effekt under en timme. I ett elsystem med större kortsiktiga, och till stor del oförutsägbara, variationer i produktionen hinner dock mycket att hända under en timme. Därför kommer det under 2023 att ske en övergång till 15 minuters handelsperioder och motsvarande förändring av de handlade "produkterna".

Tidpunkten för "gate closure", d.v.s. den tidpunkt då handeln mellan marknadens aktörer (utom systemoperatören) upphör, bestämdes i mitten av 1990-talet till en timme innan leveranstimmen. Men då var elsystemets karaktäristika helt andra än vad de kan väntas vara i framtiden. Med den ökade kortsiktiga variabiliteten i elproduktionen finns det skäl att överväga en förändring av denna del av elmarknadens utformning.

Ett alternativ är då att liksom i Finland tillåta fortsatt handel mellan marknadens aktörer även under en del av eller hela timmen fram till leveranstimmen. Motivet för detta är bl.a. att vindprognoser och annan driftsinformation blir säkrare ju närmare leveranstimmen som man kommer. Detta ger marknadsaktörerna goda möjligheter att genom transaktioner mellan varandra minimera obalanserna under den kommande leveranstimmen och därigenom på ett ekonomiskt effektivt sätt bidra till att balansera elsystemet.

Ett snarlikt alternativ är att bevara kopplingen mellan tiden för "gate closure" och handelsperiodens längd. När man inom kort går över till 15 minuter som handelsperiod så skulle man således kunna ändra "gate closure" till just 15 minuter före leveranstimmen. Men inte heller denna fråga "ägs" av Svenska kraftnät utan är föremål för koordinering mellan de marknader som ingår i marknadskopplingen.

En särskild utmaning för Svenska kraftnät uppkommer av tekniska skäl i samband med övergången från ett "synkront" system, dominerat av vattenkraft och kärnkraft, till ett "icke-synkront" system, dominerat av vind- och solkraft. Problemet är att icke-synkrona kraftslag som vind- och solkraft inte genererar s.k. rotationsenergi (som skapar önskvärd tröghet i systemet) i samma utsträckning som kärnkraft och vattenkraft. Utmaningen för Svenska kraftnät är således att säkerställa att systemet har de nödvändiga tekniska förmågorna om och när kärnkraften avvecklas.

5.5 DAGEN-FÖRE MARKNADEN

Dagen-före marknaden brukar som nämnts betraktas som elmarknadens nav. En mycket hög andel av all el som produceras i Norden och Baltikum säljs på denna marknad och dess "systempris" används som referenspris i de standardiserade finansiella derivatprodukter som används för prissäkring. Vidare är de priser som bildas på dagen-före marknaden direkt eller indirekt (via de finansiella kontrakten) avgörande för de priser på el som slutkunderna betalar.

Men i takt med att andelen intermittent kraft ökar är det möjligt att dagen-före marknaden gradvis kommer att förlora en del av sin centrala roll. Orsaken skulle då vara att osäkerheten om hur mycket vind- och solkraft som kommer att produceras under en viss framtida timme minskar ju närmare denna timme som man kommer. Detta talar för att en hel del av handeln med el kommer att ske närmare leveranstimmen, i praktiken på intra-dag marknaden i stället för på dagen-före marknaden.

Hur mycket av handeln som flyttar till intra-dag marknaden är det dock svårt att sätta om. Det är ju möjligt att handeln på dagen-före marknaden förblir stor samtidigt som handeln på intra-dag marknaden växer. Detta inträffar exempelvis om aktörerna inte nödvändigtvis betraktar handeln på dagen-före marknaden som planering av produktion och handel under den kommande dagen, utan i stället som en bra utgångspunkt för den kommande handeln på intra-dag marknaden.

Emellertid sker det en utveckling på europeisk nivå som påverkar dagen-före handeln. Nord Pool var länge den enda marknadsplatsen i Norden för dagen-före handel och dess ställning är fortfarande stark även om EPEX Spot också är aktiv på den nordiska marknaden. Samtidigt är Nord Pool numera aktiv i alla de kontinentala länder som tillåter flera reglerade marknadsplatser, s.k. NEMOs.

Den utveckling som skett under senare år innebär att dessa marknadsplatser tillsammans med ett stort antal liknande marknadsplatser i Europa, inklusive marknadsplatser i Spanien, Portugal, Italien och, snart, Grekland, nu ingår i en sammanslutning för s.k. marknadskoppling, SDAC (Single Day Ahead Coupling). Marknadskoppling innebär att olika dagen-före marknader länkas samman för att reducera prisskillnaderna dem emellan. Det är ett steg på vägen mot en helt integrerad europeisk marknad för el. På en sådan marknad kommer det att vara fullt utvecklad konkurrens mellan marknadsplatserna för dagen-före handel i EU.

Den ökande integrationen mellan de europeiska elmarknaderna fortsätter den process som gjort att den för svenska aktörer relevanta marknaden för dagen-före handel med el inte längre är "svensk" eller "nordisk" utan "nordisk-baltisk" och snart "europeisk". Bland mycket annat innebär detta att de priser på el som svenska konsumenter möter i allt mindre grad beror på det svenska elproduktionssystemets kostnader och kapacitet utan på de utbuds- och efterfrågeförhållandena som gäller i större delen av Europa. Mycket av detta har dock redan skett. Som nämntes är särskilt SE4 numera ofta en del av ett nordeuropeiskt prisområde där priset inte sällan är betydligt högre än i resten av Sverige, särskilt norra Sverige.

5.6 INTRA-DAG MARKNADEN

Det är som nämnts troligt att handelsvolymerna i intra-daghandeln komma att bli väsentligt större i framtiden, vilket kan motivera en förändring av handelsreglerna. För närvarande är handeln på intra-dag marknaden kontinuerlig, vilket innebär att marknadens aktörer omedelbart och flexibelt kan anpassa sig till ny information. Samtidigt medför den kontinuerliga handeln en "först till kvarn" princip när det gäller tillgång till överföringskapacitet. Kontinuerlig handel ställer också krav på kontinuerlig närvaro på marknaden. Detta har tidigare gynnat de stora aktörerna,

men genom bl.a. nya digitala lösningar är kontinuerlig närvaro på marknaden numera möjlig även för små aktörer.

Alternativet till kontinuerlig handel är ett system med återkommande auktioner. Ett sådant system gör att det är större sannolikhet att den tillgängliga överföringskapaciteten tilldelas de aktörer som värderar den högst, vilket är önskvärt från samhällsekonomisk synpunkt. Möjligen av detta skäl kommer den kontinuerliga handeln att från 2023 kompletteras med tre dagliga auktioner.

Sammantaget kommer intra-dag marknads roll och betydelse att öka under de närmaste decennierna. Speciellt kommer handelsvolymerna av allt att döma att öka väsentligt i takt med aktörernas ökande att justera sina positioner inför leveranstimmen.

5.7 PRISSÄKRING OCH FINANSIELLA MARKNADER

Aktörerna på elmarknaden har länge kunnat skydda sig mot prisrisker med hjälp av finansiella derivatprodukter som t.ex. terminer eller optioner. Dessa produkters grundläggande funktion är att det finansiella derivatets värde rör sig i motsatt riktning till värdet på den "fysiska" position som en aktör har tagit. Man kan säga att det som aktören "förlorar på gungorna vinner han på karusellen".

Den prisrisk som aktörerna ställs inför på dagen-före marknaden kan delas upp i två delar. Den ena hänger samman med att det faktiska systempriset (det pris som skulle gälla om det inte fanns några nätbegränsningar) blir ett annat än det förväntade. Den andra är att risken för att priserna i två eller flera för aktören relevanta elområden på grund av nätbegränsningar skiljer sig från systempriset.

Valet av referenspris

För att prissäkring i förhållande till ett referenspris ska vara ekonomiskt meningsfullt måste detta vara nära korrelerat med det pris till vilket aktören i fråga säljer eller köper el. Med en ökande andel intermittent kraft i elproduktionen är det två förhållanden som gör dagen-före marknads systempris mindre relevant som referenspris än det hittills har varit. Ett är att förväntningarna om produktionen under leveranstimmen kan ändras väsentligt när man närmar sig denna timme. Det gör att priserna på intra-dag marknaderna kan skilja sig en hel del från det som bestämdes på dagen-före marknaden. Om en växande del av handeln sker på intra-dag marknaden kan värdet av en prissäkring mot dagen-före marknads systempris därför vara litet.

Ett sätt att lösa detta problem är att ersätta dagen-före marknads systempris som referenspris med ett pris som bildas på intra-dag marknaden. Som nämndes kommer man under 2023 att övergå till ett system med tre dagliga auktioner på intra-dag marknaden. En ansats kan då vara att som referenspris använda det pris som bestäms i den auktion som ligger närmast leveranstimmen. Ett referenspris som aktörerna upplever som mer relevant skulle förmodligen leda till ökad likviditet i de handlade instrumenten. Vad detta pris bör vara är dock något som marknads aktörer själva måste avgöra.

Hantering av områdespriser

Men ett nytt referenspris löser inte problemet med områdespriser, d.v.s. risken för prisskillnader mellan respektive områdespris och referenspriset som beror på flaskhalsar i elnätet. I Norden kan aktörerna som nämnts försäkra sig mot områdespriser med hjälp av s.k. EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differentials). Dock är likviditeten i dessa kontrakt låg.

Frågan är då om det finns åtgärder skulle kunna öka likviditeten i EPAD-kontrakten. En möjlighet är att minska antalet elområden så att den som vill köpa eller sälja ett EPAD-kontrakt har lättare att hitta en motpart inom elområdet. En annan är att göra prisbildningen på EPAD-kontrakt mer transparent genom regelbundna auktioner för EPAD-kontrakt.

En helt annan typ av åtgärd är att införa s.k. transmissionsrättigheter. Det är en lösning som förordas av EU och som skulle göra att prissäkringen i Norden blir mer i linje med den i övriga EU. En sådan förändring av den svenska elmarknaden skulle, bortsett från andra aspekter, vara till fördel för aktörer som är aktiva på elmarknader både i och utanför Norden.

Det finns olika typer av transmissionsrättigheter. Finansiella transmissionsrättigheter (FTR) finns både som terminer (ibland kallat obligationer) och optioner. Köparen av ett FTR-kontrakt mellan två elområden erhåller skillnaden mellan elområdespriserna i dessa. För en termin blir köparen betalningsskyldig om skillnaden är negativ. Den som köpt en option behöver däremot inte betala om prisskillnaden är negativ.

Lite förenklat kan man säga att en termin säkrar prisen i båda riktningarna, medan optionen endast aktiveras om effekten flödar i en specifik riktning. Därför behövs det dubbelt så många optionskontrakt, ett för varje riktning. Fördelen med optioner är att de är mer flexibla. De kan kombineras till en önskad riskprofil. Men med tanke på att likviditeten är låg för områdeskontrakt, så finns det en fördel med att hålla nere antalet typer av värdepapper. Terminer brukar ofta ses som förstahandsvalet om FTR överhuvudtaget ska införas i Norden.

En fysisk transmissionsrättighet mellan två elområden innebär att innehavaren kan påverka hur överföringskapaciteten mellan dessa områden utnyttjas på dagen-före marknaden. I Europa är de fysiska transmissionsrättigheterna vanligtvis utformade som use-it-or-sell-it optioner. Det innebär att om ägaren inte själv använder transmissionsrättigheten så ersätts ägaren på samma sätt som för en FTR-option.

I omvärlden utfärdas transmissionsrättigheter vanligtvis av systemoperatören. Ofta begränsas antalet utfärdade transmissionsrättigheter av den fysiska överföringskapaciteten mellan olika områden, vilket gör det naturligt att det endast är systemoperatören som utfärdar fysiska transmissionsrättigheter. Samma förfarande tycks normalt även gälla för FTR, vilket är mindre självklart. För likviditeten i handeln av FTR-kontrakt vore det nog bättre om även andra aktörer fick möjlighet att utfärda dessa kontrakt och att antalet finansiella kontrakt inte begränsades av fysiska överföringsbegränsningar.

Summering av konsekvenserna för den finansiella handeln

Sammantaget har omvandlingen av elsystemet betydande konsekvenser för den finansiella handeln med el. Det är troligt att prisriskerna, både i relation till ett referenspris och i relation till områdespriserna, blir större. Det är också troligt att dagens referenspris i de finansiella kontrakten, d.v.s. dagen-före marknadens systempris, behöver ersättas med ett pris som bestäms närmare leveranstimmen. Likaså finns det ett behov av ökad likviditeten i handeln med de finansiella instrumenten. Men inget av detta kräver ny lagstiftning eller annan reglering. Det är i stället utmaningar som marknadens aktörer måste hantera.

5.8 RISK FÖR MISSBRUK AV MARKNADSMAKT

Frågan om förekomsten av marknadsmakt och risken för att denna skulle missbrukas diskuterades livligt i samband med 1990-talets elmarknadsreformer. Men i takt med den allt närmare integrationen av de nationella elmarknaderna i Norden och de ökande kopplingarna till länderna i norra Europa har denna diskussion avstannat. Den geografiska utsträckningen av det som kallas "den relevanta marknaden" för el har med tiden vuxit och parallellt med detta har graden av koncentration på säljarsidan minskat och förutsättningarna för effektiv konkurrens ökat.

Med gängse mått mätt är den integrerade elmarknaden i norra Europa således inte så koncentrerad att enskilda aktörer kan bedömas ha någon marknadsmakt av större betydelse. Undantaget är vad som kan hända under perioder med hög efterfrågan och då endast någon enstaka aktör har ledig kapacitet. Under dessa betingelser kan det uppstå situationer då det finns risk för missbruk av marknadsmakt.

Men detta resonemang handlar om den "produkt" som hittills varit helt dominerande i handeln med el, nämligen MWh/h. På framtidens elmarknad kan det komma att finnas marknader för både kapacitet (MW) och flera typer av stödtjänster. Dessa marknader kan komma att vara betydligt mer nationella än marknaden för MWh/h och att ha en liten grupp dominerande aktörer på säljarsidan. Huruvida detta kommer bli ett problem är det för tidigt att sia om. Den väsentliga frågan är emellertid inte om enskilda aktörer kan skaffa sig marknadsmakt på dessa nya marknader, utan om denna marknadsmakt kan komma att missbrukas.

5.9 SLUTSATSER OM KONSEKVENSERNA AV MER VOLATILA PRISER

Framtidens elmarknad kommer liksom nu att vara en sekvens av finansiella och "fysiska" marknader, även om var och en av dessa kommer att vara ännu mer "europeisk" än i dag. Men en framtida elmarknad med en hög andel intermittent produktion i vind- och solkraftverk kommer likväl att innebära många utmaningar för både systemoperatören och marknadens aktörer och institutioner.

Den genomgång som gjorts i detta kapitel leder dock inte till slutsatsen att elmarknadens design behöver ändras. Det är snarare den motsatta slutsatsen som gäller: Man kan inte lösa de problem som hänger samman med ökad kortsiktig

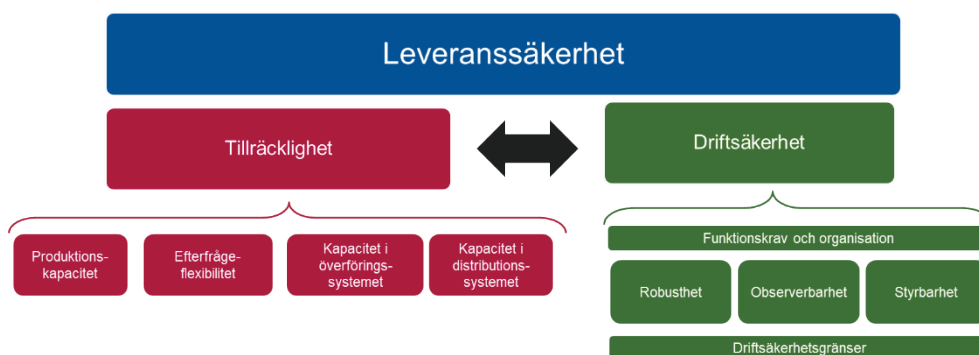
variabilitet i elproduktionen och ökad volatilitet i elpriserna genom att övergå till en annan grundläggande design av elmarknaden.

Däremot är det troligt att det framtida elsystemets karaktäristika kommer att kräva en hel del förändringar som det ankommer på elmarknadens aktörer att genomföra. Men dessa förändringar, som delvis redan har genomförts, kommer troligen att ske via en anpassning av de institutioner och regler som systemoperatören och elmarknadens aktörer har kontroll över. Det rör sig då inte om en plötslig och omvälvande förändring utan om en gradvis anpassning över tid till ändrade förutsättningar för handeln med el.

Men en problematik som kan komma att kräva en förändring av elmarknadens design är den som hänger samman med elsystemets leveranssäkerhet. Det är en problematik som berör både de långsiktiga investeringarna i elproduktion och elmarknadens design och utformning i stort. Med andra ord en problematik som kan kräva både ny lagstiftning och nya "produkter" och marknadsplatser där dessa kan handlas. Frågan om det framtida elsystemets leveranssäkerhet är temat i nästa kapitel.

6 Leveranssäkerhet och handel med kapacitet

Begreppet "leveranssäkerhet" rör elsystemets förmåga att leverera den el som efterfrågas då den efterfrågas. Det är ett närmast klassiskt begrepp i samband med elsystem. Emellertid finns det två aspekter på "leveranssäkerhet". Den ena rör produktionssystemets leveranssäkerhet medan den andra rör elnätens leveranssäkerhet. Konceptuellt kan båda delas upp i två delar: "Tillräcklighet" och "Driftsäkerhet". Till detta kommer ett antal undergrupper, vilket illustreras av Figur 6.



Figur 6. Konceptuell modell för att beskriva "leveranssäkerhet"

Källa: Svenska kraftnät.

I det svenska elsystemet har problem med leveranssäkerheten i första hand varit kopplat till driftsäkerheten i lokala elnät. Under senare år har dock diskussionen om leveranssäkerhet alltmer kommit att handla om produktionskapacitetens tillräcklighet. Det är den dimensionen av "leveranssäkerhet" som är i fokus här.

Bakgrunden är att den snabba utbyggnaden av vind- och solkraft har lett till tvivel om elsystemets tillgängliga kapacitet under vinterperioden kommer att vara tillräcklig. Detta har också lett till frågan om den nuvarande elmarknadens design kommer att vara ändamålsenlig i framtiden. Med andra ord: Kan en elmarknad av "Energy-Only" typ i en framtid med hög andel intermittent kraftproduktion säkerställa en önskvärd grad av leveranssäkerhet? Eller måste elmarknadens design förändras och i så fall hur? Det är de frågor som diskuteras i detta kapitel.

6.1 VILKEN LEVERANSSÄKERHET ÄR ÖNSKVÄRD OCH VEM HAR ANSVARET FÖR LEVERANSSÄKERHETEN?

På den "gamla" elmarknaden, d.v.s. innan elmarknadsreformen i mitten av 1990-talet, gällde tekniska normer som elsystemet måste uppfylla för att säkerställa en hög grad av leveranssäkerhet. Ett senare utvecklat och på en del håll tillämpat alternativ till de tekniska normerna är att jämföra kostnaderna för extra produktionskapacitet med olägenheten av avbrott i elleveransen mätt i

ekonomiska termer. Man använder då ofta beräknade värden av det som kallas LOLP ("Loss of Load Probability") och VOLL ("Value of Lost Load").

I båda fallen definieras den högsta sannolikhet för avbrott i elleveransen som anses normal och acceptabel. Någon sådan siffersatt grad av leveranssäkerhet krävs för närvarande inte i Sverige. Dock har Svenska kraftnät ansvaret för att elsystemet med hög sannolikhet kontinuerligt ska vara i balans. För att lyckas med denna uppgift har man en rad verktyg och därtill möjlighet att vid hotande kapacitetsbrist beordra bortkoppling av olika elanvändare.

Att det inte finns något siffersatt lagstadgat krav på produktionskapacitetens tillräcklighet är i linje med att den nordiska elmarknaden är utformad som en "Energy-Only" marknad. En sådan karaktäriseras just av att det inte finns något explicit krav på att systemet ska ha en viss kapacitet tillgänglig. Däremot finns det som nämnts krav på alla marknadens aktörer att vara i "balans" då systemoperatören vid "gate closure" tar över driften av systemet⁴⁷.

Balanskravet innebär att marknadens alla aktörer⁴⁸, timme för timme, ska ha egen eller kontrakterad produktion som täcker de leveransåtaganden respektive den användning som man planerar. Eftersom bristande balans måste kompenseras med oförmånliga köp eller försäljning av s.k. reglerkraft har aktörerna ekonomiska incitament att vara i balans. Detta är den mekanism som ska säkerställa att elsystemet har en hög, men inte i siffror preciserad, leveranssäkerhet (definierad som produktionssystemets "tillräcklighet").

6.2 VAD ÄR PROBLEMET?

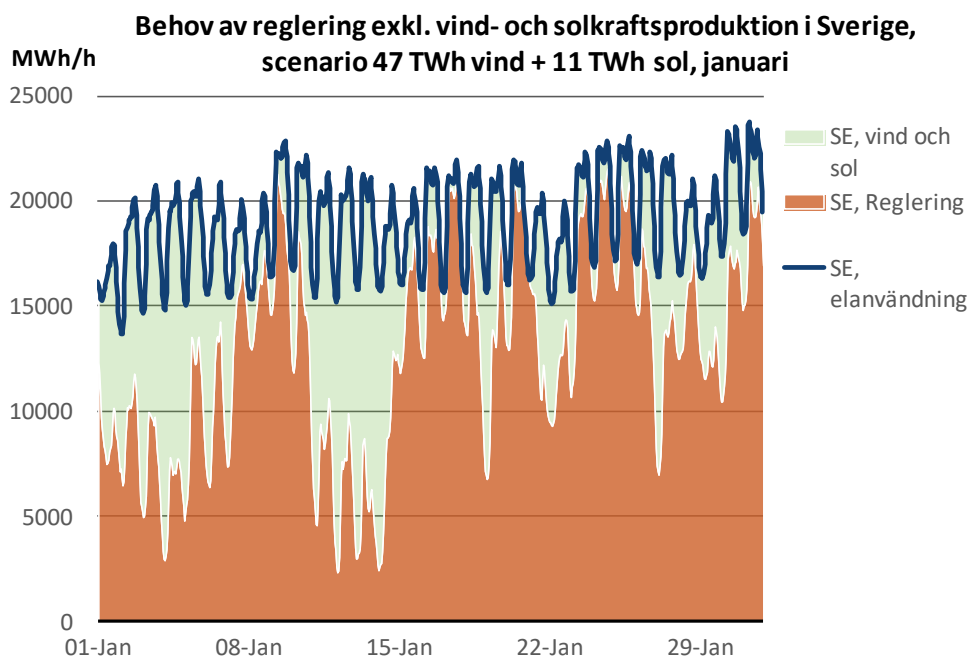
Hittills har de nämnda ekonomiska incitamenten varit tillräckliga för att förmå marknadens aktörer att hålla den kapacitet tillgänglig som krävs för att i stort sett alltid säkerställa jämvikt på elmarknaden vid "acceptabla" priser. Med andra ord har marknaden levererat en hög grad av leveranssäkerhet. Till stor del beror detta på den stora befintliga kapaciteten i flexibel vattenkraft där produktionen snabbt kan anpassas till toppar i elanvändningen. Det beror också på den betydande mängden kärnkraft som producerat s.k. baskraft och därmed gjort att en avsevärd del av den tillgängliga vattenkraften varit tillgänglig för att täcka toppar i efterfrågan. Till detta kommer att utmaningen att hålla systemet i balans främst berott på oväntade och i allmänhet ganska små variationer i efterfrågan, medan produktionen har kunnat förutses med relativt hög precision.

Men den allt högre andelen icke planerbar vind- och solkraft gör att kortsiktiga variationer i produktionen blir vanligare. Men det kan också röra sig om särskilt låg eller särskilt hög produktion under flera dagar i sträck. Nedanstående Figur 7 illustrerar hur det kan komma att se ut under januari månad ett framtida år.

⁴⁷ Svenska kraftnät ansvarar även för att i enlighet med det europeiska regelverket övervaka resurstillräckligheten på lång sikt för att bedöma behovet av en nationell effektreserv eller andra former av kapacitetsmekanismer, samt att följa och varna för kortsiktiga risker i elförsörjningen både på säsong och veckobasis.

⁴⁸ Kravet gäller för s.k. balansansvariga parter. En enskild aktör kan antingen själv vara "balansansvarig", eller genom avtal överföra sitt balansansvar till en part som tar på sig ansvaret för ett aggregat av enskilda aktörer.

Figuren bygger på antagandet att den årliga produktionen av vindkraft är 47 TWh medan motsvarande siffra för solkraft är 11 TWh. Produktionen av solkraft antas dock vara noll i januari. Givet de senaste prognoserna på elsystemets utveckling kan den beskrivna situationen komma att uppstå någon gång mellan 2030 och 2040.



Figur 7. Momentan efterfrågan och produktion under en framtida januari-månad

Källa: Energiföretagen och Bergman-Le Coq (2019)⁴⁹

Den heldragna blå linjen representerar momentan efterfrågan på el och bygger på historiska data över vindförhållandena under januari månad. Det område som betecknas som "reglering" är produktionen i vattenkraftverk och andra planerbara kraftslag. Skillnaden mellan efterfrågan och den el som vindkraftverken producerar kallas för "residualefterfrågan". Det är den efterfrågan som måste tillgodoses med "planerbar" kraft. Utbudet av "planerbar" kraft drivs av det timvisa priset på el. Stora variationer i vindkraftsproduktionen leder därför till stora variationer i de timvisa elpriserna.

Givet de förutsättningar som gäller för Figur 7 varierar den momentana vindkraftsproduktionen kraftigt, från ca. 2 000 MW till ca. 18 000 MW. Vidare är produktionen i vindkraftverken mycket låg eller mycket hög under flera dagar i sträck⁵⁰. Observera att det som ställer höga krav på "reglering" inte är den totala efterfrågan utan residualefterfrågan. Medan den totala momentana efterfrågan är

⁴⁹ Bergman, L. och C. LeCoq. "Blowing in the wind?". Energiforsk. Reort 2019:587.

⁵⁰ Enligt Svenska kraftnät är vindförhållandena vintertid sådana att i genomsnitt endast 11 procent av den installerade effekten i vindkraftverk tillgänglig under denna period.

som högst under kalla vinterdagar kan den maximala residualefterfrågan inträffa när som helst under en ganska stor del av året.

Men det finns också en annan skillnad mellan vindkraft och de planerbara kraftslagen som inte direkt framgår av Figur 7: Medan de rörliga kostnaderna i vindkraftverk är negligerbara har alla planerbara kraftslag positiva rörliga kostnader⁵¹. Det betyder att vindkraften har en överlägsen konkurrensförmåga så snart som vindförhållandena gör det möjligt att producera. De planerbara kraftslagets roll blir därför att kompensera för vindkraftsproduktionens variationer snarare än att vara i drift i enlighet med en förutbestämd plan. Därmed blir deras årliga drifttider kortare än de tidigare varit. Men ju kortare drifttiderna är desto högre måste priserna vara under dessa perioder för att anläggningarna ska vara lönsamma.

I och för sig är detta inget problem; jämvikt mellan utbud och efterfrågan kan etableras oavsett hur stor efterfrågan är. Problemet är att de jämviktsskapande priserna kan vara så höga att de på grund av regleringar eller andra hänsyn inte kan realiseras. Men detta ökar risken för att kapitalkostnaderna i anläggningar med korta drifttider inte kan täckas. Det leder i sin tur till ökad risk för att från systemsynpunkt nödvändiga investeringar i planerbara kraftverk inte kommer till stånd och att risken för bristande leveranssäkerhet ökar.

Det beskrivna problemet har ägnats mycket utrymme i den energiekonomiska litteraturen och har givits en rad olika namn varav "the missing money problem" är det vanligaste. Beteckningen syftar på de intäkter som på grund av en övre gräns för det maximala dagen-före eller intra-dag priset uteblir. Det finns varierande uppfattningar om hur problemet ska lösas, men alla förslag innebär någon form av prissättning på kapacitet (MW). En mycket diskuterad och i flera länder tillämpad ansats för att lösa detta problem är att införa en s.k. kapacitetsmekanism.

6.3 KAPACITETSMEKANISMER

En "kapacitetsmekanism" innefattar i allmänhet två komponenter. Den ena är ett lagstadgat eller av systemoperatören bestämt krav på den lägsta tillgängliga produktionskapacitet som ska finnas på plats under den del av året då den momentana efterfrågan är högst. Den andra är en mekanism för ekonomisk ersättning till de producenter och större användare av el som håller kapacitet tillgänglig under den angivna perioden. För producenter handlar det om kapacitet i produktionsanläggningar, medan det för användare handlar om åtaganden att på kort varsel minska sin förbrukning av el.

Ett problem när det gäller den senare kategorin är att definiera den ersättningsberättigade minskning av elanvändningen som en elanvändare utfäster sig att göra. Närmare bestämt: I förhållande till vad ska elanvändningen under en viss period minska? Svårigheterna att lösa denna fråga på ett tillfredsställande sätt

⁵¹ Den rörliga kostnaden i ett vattenkraftverk är lika med värdet av att använda de magasinerade vattnet vid bästa alternativa tillfälle.

har gjort att de aktörer som accepterats som deltagare i kapacitetsmekanismer till övervägande del är producenter.

Men även på produktionssidan kan det vara svårt att avgöra vilken typ av anläggning som får vara en del av kapacitetsmekanismen. För att en sådan ska vara effektiv bör de ingående anläggningarna med hög sannolikhet vara tillgängliga och redo för produktion på kort varsel. Dessa krav utesluter både fossileldade anläggningar med lång starttid och vind- och solkraft med osäker tillgänglighet. I praktiken innehåller dock flera länders kapacitetsmekanismer äldre fossileldade kraftverk.

När det gäller själva utformningen av en kapacitetsmekanism finns det emellertid flera alternativ varav en del är direkt fokuserade på systemnivån medan andra verkar indirekt via enskilda aktörer eller aggregat av aktörer.

I det följande beskrivs de vanligaste typerna av kapacitetsmekanismer och i vilka länder som de används.:

Kapacitetsauktioner

Kapacitetsauktioner är typ av kapacitetsmekanism som utnyttjas i England och som är direkt fokuserad på systemnivån. Systemoperatören fastställer hur mycket kapacitet som måste vara tillgänglig vid olika framtida tidpunkter och för att säkerställa att denna kapacitet kommer att finnas på plats genomförs en auktion. Där lägger olika aktörer bud som anger till vilket pris som man är villig att hålla en viss mängd kapacitet tillgänglig under de aktuella tidsperioderna.

Genom konkurrens mellan de aktörer som deltar i auktionen, och en särskild procedur för hur auktionen genomförs, blir den önskade kapaciteten tillgänglig till lägsta möjliga kostnad. Alla "vinnande" bud ersätts med samma belopp per enhet tillgänglig kapacitet, vilket innebär att ett enhetligt pris per MW tillgänglig kapacitet etableras. Auktionsmodellen kan därför ses som en marknad för tillgänglig kapacitet med systemoperatören som ende köpare.

Capacity payments

"Capacity payment", som kan kallas "kapacitetsbidrag" på svenska, är ett system som fokuserar indirekt på systemnivån via de enskilda aktörerna. Systemet används i Spanien och Portugal. Det innebär att systemoperatören betalar ett fast pris per MW kapacitet som hålls tillgänglig under en viss tidsperiod. Priset sätts så att den resulterande totala tillgängliga kapaciteten under den perioden bedöms garantera önskvärd leveranssäkerhet.

I fallet med kapacitetsauktioner fastställer man hur mycket tillgänglig kapacitet som anses behövas och sedan anpassas priset till detta. I fallet med kapacitetsbidrag är det tvärtom: Man fastställer ett pris och sedan anpassas mängden tillgänglig kapacitet till detta. Men genom att priset är bestämt i förväg leder systemet inte till en regelrätt marknad för tillgänglig kapacitet. Det är också osäkert hur mycket tillgänglig kapacitet som elmarknadens aktörer väljer att hålla vid detta pris.

Capacity obligations

Capacity obligations”, som veterligen saknar ett namn på svenska, är ett annat exempel på en indirekt modell, d.v.s. att systemets önskade totala kapacitet säkerställs via krav på de enskilda aktörerna. Systemet används i Frankrike. I detta fall innebär kravet att alla större användare och elhandlare ska bedöma sin, eller sina kunders, framtida maximala momentana efterfrågan på el och via kontrakt med en eller fler producenter skaffa sig en möjlighet att med en viss marginal ha tillgång till en kapacitet som överskrider denna nivå⁵².

I praktiken betyder detta att det skapas en marknad för kontrakt som ger rätt till definierade kvantiteter tillgänglig kapacitet. Handeln med dessa kontrakt innebär att det etableras ett enhetligt marknadspris per MW tillgänglig kapacitet.

Reliability options

Ett liknande system är s.k. ”reliability options”, som även det saknar namn på svenska. I detta system, som används i Irland, måste större konsumenter och elhandlare köpa optioner som ger dem rätt att disponera en viss mängd kapacitet så snart som marknadspriset på el stigit över en viss nivå. Producenter kan alltså investera i flexibel kapacitet som kan användas på kort varsel vid särskilt hög residualefterfrågan. Kostnaden för detta täcks med intäkterna från de optioner som man ställer ut. Därmed uppstår en marknad för tillgänglig kapacitet och ett enhetligt marknadspris på denna ”produkt” etableras.

Skillnaden mellan ”reliability options” och en renodlad marknadsmodell är att det är systemoperatören och inte marknadens aktörer som avgör hur mycket tillgänglig kapacitet som de utställda optionerna tillsammans ska motsvara.

Skillnader och likheter

Trots betydande skillnader mellan olika typer av kapacitetsmekanismer uppstår likartade utmaningar om och när de ska införas. En är frågan om vilket geografiskt område som kapacitetsmekanismen ska täcka. Varje enskilt elområde inom landet eller landet som helhet? Eller en multinationell region? En annan fråga är i vilken utsträckning som möjligheterna att importera från angränsande länder ska inkluderas i den tillgängliga kapaciteten? Andra frågor rör hur mycket kapacitet som kommer att behövas några år framåt i tiden?

Det finns inga självklara svar, men frågorna visar att utformningen av en kapacitetsmekanism kräver ingående analys och innebär svåra avvägningar, bl.a. mellan önskan om hög leveranssäkerhet och risken för kostsam överkapacitet. En i ett vidare perspektiv viktig fråga är hur integrationen av de nationella elmarknaderna i Europa påverkas om olika länder inför olika typer av kapacitetsmekanismer (vilket redan har skett).

⁵² Det kan nämnas att detta system liknar de regler som gällde för den s.k. samkörningen under tiden innan elmarknadsreformen i mitten av 1990-talet.

6.4 STRATEGISKA RESERVER

En "strategisk reserv" är en delvis annan typ av kapacitetsmekanism. Ett exempel på en sådan är den "effektreserv" som Svenska kraftnät handlar upp och administrerar. Det är en reserv som kan aktiveras om leveranssäkerheten bedöms vara hotad. Den består numera endast av produktionskapacitet men har tidigare även innefattat utfästelser om reduktion av den momentana elanvändningen.

Effektreserven är i princip tillfällig men har vid flera tillfällen förlängts, senast till 2025. När den handlas upp skapas intäkter per MW tillgänglig kapacitet, men någon regelrätt marknad för tillgänglig kapacitet uppstår inte. Den strategiska reserven byggs i stället upp genom bilaterala avtal mellan systemoperatören och vissa producenter och, eventuellt, stora användare.

Till skillnad från de tidigare nämnda typerna av kapacitetsmekanismer, där all kapacitet står till förfogande även för "normal" produktion, används de resurser som finns i effektreserven endast vid hotande kapacitetsbrist. En annan skillnad är att systemoperatören inte anger en viss nödvändig kapacitet för elsystemet som helhet, utan mer flexibelt anpassar den strategiska reservens storlek till det bedömda behovet av extra kapacitet. Detta kan vara särskilt viktigt i en situation då det är svårt att bedöma behovet av tillgänglig effekt några år framåt i tiden.

6.5 EN MARKNAD FÖR TILLGÄNGLIG KAPACITET

En kapacitetsmekanism utformas och införs inom ramen för en politisk process. Men hotet om bristande leveranssäkerhet i det framväxande nya elsystemet ger också elmarknadens aktörer incitament att för egen del försäkra sig om en önskvärd grad av leveranssäkerhet. Detta kan ske genom etablering av en marknad för tillgänglig kapacitet, ofta kallad en marknad för effekt (MW). I det nuvarande systemet är det kravet på att vara i "balans", d.v.s. det s.k. balansansvaret, som kan förväntas driva denna process.

"Balansansvar" är som nämnts ett finansiellt krav på varje aktör på elmarknaden att, själv eller via kontrakt med en annan aktör, vara i balans vid⁵³ "gate closure". Att kravet är finansiellt innebär att det i och för sig är tillåtet att inte vara i balans, men eventuella under- eller överskott måste kompenseras med ofta ofördelaktiga köp eller försäljning av reglerkraft. Kostnaden för dessa transaktioner bärs av den "balansansvarige" men kostnaden kan, beroende på hur avtalen är utformade, föras vidare till de enskilda aktörer som överlätit sitt balansansvar till denne. Om så sker har inte bara de balansansvariga utan även varje enskild aktör ekonomiska incitament att vara i balans vid "gate closure". En annan faktor som kan förstärka dessa incitament är de ersättningar som, beroende på hur avtalen är utformade, utgår till kunder som kopplas bort.

Det är de enskilda aktörer som löper störst risk att inte vara i balans, i praktiken främst vind- och solkraftproducenter, som har de starkaste incitamenten att försäkra sig om tillgång till den kapacitet som man anser sig behöva. Det skulle kunna ske genom att en vindkraftpark kompletteras med en eller flera

⁵³ Noga räknat är kravet att "planera för och affärsmässigt åstadkomma balans mellan sin tillförsel och sina uttag av el". Kravet gäller för in- och utmatning inom varje enskilt elområde.

biogasturbiner som kan användas när vindkraftsproduktionen visar sig bli lägre än förväntat.

Alternativt kan man köpa en option på extra kapacitet från en annan aktör som då får betalt för den kapacitet som denne håller tillgänglig. Det kan då röra sig om ett bilateralt avtal, men det kan också växa fram en marknad för standardiserade optioner på tillgänglig kapacitet. Med andra ord ett system som liknar "reliability options" men som inte är dimensionerat av ett fastställt krav på tillgänglig kapacitet. Oavsett om det rör sig om bilaterala avtal eller handel med standardiserade optioner får aktörerna betalt för den kapacitet (MW) som de håller tillgänglig⁵⁴.

En växande andel vind- och solkraft i elsystemet medför att risken för obalanser ökar. Likaså ökar risken för att de obalanser som uppstår blir större och mer varaktiga. Därmed förstärks de ekonomiska incitamenten att säkerställa att man har tillgång till tillräcklig kapacitet, vilket i sin tur förstärker förutsättningarna för att skapa en marknad för tillgänglig kapacitet. Denna "modell" för att hantera "missing money" problemet kräver inga nya regleringar. Men för att vara samhällsekonomiskt effektiv kräver den att priset på reglerkraft reflekterar den relevanta samhällsekonomiska kostnaden för el i realtid.

6.6 LEVERANSSÄKERHET SOM EN FÖRSÄKRINGSFRÅGA

Oavsett om en kapacitetsmekanism införs eller om elmarknadens aktörer skapar en marknad för tillgänglig kapacitet blir såväl leveranssäkerheten (i elproduktionen) som elproduktionens samlade kostnader högre (men möjligen lägre än värdet av hög leveranssäkerhet). Kostnaderna för att höja produktionssystemet leveranssäkerhet måste i slutändan bäras av elkonsumenterna. Men det är då inte en avgift för den el som levereras utan en försäkringspremie; man försäkras sig mot risken att genom bortkoppling helt eller delvis bli utan el.

När det gäller elnäten är leveranssäkerhet är en kollektiv nyttighet; om ett problem uppstår i en del av elnätet så drabbar det alla som är anslutna till just denna del av elnätet. Men leveranssäkerheten i elproduktionen, i praktiken risken för att bli helt eller delvis kortkopplad, är en "privat" nyttighet som kan differentieras mellan olika elkonsumenter. Det betyder man kan skapa en marknad för olika typer av försäkringar mot bortkoppling.

Frågan är då hur mycket som konsumenterna är villiga att betala för denna försäkring. Genom att välja mellan olika typer av försäkringar kan en elkonsument välja mellan olika grader av leveranssäkerhet. Om kapacitetsläget skulle motivera bortkoppling av så innebär systemet att de som då kopplas bort är kompenserade av lägre priser på el medan konsumenter som valt att försäkra sig inte riskerar ett påtvingat avbrott i sin tillgång till el. Detta hindrar dock inte att kapacitetsläget kan bli så ansträngt att mer omfattande bortkoppling kan bli aktuell.

⁵⁴ Det kan nämnas att man på den "gamla" elmarknaden gjorde skillnad mellan "prima" och "sekunda" kraft och att producenter av sekunda kraft kunde "primagöra" denna genom avtal med producenter av prima kraft. Med andra ord fanns det en av marknadens aktörer skapat marknad för tillgänglig kapacitet.

6.7 HUR BÖR PROBLEMET LÖSAS?

För Sveriges del är risken för kapacitetsbrist under normalårsförhållanden i dagsläget relativt liten. En viktig orsak är att Norden har mycket god tillgång till flexibel vattenkraft, med vattenmagasin som i praktiken är stora batterier. Men i en framtid med mycket hög andel vind- och solkraft, all kärnkraft avvecklad och en 10- eller 20-års vinter kan risken för kapacitetsbrist vara mycket betydande. Detta har inte minst framhållits av Svenska kraftnät. Akut brist på kapacitet innebär att delar av eller hela effektreserven tas i bruk och ytterst att bortkoppling av vissa användare kan bli nödvändig.

Syftet med en kapacitetsmekanism är att förhindra att denna typ av situation uppkommer (utom under extrema och mycket sällsynta förhållanden). Men avgörande för behovet av en kapacitetsmekanism är hur stor risken för kapacitetsbrist faktiskt är och hur denna risk utvecklas i framtiden. Men är det då inte motiverat att "för säkerhets skull" införa en kapacitetsmekanism?

Det kan synas vara en klok strategi. Men som framgick ovan är det förenat med en hel del svåra avvägningar att införa en kapacitetsmekanism och när en sådan är på plats kan den leda till en del oönskade konsekvenser och därmed kostnader. En oönskad konsekvens är att en kapacitetsmekanism har ett så starkt fokus på leveranssäkerhet att en samhällsekonomiskt olönsam överkapacitet byggs upp. Med det finns också andra skäl att vara tveksam till värdet av en kapacitetsmekanism.

Ett är att en sådan inte bara minskar risken för kapacitetsbrist utan även begränsar prisökningarna när den momentana efterfrågan på el ökar. Därmed försvagas marknadsaktörernas incitament att investera i kapacitet med korta drifttider, d.v.s. den typ av kapacitet som behövs när den momentana efterfrågan är särskilt hög. Detta leder till att den kapacitet som kapacitetsmekanismen ska säkerställa tenderar att växa över tid. Samtidigt försvagas marknadsaktörernas incitament att utveckla en marknad för tillgänglig effekt.

En kapacitetsmekanism förhindrar dessutom inte tidvis mycket låga elpriser, vilket försvårar lösningen av problemet med vind- och solkraftens väderberoende. Det är just variationerna i elpriset, inte minst perioderna med mycket höga och mycket låga elpriser, som kan göra lagring av el och investeringar kortsiktig flexibilitet i elanvändningen lönsam. Den teknologiska utvecklingen, inte minst på batterisidan, är snabb och kan på sikt innebära tillgång till ekonomiskt effektiva metoder att hantera perioder med såväl mycket stor som mycket liten produktion av vind- och solkraft⁵⁵. Men för att detta ska vara möjligt måste det långsiktigt finnas en viss volatilitet i elpriserna.

Mot denna bakgrund innehåller frågan om det framtida elsystemets leveranssäkerhet ett dilemma. En kapacitetsmekanism kan troligen säkerställa en hög grad av leveranssäkerhet. Men den försvårar samtidigt framväxten av en marknad för tillgänglig kapacitet liksom utveckling och implementering av kostnadseffektiva metoder för lagring av el och flexibilitet i elanvändningen. Å

⁵⁵ Det bör nämnas att den planerade produktionen av fossilfritt stål (Hybrit och H2 Green Steel) förutsätter tillgång till stora mängder vätgas och att planen är att denna produceras med vindkraft. Men eftersom vätgas kan lagras kommer vindkraftens intermittens inte att direkt påverka produktionen av stål.

andra sidan är det osäkert hur väl som en marknad för tillgänglig kapacitet i kombination med teknisk utveckling och av konsumenterna vald grad av leveranssäkerhet kan förhindra akut brist på kapacitet.

Förslag till åtgärder

I detta perspektiv synes det rimligt och rationellt att bygga vidare på det befintliga systemet med "strategisk reserv". En strategisk reserv är liksom en kapacitetsmekanism en försäkring mot hotad leveranssäkerhet, men de problem som gäller för kapacitetsmekanismer gäller inte i samma utsträckning för en strategisk reserv. Exempelvis är det inte sannolikt att existensen av en strategisk reserv väsentligt minskar elprisernas volatilitet och därmed hindrar framväxten av en fungerande marknad för tillgänglig kapacitet och investeringar anläggningar för kostnadseffektiv lagring av el. Medan reglerna för och dimensioneringen av en kapacitetsmekanism måste vara långsiktiga kan storleken av en strategisk reserv årligen anpassas till hur risken för bristande kapacitet bedöms öka.

Men den strategiska reserv som då blir aktuell måste till stor del vara något annat än den befintliga effektreserven. Denna är i princip tillfällig och består för närvarande till största delen av oljeeldade kraftverk med lång starttid och låg flexibilitet. En framtida strategisk reserv bör vara permanent och bestå av anläggningar som på kort varsel och med stor flexibilitet kan användas vid hotande brist på kapacitet. Men den måste också innehålla anläggningar som till låg kostnad kan vara i drift om vindkraftsproduktionen är låg flera dagar i sträck. Samtidigt måste det finnas ett "golv" för priset på el som måste passeras innan den strategiska reserven får aktiveras. Därmed kommer elpriserna att kunna vara så volatila att det finns betydande incitament att utveckla en marknad för tillgänglig kapacitet och investeringar i kostnadseffektiv lagring och flexibel användning av el.

6.8 FRAMTIDENS ELMARKNADSDESIGN

Den framtida elmarknad som är relevant för svenska konsumenter och producenter av el kommer att vara mycket internationell; begreppet "den svenska elmarknaden" kommer att höra till historien. Det kommer också att vara en elmarknad där priserna, till följd av en hög andel vind- och solkraft, kommer att variera från dag till dag och från timme till timme mycket mer än vad som hittills varit vanligt.

Men denna framtid är till en betydande del redan här. Elmarknaden är nu nordisk-baltisk med starka kopplingar särskilt till Tyskland, Nederländerna och Storbritannien. Och redan nu varierar elpriserna från dag till dag i takt med vindförhållandena i norra Europa. Samtidigt är elpriserna i södra Sverige redan nu mer kopplade till elpriserna på kontinenten än till elpriserna i norra Sverige.

Framtidens elmarknad kommer sannolikt att skilja sig från dagens även i många andra i många avseenden. Handelsperioderna kommer att vara kortare, handeln på intra-dag marknaden kommer att vara betydligt större än den hittills varit och en betydande andel av elföretagens kunder kommer att kunna delta i den

kortsiktiga handeln med el. Svenska kraftnäts arsenal av instrument för att sköta sitt uppdrag kan komma att innefatta marknader för olika typer av stödtjänster.

Däremot behöver den lagstiftning och det regelverk som omger handeln med el inte skilja sig väsentligt från vad som gäller i dag. Det mesta av de förändringar som sker på elmarknaden under de närmaste decennierna, t.ex. framväxten av en marknad för tillgänglig kapacitet, kan ske inom ramen för nuvarande lagar och regelverk och genomföras av marknadens aktörer inklusive systemoperatören.

Men en väsentligt ökad risk för bristande leveranssäkerhet är ett förhållande som talar för en förändring av elmarknadens design. Teknisk utveckling kan minska denna risk, liksom en av aktörerna skapad marknad för tillgänglig effekt. Men som "försäkring" ter det sig motiverat att via en förändring av elmarknadens regelverk skapa ett arrangemang för att säkerställa en hög grad av leveranssäkerhet. Detta kan ha formen av en kapacitetsmekanism, men bör helst ha formen av en permanent strategisk reserv av den typ som beskrevs ovan,

Givet alla större och mindre förändringar som lagstiftare, systemoperatörer och övriga marknadsaktörer kan komma att genomföra kan den elmarknad som efter hand växer fram kanske beskrivas med ett citat av William Hogan, professor vid Harvard, som inför 1990-talets reformer av elmarknaden vid en konferens i Sverige sade: *"The lights will stay on but everything else will change"*.

7 Förslag till forskning

Forskning om elmarknaden kan vara tillbakablickande eller framåtblickande. Den tillbakablickande forskningen handlar om att granska och utvärdera hur elmarknaden och dess regelverk faktiskt har fungerat. Den framåtblickande forskningen handlar om att identifiera specifika problem eller nya alternativ för institutioner och regelverk m.m. och att utveckla metoder för att belysa dessa. Båda typerna av forskning kan bidra med väsentlig ny kunskap. Men vad forskningen exakt ska handla om är det till en betydande del forskarnas uppgift att precisera. I själva verket handlar forskning mycket om att upptäcka för samhället viktiga och forskningsbara problem och att finna metoder för att belysa och analysera dessa.

Men den kunskapsutveckling som kvalificerad forskning leder till gynnas också av att de potentiella användarna av denna kunskap anger de områden som man finner angelägna att på olika sätt belysa närmare. Det rör sig då i allmänhet, men inte alltid, om s.k. tillämpad forskning. Tillämpad forskning kan enklast definieras som forskning som syftar till att belysa specifika frågeställningar eller besvara specifika i förväg ställda frågor. I det sistnämnda fallet kan gränsdragningen mot konsultuppdrag dock vara svår.

Emellertid finns det ett antal övergripande frågeställningar kopplade till elmarknaden inom vilka kvalificerad, tillämpad eller mer grundläggande, forskning är angelägen och vars resultat är värdefulla för olika typer av beslutsfattare finns:

Utveckling av modellverktyg för analys av elmarknaden

Det finns en lång tradition att använda numeriska modeller inom energiområdet. I allmänhet handlar det då antingen om långsiktiga planeringsmodeller eller kortsiktiga driftmodeller. Båda ansatserna har visat sig vara användbara och värdefulla, men bygger samtidigt, som alla modeller, på antaganden som under vissa omständigheter är problematiska. Speciellt gäller detta antaganden som gör att modellen inte kan belysa konkurrensförhållanden på marknaden eller den osäkerhet som är en viktig faktor i samband med såväl kortsiktig drift av elsystemet som långsiktiga investeringar i detta. Modellerna är inte heller lämpade för att jämföra och utvärdera olika alternativ för elmarknadens design.

Dock finns det i den energiekonomiska litteraturen ansatser, exempelvis s.k. agentbaserade modeller, som kan användas för att belysa hur elmarknaden fungerar under olika antaganden om aktörernas beteende och marknadens regelverk. Denna typ av frågor kan också studeras med hjälp av experiment i laboratoriemiljö, inspirerade av Nobelpristagaren Vernon L. Smith. Forskning om elmarknadens design kan ge en grund för kunskapsbaserad utvärdering av förslag om förändringar i denna.

Samspel mellan produktion och elnät

Merparten av forskningen om elmarknaden utgår från produktionssystemets karaktäristika men tar elnätets kapacitet för givet. I verkligheten är det ett mer eller mindre tydligt samspel mellan produktionssystemet och den infrastruktur som

elnätet utgör. Elnätets kapacitet och prissättningen på elnätstjänster spelar roll för produktionens lokalisering. Samtidigt påverkas elnätets tillräcklighet av beslut om lokalisering av produktionsanläggningar. Forskning om samspelet mellan produktion, handel och infrastruktur skulle öka och fördjupa kunskapen om elsystemet och elmarknaden.

Konsumentbeteende

Vid diskussioner om elsystemet och elmarknaden används ofta uttrycket "elbehovet". Vid motsvarande diskussioner om andra marknader talar man däremot om "efterfrågan". Medan "behov" antyder något utifrån bestämt och konstant är "efterfrågan" något som är flexibelt och beror på inkomster, priser och många andra faktorer. Som tidigare nämnts är ett av elmarknadens särdrag att slutkonsumenterna inte deltar direkt i den kortsiktiga handeln. I producenternas och elhandlarnas planering ingår därför en prognos på hur mycket el som kommer att användas, inte en analys av hur konsumenterna kommer att reagera på priser och andra förhållande på elmarknaden.

Med ny teknik, som gör det möjligt för konsumenter att delta aktivt i den kortsiktiga handeln med el, samt en ökad kortsiktig volatilitet i elpriserna blir det i framtiden nog mindre av "elbehov" och mer av "efterfrågan" på elmarknaden. Men då blir det också viktigt med djupare insikter om det som styr konsumenternas efterfrågan på el, inte minst om hur de reagerar på stora kortsiktiga prisvariationer och hur de värderar risken för avbrott i elleveranserna. Dessutom blir det viktigt att bättre förstå konsumenternas attityder till olika kraftslag och dessas miljöeffekter, inte minst med hänsyn till lokaliseringen av tillkommande vindkraftverk.

Design av fysiska och finansiella marknader

I de föregående kapitlen har frågan om design och handelsregler på en rad existerande eller eventuellt tillkommande fysiska och finansiella marknader diskuterats, exempelvis marknader för tillgänglig kapacitet och marknader för prissäkring. Likaså har frågan om handelns fördelning mellan organiserade marknadsplatser, mäklarorganiserad handel och bilaterala avtal berörts. Ett relaterat område rör hur skillnader i handelsregler mellan olika marknader, t.ex dagen-före och intra-dag marknaderna eller den nordiska och tyska elmarknaden, påverkar effektiviteten i handeln med el och i slutändan effektiviteten i hela elsystemet.

Sammantaget rör det sig om ett mångfacetterat forskningsområde område där kvalificerad forskning skulle kunna göra nytta. Den tvärvetenskapliga karaktären på de aktuella frågorna kan också stimulera forskningssamarbeten mellan specialister inom områden som elsystem, prisbildning på olika typer av marknader, teorin för internationell handel, kontraktsteori och finansiell ekonomi.

Avslutande kommentar

En avslutande kommentar är att det för samhället mest värdefulla resultatet av forskning inom de nämnda områdena inte nödvändigtvis är de rapporter som publiceras. Det är i stället kompetensen, och intresset för elmarknadsfrågor, hos de

människor som tagit fram rapporterna. Personer som genom kvalificerad forskning förvärvat en gedigen kompetens om elmarknaden är de som är bäst lämpade att göra tillämpad forskning eller konsultliknande uppdrag inom detta område. Men då måste det röra sig om just kvalificerad forskning.

LÅNGSIKTIGA INVESTERINGAR OCH HANDEL PÅ FRAMTIDENS ELMARKNAD

Det svenska elsystemet håller på att ställas om. Vind- och solkraft byggs ut i snabb takt samtidigt som efterfrågan på el väntas öka kraftigt under de närmaste decennierna. Syftet med det här projektet har varit att identifiera och analysera de utmaningar som omställningen av elsystemet innebär och att bedöma hur och av vem som utmaningarna bör hanteras.

En stor utmaning rör incitamenten för långsiktiga investeringar i elsystemet. En annan stor utmaning rör elmarknadens regelverk, "design", och organiseringen av handelsplatser med mera. Den fråga som analyseras är om regelverket och övriga delar av elmarknadens utformning, kommer att vara ändamålsenliga och effektiva även i en framtid med en hög andel vind- och solkraft i produktionen av el.

En slutsats i projektet är att det är motiverat att som en "försäkring" bygga upp en strategisk reserv med anläggningar som med kort varsel kan tas i bruk vid hotande kapacitetsbrist såväl under några timmar som under flera dygn i sträck. Men förutom införandet av en permanent strategisk reserv är det inte motiverat med några väsentliga förändringar av elmarknadens grundläggande regelverk. Däremot kommer elmarknadens aktörer, inklusive systemoperatören (Svenska kraftnät), att behöva anpassa handelsregler, kontraktsformer och mycket annat till de ändrade förutsättningar som omställningen till ett elsystem med hög andel vind- och solkraft innebär.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se