

IFN Policy Paper nr 92, 2020

## **Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden**

Pär Holmberg och Thomas Tangerås

# **Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden**

**3 oktober 2020**

**Rapport för Svenskt Näringsliv**

Pär Holmberg ([par.holmberg@ifn.se](mailto:par.holmberg@ifn.se))

Thomas P. Tangerås ([thomas.tangeras@ifn.se](mailto:thomas.tangeras@ifn.se))

## Innehållsförteckning

Förord .....	4
Sammanfattning .....	5
Executive summary .....	8
Icke-teknisk kortversion .....	11
1 Inledning .....	23
2 Den reformerade nordiska elmarknaden .....	26
2.1 En kort historik .....	26
2.2 Utvecklingen i produktionskapaciteten .....	28
2.3 Utvecklingen i kapaciteten i överföringssystemet mellan länderna .....	31
3 Incitamenten att investera i kapacitet på elmarknaden .....	32
3.1 Elspot och betydelsen av lokala marknadspriser på el .....	33
3.2 Betydelsen av resursbrist .....	37
3.3 Marknaderna för ombalansering .....	39
3.4 Betydelsen av finansiella kontrakt .....	45
4 Energipolitiken i Sverige och EU .....	47
4.1 Ekonomiskt stöd till och beskattning av elproduktion .....	47
4.2 Betydelsen av ökad marknadsintegration .....	56
4.3 Liberaliseringen och investeringarna på elmarknaden .....	61
5 Kort om elmarknader i världen .....	62
6 Kapacitetsmarknader .....	64
6.1 Villkor för effektiva investeringar på en energy-only marknad .....	65
6.2 Varför används kapacitetsbetalningar? .....	67
6.3 Problem med kapacitetsbetalningar .....	69
6.4 Hur påverkas investeringarna av kapacitetsbetalningar och pristaket? .....	71
6.5 Hur stora bör kapacitetsbetalningarna vara? .....	72
6.6 Problem med väderberoende elproduktion och ställtider .....	73
6.7 Vad bestämmer efterfrågan på kapacitet? .....	75
6.8 Hur ska priserna sättas i en kapacitetsupphandling? .....	76
6.9 Vem ska upphandla kapacitet? .....	78
6.10 Vilken information bör aktörerna få under/efter en upphandling? .....	78
6.11 Hur lång tid i förväg bör kapacitet handlas upp? .....	79
6.12 Sammanfattning .....	80

7	Strategisk effektreserv.....	82
7.1	Fördelar med en effektreserv kontra en kapacitetsmarknad.....	83
7.2	Nackdelar med effektreserven.....	84
7.3	Effektreserver på en integrerad elmarknad.....	85
7.4	Sveriges effektreserv.....	86
7.5	Kan Sveriges effektreserv förbättras?.....	88
8	Alternativ till kapacitetsmekanismer.....	90
9	Vad är en lämplig design för Sveriges framtida elmarknad?.....	91
	Referenser.....	96

## Förord

Denna rapport syftar till att analysera incitamenten att investera i ny elproduktion i Sverige och är författad på uppdrag av Svenskt Näringsliv.

Rapportförfattarna, Pär Holmberg ([www.ifn.se/parh](http://www.ifn.se/parh)) och Thomas P. Tangerås ([www.ifn.se/thomast](http://www.ifn.se/thomast)), är docenter i nationalekonomi och verksamma vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN). Alla åsikter som förmedlas i rapporten är författarnas egna och återspeglar inte nödvändigtvis IFN:s eller uppdragsgivarnas åsikter. Däremot vilar all analys på samhällsekonomisk grund.

En referensgrupp från Svenskt Näringsliv har bidragit med synpunkter och kommentarer i loppet av arbetets gång. Vi tackar även Zarah Andersson vid Svenska Kraftnät för information rörande den svenska effektreserven.

Stockholm den 3 oktober 2020

Pär Holmberg och Thomas P. Tangerås

## Sammanfattning

Elförsörjningen i Sverige står inför stora utmaningar de kommande åren. Befolkningsökning, elektrifiering av transporter och industriella processer samt etablering av ny elintensiv industri, särskilt datacenter, förväntas leda till en stor ökning i elanvändningen. En stor del av produktionen närmar sig sin tekniska livslängd och kommer behöva förnyas eller ersättas med annan produktion de nästa 20 åren. Stora investeringar behövs i elnätet för att ersätta åldrande infrastruktur, anpassa nätet till nya mönster i förbrukning och produktion och ökad integration med andra länder. De viktigaste energikällorna i Norden har varit kärnkraft, vattenkraft, värmekraft och fossil kondenskraft, men de sista 25 åren har de mesta av investeringarna i ny kapacitet varit i vindkraft och annan produktion som bygger på förnybara energikällor. Den installerade vindkraften överstiger nu kärnkraften. Omvandlingen mot ett energisystem som till stor del bygger på väderberoende och icke-planerbar elproduktion riskerar påverka tillförlitligheten i elsystemet om det inte finns tillräcklig annan kapacitet som kan täcka upp för bortfallet av produktion när vindkraften inte kan leverera.

Denna rapport belyser frågan hur man ska säkerställa tillräcklig kapacitet för att uppnå en tillförlitlig tillgång på el till skäliga priser i den framtida energiförsörjningen. Rapporten fokuserar på incitamenten att investera i ny elproduktion, identifierar styrkor och svagheter med den nuvarande marknaden och kommer med förslag på förbättringar. Mer specifikt är ett mål med rapporten att bidra med förslag på hur elmarknaden ska bli mer samhällseffektiv.

Sverige är en del av den integrerade nordiska elmarknaden. Denna marknad består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade marknaden för produktion av och handel med el. Den andra är det reglerade elnätet. Huvudargumentet för avregleringen var att elproduktion och investeringsbeslut på marknadsmässiga grunder skulle öka effektiviteten i elförsörjningen.

Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på elbörsen, *Nord Pool*. Den största av Nord Pools marknader är *Elspot*. Där anger producenter hur mycket el de önskar att sälja till olika priser nästa dygn. Återförsäljare och större industrier lämnar in motsvarande bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser. Priset på Elspot sätts till den nivå där utbudet möter efterfrågan. Priserna som slutkunderna får betala för sin förbrukning baseras i sin tur på Elspot. Elspot indelas i elområden då flaskhalsar uppstår i elnätet. Priset blir högre i områden som importerar och lägre i områden som exporterar el. Elspot kan klareras upp till 36 timmar innan leverans. Då kan det uppstå behov att ändra positionerna allt eftersom ny information når marknaden. Ombalansering kan man göra på Nord Pools intra-dag marknad, *Elbas*, eller på Svenska Kraftnäts *reglerkraftmarknad*. Elbas stänger 60 minuter innan leveranstimmen och reglerkraftmarknaden 45 minuter innan.

Den nordiska elmarknaden byggde ursprungligen på *energy-only* principen, vilket innebär att elbolagen endast får betalt för den el de producerar och kunderna endast betalar för den el de förbrukar. I teorin ska detta ge marknaden tillräckliga incitament att företa de investeringar som behövs för att säkerställa en kostnadseffektiv och tillförlitlig elförsörjning. En kostnadseffektiv elförsörjning innebär som oftast att det är en optimal blandning av olika produktionsteknologier, såsom kärnkraft, vattenkraft och förnybart, som minimerar den totala

produktions- och investeringskostnaden. Den ursprungliga marknaden hade dock svagheter. Exempelvis fick marknaden inga prissignaler om var i Sverige behovet av ny kapacitet var som störst eftersom landet utgjorde ett enda elområde med ett enhetligt elpris. Indelningen i fyra elområden år 2011 var en förbättring, men inte tillräcklig effektiv. Sverige bör därför delas in i ytterligare elområden, med särskilt fokus på att synliggöra den ökande risken för resursbrist i storstadsområden.

Resursbrist uppstår på Elspot när utbudet inte är tillräckligt för att täcka efterfrågan. Tidigare sattes priset i sådana situationer till det högsta säljbudet på Elspot. Detta gav särskilt svag lönsamhet att investera i sådan toppkraft som används i situationer med resursbrist då dessa anläggningar endast fick ersättning för sina rörliga kostnader. Numera sätts priset lika med pristaket på Elspot i situationer med resursbrist. Denna ändring torde stimulera till ökade investeringar, inte minst i toppkraft. Även ökad integration av marknaderna kommer öka priset på el i Sverige. Ökade priser på utsläppsmarknaden EU-ETS har samma effekt. Dessa prisökningar gynnar också investeringar i ny elproduktion i Sverige.

Införandet av systemet med elcertifikat 2003 har särskilt stimulerat investeringar i vindkraft. Vindkraften är svår att planera dag för dag vilket ökar behovet för ombalansering. Trenden har mest gått i riktning av ökad handel på Elbas. Ökad balanshandel förstärker incitamenten att investera i flexibla teknologier, särskilt vattenkraft och batterier vilka gör sina vinster på prisskillnader på marknaden. Denna handel skulle sannolikt stimuleras ytterligare om intra-dag marknaden blev auktionsbaserad. Detta innebär att handeln klareras vid regelbundna och förutbestämda tidpunkter istället för att handeln klareras kontinuerligt varje gång som en ny order anländer. Denna förändring skulle öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på Elbas. En auktionsbaserad intra-dag handel tillämpas bland annat på elmarknaden i Spanien.

I dag är längden på varje leveransperiod satt till 60 minuter, vilket innebär att all el som produceras inom samma leveransstimme får samma pris. En ökad andel variabel elproduktion innebär dock att mera högfrekventa prisändringar blir nödvändiga för att återspegla förändrad tillgänglighet på kort sikt. För att anpassa marknaden till dessa behov, kommer EU korta leveransperioderna på elmarknaderna till 15 minuter.

Elsäkringsavtal för vindkraft (PPA) och andra långsiktiga leveranskontrakt är viktiga för att minska prISRISKEN i samband med investeringar i ny produktion. En organiserad handel kring standardiserade kontrakt skulle förenkla för investerare att minska investeringsrisken genom att öka konkurrensen, transparensen och likviditeten på marknaden. Om detta inte räcker för att åstadkomma kapitaltunga investeringar, kan man överväga att reglera terminshandeln ytterligare. I vissa länder i Latinamerika kräver regleringsmyndigheten att elhandlare i förväg säkrar upp till 90 % av sina kunders planerade elförbrukning genom långsiktiga kontrakt.

Förslagen ovan bidrar till att öka effektiviteten, förbättra incitamenten att investera och öka tillförlitligheten i elförsörjningen, men det är fortfarande osäkert om detta är tillräckligt. Ett problem med energy-only marknader är om pristaket sätts för lågt för att stimulera tillräckliga investeringar, vilket vi såg exempel på ovan. Orsaken till varför länder sätter ett lågt pristak, kan vara att begränsa bolagens marknadsmakt, konsumenternas prISRISK, eller att väldigt höga priser är politiskt kostsamma. Numera sätts pristaket på elbörserna av EU, men det är ändå

osäkert om det är tillräckligt högt. Investeringscykler, tekniskiften och regeländringar kan leda till ändringar i kapaciteten som under en övergående period innebär förhöjd risk för elbrist vilket innebär att bortkoppling av kunder kan bli nödvändig. Det kan alltså finnas skäl att komplettera marknaden med någon sorts investeringsstöd för att säkra tillförlitligheten i elförsörjningen. I vanliga *kapacitetsmekanismer* får elbolagen ersättning för att tillhandahålla viss kapacitet en given period oavsett om de anläggningar som får ersättning sedan används eller inte. Kapacitetsbetalningar betalas i regel ut i proportion till anläggningarnas kapacitet.

Det finns två huvudsakliga mekanismer. I USA är det vanligast med *kapacitetsmarknader*. Dessa är marknadsomfattande genom att all kapacitet på marknaden får kapacitetsbetalningar. En kapacitetsmarknad är emellertid dåligt lämpad för en marknad med mycket vattenkraft och annan förnybar elproduktion, som i Sverige. Dessutom har en sådan marknad svårt att hantera batterier och efterfrågefleksibilitet, vilka kan bli viktiga teknologier på en framtida elmarknad. Huvudproblemet är att man för varje anläggning behöver mäta en tillförlitlig kapacitet för att undvika att betala för en kapacitet man inte är garanterad.

Det är högst osäkert om det är samhällsoptimalt för Sverige att införa en kapacitetsmekanism. Det är inte heller säkert att EU kommer tillåta detta, då sådana mekanismer endast kommer godkännas om landet kan visa att de behövs för tillförlitligheten i elsystemet. Men om så är fallet, torde den mest effektiva mekanismen vara en *strategisk effektreserv*. Detta innebär att man endast handlar upp den kapacitet som behövs för att täcka elunderskottet på marknaden i fall av hotande elbrist. Sverige har en effektreserv redan i dag. Effektreserven utgör ett relativt litet ingrepp då det mesta av investeringarna fortfarande bestäms på marknadsmässiga villkor. Däremot är det risk att effektreserven sätts för högt eftersom upphandlingskostnaden enkelt kan vältras över på kunderna i form av ökade nättariffer. Det är tveksamt om man ska ställa större miljökrav på anläggningar i effektreserven än på resten av marknaden. Dessa fördyrar upphandlingen utan större miljövinster då anläggningarna så sällan kommer till användning.



## Executive summary

The electricity market in Sweden faces major challenges in the coming years. Population growth, electrification of transport and industrial processes and the establishment of new electricity-intensive industries, especially data centers, are expected to cause a large increase in electricity consumption. A large part of production is approaching its technical life span and will need to be renewed or replaced with other production over the next 20 years. Large investments are required in the electricity grid to replace aging infrastructure, adapt the grid to new patterns in consumption and production and to increase integration with other countries.

The most important energy sources in the Nordics have been nuclear, hydro, combined heat and power, and fossil condensing power, but for the last 25 years most of the investments in new capacity have been in wind power and other generation based on renewable energy sources. Installed wind power capacity now exceeds nuclear power capacity. Reliability of an electricity system based on a substantial share of weather-dependent and inflexible production requires sufficient other capacity to offset the loss of output when wind power fails to deliver.

This report addresses the question of how to ensure sufficient capacity to achieve a reliable supply of electricity at reasonable prices in the future electricity market. The report focuses on the incentives to invest in new electricity generation, identifies strengths and weaknesses of the current market design and makes suggestions for improvements with the purpose of increasing efficiency.

Sweden is part of the integrated Nordic electricity market. This market has two main parts. The first is the deregulated market for electricity production and trade. The other is the regulated electricity grid. The main argument for deregulation was that electricity generation and investment decisions on market terms would increase the efficiency of electricity supply.

Most of the electricity produced in the Nordic region is sold on the *Nord Pool* power exchange. The largest of Nord Pool's markets is *Elspot*. On Elspot, producers state how much electricity they want to sell at different prices for each hour the next day. Retailers and large industrial plants submit bids stating how much electricity they are willing to buy at different prices. The Elspot price is set to the level at which supply meets demand. End-user prices are in turn based on Elspot prices. Elspot is divided into price areas (zones) when bottlenecks occur in the grid. The price is higher in areas that import and lower in areas that export electricity. Elspot can be cleared up to 36 hours before delivery. It may then be necessary to rebalance positions as new information is revealed to the market. Rebalancing can be done on Nord Pool's intra-day market, *Elbas*, or on Svenska Kraftnät's regulating power market. Elbas closes 60 minutes before the delivery hour and the regulating power market 45 minutes before.

Originally the Nordic electricity market was based on the *energy-only* principle, which means that producers only are paid for the electricity they feed into the grid and consumers only pay for the electricity they withdraw from it. In theory, this market design should provide sufficient investment incentives to achieve a cost-efficient and reliable electricity system. Yet, the original market design had a number of flaws. For instance, the market received no price

signal about where in Sweden the need for new capacity was greatest, as Sweden constituted a single price area with a uniform price. The division into four price areas in 2011 was an improvement, but insufficient. Sweden should therefore be divided into additional electricity areas, with particular emphasis on increasing the visibility of resource constraints in metropolitan areas.

Elspot suffers a resource shortage when market supply is insufficient to meet market demand. Previously, the price was set at the maximal sales bid on Elspot in such situations. This resulted in particularly weak investment incentives for peak-load power as these units were only reimbursed for their unit variable costs. Since 2018, the scarcity price is set equal to the price cap at Elspot in situations with resource shortage. This change should stimulate investments in new capacity, not least in peak-load power. Increased market integration will increase the price of electricity in Sweden, and so will higher emission prices in the EU-ETS. These price increases will stimulate investment in new electricity generation in Sweden.

The electricity certificate system established in 2003 has in particular delivered investment in new wind power. Wind power availability is difficult to estimate on a day-to-day basis, which increases the need for rebalancing. The trend has mostly been in direction of increased trade on Elbas. Increased balancing trade strengthens incentives to invest in flexible technologies, especially hydropower and batteries, which earn profit on price differences in the market. This trade would probably be further stimulated if the intra-day market became auction based, as in Spain. This means that the market clears at regular intervals instead of continuously. Such a change would increase transparency, efficiency and liquidity in the Elbas market.

Today, Nordic electricity markets are cleared in 60 minute intervals. Hence, all electricity produced within the same delivery hour receives the same price. An increasing share of variable electricity production implies that more frequent price changes will be necessary to reflect short-term changes in generation availability. In response to these needs, the EU will shorten delivery periods to 15 minutes. This should also increase the profitability of flexible electricity production.

Electricity hedging agreements for wind power (PPA) and other long-term supply contracts are important tools to reduce the price risk associated with investments in new generation capacity. Organized trading of standardized contracts would facilitate hedging of investment risk by increasing competition and liquidity in the financial market. If organized trade is insufficient to stimulate capital-intensive investments, then forward markets could be further regulated. In some Latin-American countries, a regulatory mandate requires retailers to buy up to 90 % of planned consumption several years in advance.

The above changes will increase efficiency, improve investment incentives and increase the reliability of electricity supply. A remaining problem with an energy-only market is that price caps tend to be too low, which generates underinvestment regardless of how efficient the electricity market otherwise is. Countries could set a low price cap to reduce market power, limit consumer price risk, because very high prices are politically costly, or for other reasons. The EU is now responsible for setting the price cap on the power exchanges in Europe, but they can be too low even so. Another issue is that investment cycles, technology shifts and

regulatory changes can lead to capacity changes that entail an increased risk of electricity shortages during a transient period. Thus, there may be reasons to supplement the market with investment support to ensure the reliability of electricity supply. In *capacity mechanisms*, producers are remunerated for providing capacity during a certain time period, regardless of whether the units that receive compensation are utilized. Capacity payments are usually paid in proportion to the capacity of the facilities.

There are two main mechanisms. *Capacity markets* are most common in the United States. These are market-wide in the sense that all capacity in the market receives capacity payments. However, capacity markets are not ideal for systems with substantial amounts of hydropower and other renewable electricity generation, as in Sweden. In addition, capacity markets have difficulties in handling battery and demand flexibility technologies, which will likely become important attributes of a future electricity market. The main problem is that each unit requires estimation of its reliable capacity.

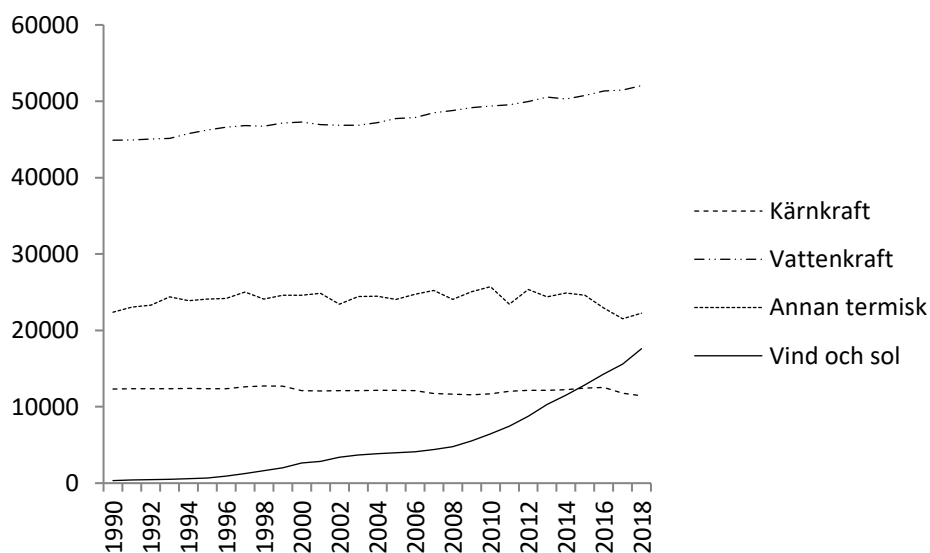
It is questionable whether a capacity mechanism is necessary in Sweden. It is also far from certain that the EU will even allow such a mechanism in the future, because permission will be granted only if the country can demonstrate its necessity for maintaining system reliability. If so, the most efficient mechanism would be a *strategic reserve*. A strategic reserve means that the system operator only holds sufficient capacity to cover the difference between demand and supply in case of a market shortage. Sweden already has such a reserve in place. A strategic reserve constitutes a relatively minor intervention in the market as most of the investments are decided on market terms. However, there is a risk that the procured capacity is set too high since the procurement cost can easily be passed on to consumers. It is doubtful whether one should impose stronger environmental requirements on plants in the strategic reserve than on the rest of the market. These render the procurement more costly without generating major environmental benefits, as the plants are so rarely used.

## Icke-teknisk kortversion

Elförsörjningen i Sverige står inför stora utmaningar de kommande åren. Många förväntar att befolkningsökning, elektrifiering av transporter och industriella processer samt etablering av ny elintensiv industri, särskilt datacenter, kommer leda till en stor ökning i elanvändningen. Enligt vissa bedömningar kan förbrukningen öka med 20 % eller mera de nästa 20 åren. En stor del av produktionen närmar sig sin tekniska livslängd och kommer behöva förnyas eller ersättas med annan produktion inom samma tidsperiod. Stora investeringar behövs i elnätet för att ersätta åldrande infrastruktur, anpassa nätet till nya mönster i förbrukning och produktion och ökad integration med andra länder.

Denna rapport belyser frågan hur man ska säkerställa den kapacitet som behövs för att uppnå en tillförlitlig tillgång på el till skäliga priser i den framtida energiförsörjningen. Rapporten fokuserar på incitamenten att investera i ny elproduktion, identifierar styrkor och svagheter med den nuvarande marknaden och föreslår förbättringar utifrån en samhällsekonomisk utgångspunkt. På en samhällsoptimal elmarknad produceras elen till lägsta möjliga totala produktions- och investeringskostnad givet de begränsningar som finns i elnätet. Därtill ska en samhällsoptimal marknad ha rätt mängd produktionskapacitet för att uppnå önskad grad av leveranssäkerhet. En effektiv elmarknad bygger oftast på en optimal blandning av olika produktionsteknologier som delvis fyller olika funktioner i elsystemet. Rapporten belyser även hur olika marknadslösningar påverkar konsumenterna respektive producenterna.

Figur 1: Installerad produktionskapacitet (MW) i Norden (ej Island) 1990-2018



De viktigaste energikällorna i Norden har traditionellt varit kärnkraft, vattenkraft, värmekraft och fossil kondenskraft. Gemensamt för alla dessa är att de utgör planerbar elproduktion med hög tillförlitlighet. Som Figur 1 visar, har kapaciteten i den planerbara elproduktionen endast ökat något de senaste tre decennierna. Kapaciteten i vattenkraften gick upp med 16 % mellan 1990 och 2018, medan kärnkraft och annan termisk produktion har legat still eller sjunkit. De sista 25 åren har de mesta av investeringarna i ny kapacitet varit i väderberoende och icke-planerbar elproduktion som vindkraft, med jämförelsevis låg tillförlitlighet. Under 2015 var

exempelvis tillgängligheten i den nordiska sol- och vindkraften 32 % sett över hela året medan tillgängligheten i kärnkraften var 70 %. En annan utmaning är att väderberoendet gör det svårt att planera dag för dag hur mycket vindkraft som kommer produceras. Utvecklingen från en elförsörjning baserad på planerbar och tillförlitlig produktion mot en försörjning byggd mera på icke-planerbar produktion med låg tillförlitlighet torde fortsätta de närmsta åren. Till exempel har två av kärnkraftsreaktorerna i Oskarshamn och en reaktor i Ringhals tagits ur drift de senaste åren. Vattenfall planerar stänga ytterligare en reaktor i Ringhals inom kort. Då återstår endast sex av de ursprungliga tolv kommersiella reaktorerna i Sverige.

Utvecklingen i Figur 1 har både ekonomiska och politiska förklaringar. De nordiska länderna reformerade sina elmarknader under 1990- och början av 2000-talet. Fundamentala ändringar bestod för det första i att marknaderna för produktion och handel med el avreglerades. För det andra förbättrades regleringen av elnätet. Dessa reformer byggde på ett ökande missnöje med ineffektiviteten i elförsörjningen. Ett huvudproblem var att investeringar inte baserades på jämförelser mellan det förväntade värdet av ny produktion och nätkapacitet å ena sidan och kostnaden för dessa investeringar å andra sidan. I stället hade länderna låtit kapaciteten öka i syfte att säkerställa billiga leveranser av energi till den elintensiva industrin. Kostnaden lades på hushåll och verksamheter som inte fick tillgång till billig energi. Tanken med att avreglera elmarknaden var att priser satta utifrån marknadens totala efterfrågan på el och kostnaden för att producera elen skulle ge bättre signaler för att investera i kapacitet. Sedan liberaliseringen har elmarknaden undergått ett paradigmskifte från ett reglerat system där investeringar var riskfria och garanterade en viss avkastning, till ett marknadssystem där investeringar är riskfyllda med osäker avkastning. Detta paradigmskifte, samt en initial överkapacitet, är några förklaringar till varför viss kapacitet har legat konstant eller sjunkit efter avregleringen.

### **Den avreglerade elmarknaden**

Sverige är en del av den integrerade nordiska elmarknaden. Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på elbörsen, *Nord Pool*.<sup>1</sup> Den största av Nord Pools marknader är dagen-innan marknaden *Elspot*. Under 2018 handlades 396 TWh el på Elspot, vilket utgjorde 95 % av den totala produktionen i Nord Pool området det året. Elspot är av fundamental betydelse för den nordiska elmarknaden, men inte bara på grund av sin storlek. Elspot sätter även riktlinjen för andra viktiga marknader. För det första sätts slutkundspriser till hushåll ofta som ett påslag på Elspotpriset. För det andra fungerar Elspot som referenspriser för de finansiella kontrakt som marknadsaktörer använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning. Därför är det idag de förväntade priserna på Elspot som ger de starkaste marknadssignalerna om lönsamheten att investera i ny produktionskapacitet i Sverige.

På Elspot anger elproducenter varje dag innan klockan tolv hur mycket el de önskar att sälja till olika priser varje timme under nästföljande dygn. Motsvarande lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Nord Pool skapar därefter en utbudskurva för varje timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud för den timmen och en efterfrågekurva

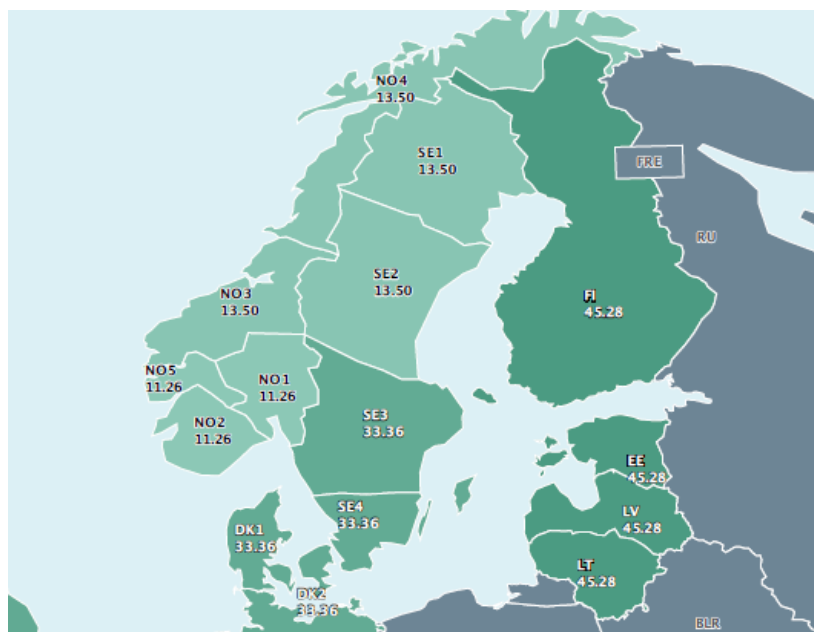
---

<sup>1</sup> Sedan juni 2020 kan marknadsaktörerna i Norden även handla på elbörsen *EPEX Spot*.

genom att summera alla köpbud för den timmen. *Systempriset* på Elspot för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan.

Produktionen och förbrukningen är ojämnt fördelad i de nordiska länderna. Exempelvis ligger mycket av den svenska vattenkraften i norr medan en relativt stor del av elen konsumeras i storstadsregionerna i söder. Ibland uppstår därför flaskhalsar i systemet då elnätet inte har tillräcklig överföringskapacitet att hantera alla elflöden som behövs för att balansera utbud och efterfrågan till systempriset. För att hantera kapacitetsbegränsningarna i elnätet, delas Elspot in i så mycket som femton olika elområden med lokal klarering av marknaden. Elpriset blir högre än systempriset i elområden med efterfrågeöverskott och lägre i elområden med produktionsöverskott. Områdespriserna ger därför signaler om var i regionen det finns brist på eller överskott av produktionsresurser. Investeringar i ny elproduktion dras till områden med höga priser medan det är lönsamt att förlägga ny elintensiv industri till elområden med låga priser. Prisskillnader mellan elområden ger även signaler om var i nätet värdet av ny kapacitet i överföringsnätet är högst. Elområden är därför fundamentala för en effektivt fungerande elmarknad på kort och lång sikt.

Figur 2: Elområdespriser Nord Pool Elspot i EUR/MWh, 12 maj 2020, 07:00-08:00



Källa: [nordpoolgroup.com/maps/#/nordic](https://nordpoolgroup.com/maps/#/nordic)

Sverige är sedan 2011 indelat i fyra elområden från norr till söder. Dessförinnan utgjorde Sverige ett enda elområde. Figur 2 är hämtad från Nord Pool och visar priserna i EUR/MWh i de olika elområdena på Elspot för leveranstimmen 07:00-08:00 den 12 maj 2020. I jämförelse var systempriset 13,90 EUR/MWh den timmen. Indelningen i elområden har drivit upp priset och därmed gjort det mera lönsamt att investera i ny elproduktion i södra Sverige. Samtidigt har det blivit mera lönsamt att etablera ny förbrukning i norr eftersom priset där har blivit lägre. Investeringar baserat på lokala skillnader i elpriser skapar en bättre lokal balans mellan produktion och förbrukning än förut. Elområden innebär även en omfördelning av

handelsvinsterna på elmarknaden. Konsumenter i norr och producenter i söder har gynnats av indelningen medan producenter i norr och konsumenter i söder har förlorat.

Strukturomvandlingar både på produktions- och konsumentensidan gör att flaskhalsarna i elnätet ändras över tid. Exempelvis finns det tecken på att den ekonomiska utvecklingen kring och inflytningen till storstäderna är på väg att skapa en kapacitetsbrist i elnätet i urbana områden som inte återspeglas i den nuvarande indelningen i elområden. Dessutom finns indikationer på att anläggningar som är kritiska för att motverka dessa brister har problem med lönsamheten. Kraftvärme i Malmö och Stockholm har exempelvis haft planer på att lägga ner. Vi bedömer att Stockholm, och eventuellt andra av Sveriges storstadsområden, behöver bli egna elområden. I annat fall kommer det antagligen behövas särskilda åtgärder för att säkerställa leveranssäkerheten lokalt.

**Slutsats** *En indelning av Sverige i ytterligare elområden skulle öka leveranssäkerheten och effektiviteten i elförsörjningen genom att synliggöra flaskhalsarna i överföringsnätet, öka lönsamheten i befintlig kritisk produktion och stimulera till nya investeringar i kritiska områden.*

Resursbrist uppstår ibland på Elspot när utbudet inte är tillräckligt för att täcka efterfrågan. I Sverige hände detta senast vintern 2009-10 då iskyla kombinerat med reducerad kapacitet i kärnkraften och överföringssystemet gjorde att det inte fanns tillräcklig kapacitet för att möta efterfrågan även efter att all tillgänglig importkapacitet tagits i anspråk. Fram till 2018 sattes priset i sådana lägen till det högsta inkomna säljbudet på Elspot. Denna regel gav särskilt svag lönsamhet att investera i sådan toppkraft som används i situationer med resursbrist eftersom dessa anläggningar inte fick ersättning för annat än sina rörliga kostnader. Detta kan vara en förklaring till varför kapaciteten i termisk elproduktion har haft en sådan svag utveckling efter avregleringen. Numera är regeln i stället att all elproduktion ska ersättas till Elspots pristak om 3 000 EUR/MWh i situationer med resursbrist. Denna ändring torde stimulera till ökade investeringar på marknaden, inte minst i toppkraft, vilket i sin tur minskar risken för elbrist, vilket innebär att bortkoppling av kunder kan bli nödvändig.

För att undvika kostsamma störningar och elavbrott är det viktigt att kontinuerligt balansera hur mycket el som matas in på nätet och hur mycket som förbrukas. I Sverige är det Svenska Kraftnät (SvK) som har detta systemansvar. Volymerna på Elspot bestäms upp till 36 timmar innan leverans eftersom marknaden klarerar klockan tolv dagen innan. Då kan det uppstå behov att ändra marknadspositionerna allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade prognoser för väder och elförbrukning, eller att tillgängligheten i elproduktionen eller överföringsnätet förändras. Det finns två huvudsakliga sätt att balansera marknaden. Det första är att handla på Nord Pools intra-dag marknad, *Elbas*. Elbas öppnar två timmar efter att Elspot stängts och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Elbas fungerar ungefär som en aktiemarknad där köpare och säljare löpande lägger bindande bud att köpa eller sälja el. Den kontinuerliga handeln innebär att priset kan ändras hela tiden över handelsperioden, även för el med samma leveranstimme. Det andra sättet är att delta på någon av SvK:s olika marknader för reservkraft. Den största av dessa är *reglerkraftmarknaden*. Denna marknad är väldigt lik Elspot till sin uppbyggnad såtillvida att det är en auktionsmarknad där aktörerna lämnar in

prisberoende bud för att öka eller minska sin produktion eller förbrukning jämfört med vad de planerat. SvK använder dessa bud för att hantera obalanserna i elnätet. Reglerkraftmarknaden stänger 45 minuter innan leveranstimmen. Elbas och reglerkraftmarknaden följer båda Nord Pools elområdesindelning.

Behovet av att justera obalanser har vuxit i betydelse till följd av den ökande mängden väderberoende elproduktion. Detta ökar lönsamheten att investera i flexibla anläggningar, exempelvis vattenkraft och batteriteknologier, lämpade för att hantera kortsiktiga obalanser i elsystemet. Handeln har särskilt ökat på Elbas som dubblade sin volym mellan 2013 och 2019. Reglerkraftmarknaden låg relativt still under samma period. En anledning till att aktörerna föredrar Elbas är sannolikt de straffavgifter SvK tar ut från aktörer med obalanser på reglerkraftmarknaden. Det finns även samhällsekonomiska fördelar med att obalanserna justeras på Elbas, där även mindre flexibel elproduktion kan delta i handeln. Mycket talar för att väderberoende elproduktion och behovet av en effektiv handel på Elbas kommer fortsätta öka. Det finns stöd för att denna intra-dag handel skulle fungera ännu bättre om handeln klareras vid regelbundna och förutbestämda tidpunkter istället för att den klareras kontinuerligt varje gång som en ny order anländer. Sådan auktionsbaserad intra-dag handel tillämpas bland annat i Spanien.

**Slutsats** *Att övergå till en auktionsbaserad intra-dag handel skulle öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på elmarknaden.*

I dag är leveransperioden 60 minuter, vilket innebär att all el som produceras inom samma leveranstimme får samma pris. En ökad andel variabel elproduktion innebär att mera högfrekventa prisändringar blir nödvändiga för att återspegla förändrad tillgänglighet på kort sikt. För att anpassa marknaden till dessa behov, kommer EU korta leveransperioderna på elmarknaderna till 15 minuter. Dessa ändringar kommer synliggöra systemkostnaderna av variabel elproduktion i än högre grad och gynna investeringar i planerbar och tillförlitlig elproduktion. Möjligtvis vore det effektivt att förkorta leveransperioderna ytterligare. På vissa marknader utanför Europa är leveransperioderna på väg att kortas till 5 minuter. Ett alternativ till kortare leveransperioder vore att utgå ifrån premissen att produktion och konsumtion ska vara konstant under leveransperioden, och att avvikelser från en sådan profil belastas med en avgift för att finansiera balanstjänster. Ett annat vore att införa individuella nättariffer som beaktar behovet av systemtjänster för olika teknologier.

Lönsamheten att investera i ny produktion bestäms av prisförväntningar, stödsystem, skatter och kostnaderna för att bygga och driva anläggningen. Inkomstströmmarna är högst osäkra då elpriserna svänger mycket över året till följd av variationerna i produktion och elförbrukning. I ett längre tidsperspektiv påverkar ändringar i energipolitiken på nationell och europeisk nivå inkomster och kostnader. Risk är i allmänhet en faktor som bidrar till att sänka det förväntade värdet av en investering.

Investorare löser ofta osäkerhet genom att ingå elsäkringsavtal. *Power Purchase Agreements* (PPA) skyddar investorer från prisrisk genom att köpare betalar ett förutbestämt pris för en given mängd el över kontraktperioden. Dessa är ofta stora elkonsumenter som vill prissäkra sin elförbrukning, men det finns även finansiella aktörer som köper PPA i syfte att diversifiera



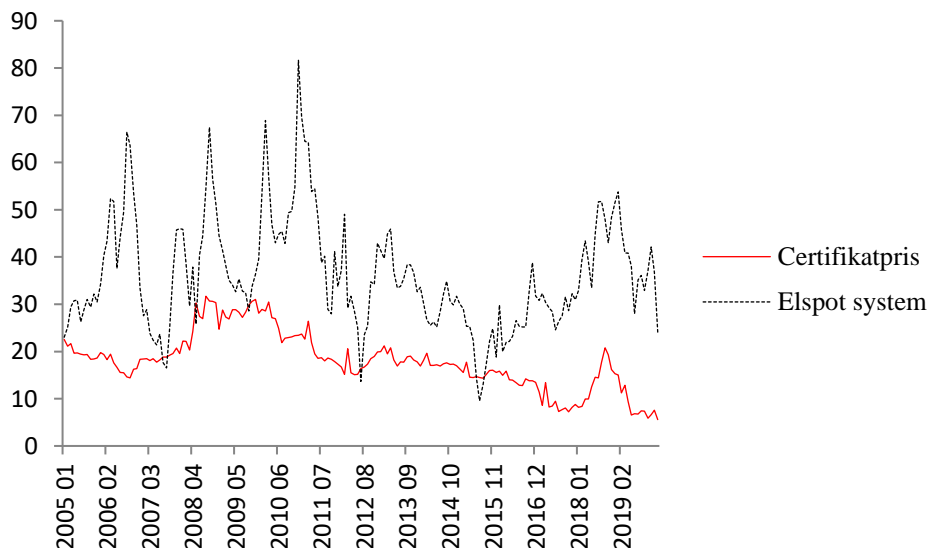
risker i en bredare portfölj av tillgångar. Elsäkringsavtal som PPA gynnar investeringar i ny elproduktion genom att minska prisrisken som uppstår i samband med elproduktionen. Denna marknad förefaller vara omfattande, men inte särskilt transparent. En organiserad handel kring standardiserade kontrakt skulle bidra till att öka konkurrensen och likviditeten på marknaden och därigenom förenkla för investerare att minska investeringsrisken. Om handeln med långsiktiga kontrakt inte fungerar tillräckligt väl för att prissäkra kapitaltunga investeringar, kan man överväga att reglera handeln med långsiktiga kontrakt. I vissa länder i Latinamerika kräver regleringsmyndigheten att elhandlare i förväg säkrar upp till 90 % av sina kunders planerade elförbrukning genom långsiktiga kontrakt.

### Energipolitiken i Sverige och EU

En bärande tanke med att införa en avreglerad marknad för produktion och handel med el var att investeringar i ny kapacitet nu skulle ske på marknadsmässiga villkor. I verkligheten är elmarknaden fortfarande föremål för energipolitiska målsättningar och beslut som direkt eller indirekt påverkar lönsamheten av investeringar i olika typer av elproduktion. Detta gäller inte minst den svenska kärnkraften och förnybar elproduktion.

Sverige införde 2003 *elcertifikatsystemet* för att gynna investeringar i elproduktion från förnybara energikällor. Detta var ett led i genomförandet av EU:s förnybarhetsdirektiv som anger bindande mål för andelen förnybar elproduktion i varje medlemsland. Inom systemet får anläggningar ett elcertifikat för varje MWh förnybar el de matar in på nätet. Certifikaten kan de sälja till elhandlare vilka måste täcka en viss andel av den el de köper med förnybar elproduktion. Denna skyldighet kallas för kvotplikt.

Figur 3: Månadspris elcertifikat och Elspot i EUR/MWh 2005-2019



Inkomster från elcertifikat har utgjort en substantiell källa till inkomst utöver vad ägarna har tjänat på att sälja den el de producerat på elbörsen. Figur 3 visar det genomsnittliga priset per månad för elcertifikat och systempriset på Elspot mellan 2005 och januari 2020. Priset på certifikat har i genomsnitt utgjort hälften av systempriset. Denna andel har sjunkit till 25 % de

senaste åren. Stödsystemen till förnybar elproduktion har varit mycket framgångsrika och är huvudförklaringen till kapacitetsökningen i vindkraften i Figur 1. Sveriges ursprungliga mål var att öka produktionen av förnybar el med 17 TWh mellan 2002 och 2016. Under 2017 producerade svensk vindkraft ensamt 17,6 TWh el. Ambitionerna har sedan utökats flera gånger och uppgår nu till 48 TWh jämfört med 2002 års nivå.

Certifikatsystemet ökar inte bara lönsamheten att investera i förnybar elproduktion, men reducerar även värdet av annan elproduktion genom att minska det genomsnittliga elpriset. Elcertifikatsystemet driver därför omställningen mot ett förnybart elsystem både genom att gynna investeringar i förnybar elproduktion som vindkraft och att missgynna investeringar i icke-förnybar elproduktion som fossilbaserad gaskraft. De låga elpriserna har även ansetts som en förklaring till besluten att lägga ner kärnkraft i förtid.

Elcertifikat gynnar den elintensiva industrin eftersom dessa bolag tjänar på lägre elpriser, men inte är skyldiga att köpa certifikat för sin produktion. Hushåll och andra små konsumenter kan både förlora och tjäna på systemet. Å ena sidan måste de betala för elcertifikaten, men å andra sidan sjunker elpriset. Certifikateffekten gäller endast kvotplikten medan elpriseffekten gäller hela förbrukningen. Skattningar tyder på att effekten av lägre priser sannolikt har dominerat effekten av certifikaten, vilket innebär att konsumenterna i så fall tjänat på systemet.

Stödet till förnybar elproduktion är tidsbegränsat till maximalt 15 år i certifikatsystemet medan anläggningarnas tekniska livslängd ofta är 25 år eller mera. När certifikattiden gått ut, uppstår risk för utträngningseffekter då fullt fungerande anläggningar ersätts med nya i syfte att erhålla elcertifikat. Sådana effekter har dokumenterats i dansk vindkraft. Det finns även en risk att kraftvärmeanläggningar växlar tillbaka till icke-förnybara bränslen när de inte längre får elcertifikat för att täcka kostnaden av de dyrare biobränslena. Ett stödsystem för förnybar elproduktion borde därför täcka anläggningarnas tekniska livslängd för att vara effektivt.

Kostnaden för att bygga sol- och vindkraft har sjunkit kraftigt det senaste decenniet till följd av teknologisk utveckling och lägre kapitalkostnader. Då priset på elcertifikat ytterst drivs av skillnaden mellan elpriset och kostnaden att bygga och driva ny förnybar elproduktion, kommer sjunkande investeringskostnader över tid minska den totala ersättningen till förnybar elproduktion. Detta kan vara en förklaring till utvecklingen i certifikatpriserna i Figur 3. Sjunkande ersättningsnivåer är däremot inte självklart ett problem för befintliga anläggningar. För det första torde många ha prissäkrat produktion genom elhandelsavtal. För det andra torde en förväntan om lägre framtida certifikatpriser ha drivit upp de historiska certifikatpriserna. Därför är marknaden i princip kapabel att prissätta en förväntad teknologisk utveckling.

Ett problem med produktionsbaserade stöd till förnybar el är att ägarna har incitament att köra anläggningarna även till negativa priser. I februari 2020 uppmättes för första gången negativa Elspotpriser i Sverige, bland annat till följd av rekordhög vindkraftsproduktion. På en annars välfungerande elmarknad, är negativa priser en signal om att det vore effektivt att minska utbudet. För att undvika negativa priser, krävs viss omläggning av stödsystemet. En möjlighet vore att ägarna inte får certifikat för el som produceras i timmar med negativt pris på Elspot.

EU införde 2005 *systemet för handel med utsläppsrätter, EU-ETS*. Alla anläggningar som ingår i EU-ETS måste varje år uppvisa utsläppsrätter motsvarande de utsläpp av växthusgaser som anläggningen stått för. Den totala mängden utsläppsrätter är lägre än anläggningarnas historiska utsläpp. Därigenom skapas en efterfrågan på utsläppsrätter och ett pris på utsläpp som driver på omställningen mot ett fossilfritt energisystem i Europa. EU-ETS har inte någon större effekt på kostnaden av elproduktion i Sverige då denna produktion för det mesta bestod av kärnkraft och vattenkraft redan innan. Däremot påverkar utsläppsrätterna incitamenten att investera i ny produktion genom effekten på elpriserna. Ökade kostnader för fossilbaserad elproduktion driver upp elpriserna på den europeiska kontinenten. Dessa prisökningar spiller över på den nordiska marknaden till följd av integrationen med Europa. Därför ökar EU-ETS lönsamheten av ny elproduktion i Norden, särskilt fossilfri baskraft som producerar de timmar då marknaderna är integrerade.

Under 2016 ingick partierna i Riksdagen, förutom Liberalerna, Sverigedemokraterna och Vänsterpartiet, den så kallade *energiöverenskommelsen* i syfte att lägga ramvillkoren för en framtida svensk elmarknad. Ett grundläggande mål i överenskommelsen är 100 % förnybar elproduktion år 2040. Detta innebär att all elproduktion som bygger på fossila bränslen ska fasas ut. Överenskommelsen anger att utbyggnad av vattenkraft främst ska ske genom höjningar av effekten i befintliga anläggningar. Vad som återstår för att möta den förväntade tillväxten i efterfrågan, är storskalig utbyggnad av annan förnybar elproduktion som land- och havsbaserad vindkraft, solkraft, bioeldad fjärrvärme och gasturbiner. Dessutom kan minskad export eller ökad import från omkringliggande länder bidra till den inhemska elförsörjningen.

Energiöverenskommelsen är tydlig med att den inte innehåller ett stoppdatum för svensk kärnkraft, men är lika tydlig med målet om 100 % förnybart till 2040. Överenskommelsen ger därför tvetydiga signaler om vilken plats kärnkraft kommer ha i ett framtida elsystem efter 2040. På grund av de långa ledtiderna i att utvärdera lönsamheten av samt att planera och bygga ny kärnkraft, förefaller detta skapa onödigt politisk osäkerhet. Denna osäkerhet påverkar även investeringarna i andra typer av elproduktion.

**Slutsats** *Riksdagen borde tydliggöra huruvida inhemska kärnkraft har en roll att spela i Sveriges elförsörjning efter 2040.*

En av de viktigaste ambitionerna med energipolitiken i EU är att skapa en *inre marknad* för handel med och produktion av el. För att realisera vinsterna med den inre elmarknaden, krävs tillräcklig kapacitet i överföringsförbindelserna inom och mellan länderna för att transportera el från områden med elöverskott till områden med elunderskott. De nordiska länderna har länge investerat i överföringssystemet och fortsätter ständigt att öka kapaciteten till den europeiska kontinenten. En betydande vinst av ökad marknadsintegration på den nordiska marknaden har varit att utnyttja skillnader i produktionsteknologi mellan länderna. Exempelvis har det varit möjligt för Danmark att bygga ut stora mängder vindkraft eftersom man har kunnat förlita sig på vattenkraften i grannländerna för att möta de väderberoende svängningarna i den inhemska elproduktionen. Generellt innebär marknadsintegration att systemet behöver mindre toppkraft för att möta lokala effekttoppar. Därför gynnar marknadsintegration investeringar i baskraft relativt till toppkraft.

För Sveriges del, bygger handeln med el för det mesta på export. Ökad marknadsintegration med utlandet gynnar därför svenska elproducenter genom att driva upp elpriset, vilket i sin tur missgynnar svenska konsumenter. Marknadsintegration torde därför öka investeringarna i ny elproduktion, särskilt baskraft i Sverige. En ytterligare fördel med marknadsintegration är att det ökar effektiviteten på elmarknaden både på kort och längre sikt genom att minska bolagens marknadsmakt. Ökad integration av elmarknaden ökar därför tillförlitligheten i elförsörjningen, minskar behovet av toppkraft och förbättrar konkurrensen på elmarknaden

Prisändringar som uppstår till följd av investeringar i ny storskalig nätkapacitet påverkar lönsamheten att investera i ny produktionskapacitet, och investeringar i ny storskalig produktionskapacitet påverkar lönsamheten av ny nätkapacitet. Det ekonomiska sambandet skapar ett mervärde av att koordinera sådana investeringar. På europeisk nivå koordineras utbyggnaden av elnätet genom nätplaner framtagna av samarbetsorganet för nätägarna och systemoperatörerna i Europa, *ENTSO-E*.

De förväntade ökningarna i väderberoende elproduktion kräver förstärkningar av elnätet i Norge och Sverige för att frigöra vattenkraft i norr. Det förväntade produktionsöverskottet ska exporteras utomlands via nya eller förbättrade överföringsförbindelser till Nederländerna, Tyskland och Storbritannien från Danmark, Norge och Sverige. Omstruktureringen av kärnkraften mellan Finland och Sverige fordrar nätinvesteringar för att upprätthålla tillförlitligheten i elförsörjningen. Efterfrågan på el förväntas växa kraftigt i den nordligaste delen av Norge med utvecklingen av oljefälten i Barentshavet och elektrifieringen av oljeproduktionen, vilket kommer att kräva utbyggnad av nätkapacitet i norr.

I motsättning till företag som äger produktionskapacitet, är inte nätägare direkt beroende av gynnsamma prisförhållanden på marknaden för att investeringar ska vara lönsamma. Orsaken är den avkastningsreglering som nätbolagen är underkastade och som direkt avgör huruvida det är företagsekonomiskt lönsamt att investera i ny kapacitet. Från ett investerarperspektiv gäller därför att lönsamheten att bygga ny nätkapacitet beror mindre på förväntningar om framtida elproduktion än vad lönsamheten att bygga ny produktionskapacitet beror på förväntningar om framtida nätkapacitet. Dessutom är många investeringar i ny produktion småskaliga och tar kort tid att genomföra relativt till att planera och bygga ut nätkapacitet. Därför är det mera troligt att investeringar i ny produktion kommer anpassa sig till planer om nya nätförbindelser än tvärtom.

### **Kapacitetsmekanismer**

Omvandlingen mot ett energisystem som mera bygger på vindkraft och annan väderberoende och icke-planerbar elproduktion, riskerar minska tillförlitligheten i systemet om det inte finns tillräcklig annan kapacitet som kan täcka upp för bortfallet av produktion när vindkraften inte kan leverera. Den nordiska elmarknaden byggde ursprungligen på *energy-only* principen som innebär att elbolagen endast får betalt för den el de producerar och kunderna endast betalar för den el de förbrukar. I princip är en *energy-only* marknad tillräcklig för att säkerställa en kostnadseffektiv energiförsörjning på kort och lång sikt. Effektivitet fordrar dock att elpriset ibland tillåts nå mycket höga nivåer. Detta för att generera tillräcklig avkastning så att det ska bli lönsamt att investera i sådan toppkraft som är nödvändigt för att upprätthålla

leveranssäkerheten de timmar om året när den väderberoende och förnybara elproduktionen helt eller nästan helt faller bort. Ett problem med energy-only marknader uppstår om pristaket sätts för lågt för att stimulera tillräckliga investeringar.

På en effektiv energy-only marknad måste pristaket sättas till den nivå där en genomsnittlig kund hellre önskar att bli bortkopplad än att fortsätta konsumera el. Denna prisnivå brukar kallas för *Value of Lost Load* och betecknas  $p_{VOLL}$ . Det finns flera anledningar till varför marknader har ett lägre pristak. För det första är  $p_{VOLL}$  en teoretisk prisnivå som är svår att mäta. För det andra kan det vara politiskt mera hållbart att sätta ett för lågt än ett för högt pristak på marknaden. Exempelvis minskar ett lågt pristak konsumenternas prisrisk och förbättrar konkurrensen på marknaden.

För att upprätthålla leveranssäkerheten, kompletterar länder ofta elmarknaden med en *kapacitetsmekanism*. Sådana mekanismer innebär att elbolag får betalt för att tillhandahålla viss kapacitet en given period även om denna senare inte används. Kapacitetsbetalningar är oftast proportionella mot den kapacitet som tillhandahålls, och utgör en form av inkomstsäkring utöver den ersättning ägarna får för själva produktionen. Då behöver inte priserna på elmarknaden vara lika höga för att investeringar i ny kapacitet ska vara lönsamma.

I samband med omställningen av den svenska elförsörjningen, kommer det förmodligen tas en rad politiska beslut som ska styra elmarknaden i den planerade riktningen. Parallellt sker en teknologisk utveckling av solkraft, vindkraft, batterier, efterfrågefleksibilitet och liknande. Investeringscykler, teknikskiften och regeländringar kan leda till ändringar i kapaciteten som under en övergående period leder till förhöjd risk för elbrist. Den här problematiken gör att det kan finnas skäl att komplettera marknaden med kapacitet som en försäkring mot elbrist.

Man brukar skilja mellan två typer av kapacitetsmekanismer. I USA är det vanligast med *kapacitetsmarknader*. Dessa är marknadsomfattande genom att all kapacitet på marknaden får kapacitetsbetalningar. Inom EU är det vanligt med en (*strategisk*) *effektreserv*. Detta innebär att man endast handlar upp den extra kapacitet som behövs för att täcka elunderskott som uppstår i fall marknaden inte har tillräcklig kapacitet att täcka efterfrågan. Även Sverige har en effektreserv.

På en kapacitetsmarknad måste man noggrant definiera och mäta anläggningarnas tillförlitliga kapacitet för att kunna säkerställa att bolagen faktiskt tillhandahållit den kapacitet som de fått betalt för. Detta mätproblem är särskilt utmanande för vindkraft, solkraft, vattenkraft, batterier och förbrukningsreduktion. Marknadsomfattande kapacitetsbetalningar riskerar även att snedvrider marknaden genom att prissvängningarna dämpas, vilket gynnar icke-planerbar produktion på bekostnad av flexibel produktion och energilager. Till följd av problemen ovan, är kapacitetsmarknader dåligt lämpade för elmarknader med mycket vattenkraft och annan förnybar elproduktion. Dessutom har kapacitetsmarknader svårt att hantera batterier och efterfrågefleksibilitet, vilka kan bli viktiga teknologier på en framtida elmarknad.

Sverige införde en effektreserv i början av 2000-talet med motiveringen att elanvändningen ökade och olönsam produktion lades ner i Sverige efter omregleringen av elmarknaden. Läget

förvärrades av regeringens planer att lägga ned Barsebäck 2. För att klara nedläggningen utan att öka risken för elbrist, gavs SvK uppdraget att upphandla en effektreserv.

En skillnad mellan effektreserver och kapacitetsmarknader är att kapacitetsbetalningarna i det första fallet endast betalas till en mindre del av anläggningarna. Oftast är det termisk toppkraft som tjänar mest på att ingå i en effektreserv till följd av dessa anläggningars höga rörliga kostnader och deras låga utnyttjandegrad. Det blir därför relativt enkelt att definiera och mäta den tillförlitliga kapaciteten för de produktionsanläggningar som ingår i reserven. Även förbrukningsreduktion kan lämpa sig för en effektreserv, men här uppstår återigen problemet att mäta hur mycket reduktion man betalar för. Man behöver inte definiera någon tillförlitlig kapacitet för förnybar elproduktion, vattenkraft och energilager eftersom deras relativt låga rörliga kostnad innebär att dessa kommer verka på elmarknaden utanför reserven.

En potentiell fördel med att upphandla en mindre volym i en effektreserv är att det relativt stora utbudet av lämplig kapacitet skulle borga för god konkurrens i upphandlingen även om den främst riktar sig till anläggningar med höga rörliga kostnader. En ytterligare potentiell fördel med att den upphandlade volymen är förhållandevis liten är att själva upphandlingen får en mindre inverkan på spotmarknaden. Eftersom effektreserven numera ska bjudas in till pristaket på Elspot, kommer storleken på effektreserven inte ha någon inverkan på incitamenten att investera i annan elproduktion.

Effektreserven bör i första hand vara en extra marginal som hjälper till när kapaciteten blir tillfälligt låg till följd av kortsiktig resursbrist på marknaden och oförutsägbara avvikelser från den långsiktiga marknadens jämvikten. Miljökraven på anläggningar i reserven ska inte vara högre jämfört med anläggningar utanför. Prissättningen och andra detaljer kan eventuellt finjusteras för att öka effektiviteten i upphandlingen.

SvK fördelar sina kostnader för effektreserven på marknadsaktörerna och kundkollektivet genom schablonmässiga avgifter. Effektreserven kan lätt bli för stor om den uppfattas som en billig försäkring mot bortkoppling för de aktörer som betalar lite i avgift, men har ett stort värde av maximal tillförlitlighet i elförsörjningen och stort politiskt inflytande.

**Slutsats**, *En strategisk effektreserv är ett bättre val än en kapacitetsmarknad om Sverige ska ha en kapacitetsmekanism.*

Beslut om fortsatt användning av effektreserven och storleken på denna bör föregås av en noggrann utvärdering av behovet. Detta är i linje med en ny EU förordning som anbefaller att en effektreserv endast får införas om det kan motiveras utifrån en analys av risken för elbrist.

## **Avslutande diskussion**

Den nordiska elmarknaden har bättre förutsättningar än många andra länder att ställa om till en helt fossilfri energiförsörjning, även med en förväntad ökning i elförbrukningen. Orsaken är tillgången till norsk och svensk vattenkraft som erbjuder den nödvändiga flexibiliteten för att motverka svängningarna som uppstår i ett system med väderberoende produktion från sol- och vindkraft. Huvudproblemet vad gäller den långsiktiga tillförlitligheten i systemet är inte att det skulle finnas otillräckliga incitament att investera i gasturbiner eller annan toppkraft. I

stället är den fundamentala utmaningen att mycket av den tillförlitliga svenska baskraften kan komma att läggas ner om inte befintlig kärnkraft ersätts. Energiöverenskommelsen är tydlig med att ny storskalig vattenkraft inte får byggas i Sverige eftersom man bejaktar fortsatt skydd av nationalälvarna. Effekten i befintlig vattenkraft kan höjas, men det kan även bli nödvändigt att komplettera systemet med toppkraft för att upprätthålla leveranssäkerheten.

För att marknaden ska fungera så effektivt som möjlig på kort sikt och ge rätt prissignaler för investeringar på lång sikt, måste priserna vara tillräckligt finkorniga att de över allt och till varje tidpunkt återspeglar de resursbegränsningar som finns i systemet. Detta är särskilt viktigt på en marknad med stora andelar fluktuerande elproduktion. En indelning i ytterligare elområden, förkortade leveransperioder, en auktionsbaserad intra-dag handel och ändringen i hur SvK bjuder in sin effektreserv på Elspot kommer bidra till att förbättra hur marknaden fungerar och stimulera till investeringar i ny flexibel elproduktion, flexibel elförbrukning och energilagring. Alla dessa ändringar är dessutom relaterade till energy-only delen av marknaden, vilket innebär att användare endast betalar för den el de konsumerar och elbolagen endast får betalt för den el de producerar. Ökad marknadsintegration och en mer effektiv prissättning av fossil elproduktion på europeisk nivå kommer stärka marknaden ytterligare.

Kritiska frågor rör kärnkraftens framtid till följd av dess historiska betydelse för den svenska elförsörjningen. Uppgraderingar av befintlig kärnkraft torde vara okontroversiella, och dessa kommer mest bero på om ägarna anser att de förväntade elpriserna är tillräckligt höga för att investeringarna ska vara lönsamma inom ramen för anläggningarnas resterande livslängd. Däremot råder det stor tveksamhet kring de politiska förutsättningarna för och lönsamheten av att investera i nya reaktorer. Trots den politiska osäkerheten, kan kärnkraft fortfarande komma att utgöra en viktig del av Sveriges framtida elförsörjning. På den integrerade elmarknaden kan Sverige importera kärnkraft från utlandet i stället för att producera den själv om Finland eller länder på kontinenten fortsätter utbyggnaden av sin egen kärnkraft. En annan möjlighet att importera skulle uppstå om Norge ökade kapaciteten i sin vattenkraft. Skillnader i produktportföljen mellan länder är en viktig källa till handelsvinster och orsak till varför marknadsintegration är lönsamt.

Det är osäkert huruvida det är ekonomiskt lönsamt att bygga nya kärnkraftverk som uppfyller säkerhetskraven i Europa. Den senaste generationens kärnkraftverk byggs för närvarande i Hinkley Point i södra England. Dessa två reaktorer har en statlig prisgaranti om £89,5 per MWh. I dagsläget ligger Europas elpriser långt under denna nivå. Möjligen kan elpriserna öka i framtiden när antalet utsläppsrätter minskar, och man kan inte utesluta att kostnaderna för ny kärnkraft kan sjunka i framtiden. Om man anser att nya kärnkraftverk vore önskvärt redan idag, kommer det med stor sannolikhet behövas någon form av riktat stödsystem.

Prisokänslig efterfrågan som inte reagerar på kortsiktig resursbrist, är det fundamentala problemet som pristak och kapacitetsmekanismer försöker åtgärda. På en framtida elmarknad med större efterfrågeflexibilitet, kommer förbrukning automatiskt kopplas bort vid priser som konsumenterna själva har valt. Detta skapar en prisokänslighet i efterfrågan som ökar möjligheten att balansera förbrukning och produktion på kort sikt. Tillförlitligheten i elsystemet ökar, vilket minskar behovet av kapacitetssupphandlingar och risken för ofrivillig

bortkoppling. Då kan man fokusera på att förbättra marknaderna för produktion och konsumtion av el för att öka den kortsiktiga och långsiktiga effektiviteten i elförsörjningen.

## 1 Inledning

Elförsörjningen i Sverige står inför stora utmaningar de kommande åren. Många förväntar att befolkningsökning, elektrifiering av transporter och industriella processer samt etablering av ny elintensiv industri, särskilt datacenter, kommer leda till en stor ökning i elanvändningen. Enligt vissa bedömningar kan förbrukningen uppgå till 165 TWh (terawattimmar) el år 2050 (IVA, 2016). I jämförelse var den totala elförbrukningen i Sverige 136 TWh under 2019, och har varit stabil de senaste åren. En ökning av efterfrågan i storleksordningen 20 % är inte ett stort problem i sig. Sverige producerade till exempel 163 TWh el förra året. Utmaningen är att en stor del av produktionskapaciteten närmar sig sin tekniska livslängd och kommer behöva förnyas eller ersättas med annan produktion de nästa 20 åren. Detta gäller inte minst kärnkraften som är en av de viktigaste energikällorna för svensk elproduktion. Under 2019 stod kärnkraften för 39 % av den svenska produktionen.<sup>2</sup> I tillägg behöver elnätet förstärkas och byggas ut för att anpassas till ändringar i konsumtions- och produktionsmönster, öka integrationen med andra länder och förnya åldrande infrastruktur.

En ytterligare utmaning ligger i att säkerställa att det vid varje tidpunkt matas in tillräcklig el i nätet för att täcka förbrukningen. Systemet måste hela tiden vara i balans för att undvika störningar i nätet som i värsta fall kan leda till systemkollaps. Tillförlitligheten kan vara låg även om det finns tillräcklig kapacitet för att täcka förbrukningen sett över året. Orsaken är de stora svängningarna i elanvändningen över dygn och år. Tillförlitligheten har dock varit hög i det svenska systemet. Under åren 2013-19 uppgick förbrukningen som mest till 27 GW (gigawatt) under en timme. Samtidigt hade anläggningarna med planerbar elproduktion kapacitet att producera 32 GW el.<sup>3</sup> Förhållandet mellan förbrukning och planerbar kapacitet kommer sannolikt ändras signifikant de kommande åren. Kärnkraftens framtid är särskilt osäker. Enligt energiöverenskommelsen från 2016 är ett av målen att Sverige 2040 ska ha 100 % förnybar elproduktion. Därför kommer sannolikt en stor del av den nya produktionen bestå av vind- och solkraft vars tillgänglighet är svår att planera dag för dag till följd av dess väderberoende. Räkningar exempelvis bort all kärnkraft, återstår endast 25 GW planerbar elproduktion i Sverige. Detta skulle inte alltid räcka till ens under rådande förhållanden. Och då har man inte räknat in den förväntade efterfrågeökningen.<sup>4</sup>

I ljuset av förhållandena ovan, uppstår frågan hur man på sikt ska säkerställa tillräcklig kapacitet i produktion och nät för att uppnå en tillförlitlig tillgång på el till skäliga priser. Föreliggande rapport syftar till att belysa denna viktiga fråga genom att studera incitamenten

---

<sup>2</sup> Data över förbrukning kommer från Nord Pool ([nordpoolgroup.com/historical-market-data](http://nordpoolgroup.com/historical-market-data)) och produktion från Svenska Kraftnät ([svk.se/aktorsportalen/elmarknad/kraftsystemdata/elstatistik](http://svk.se/aktorsportalen/elmarknad/kraftsystemdata/elstatistik)).

<sup>3</sup> Med planerbar produktion menar vi här kärnkraft, vattenkraft och annan termisk elproduktion. Data för installerad kapacitet är för 2018 och hämtade från Eurostat ([ec.europa.eu/eurostat/data/database](http://ec.europa.eu/eurostat/data/database)).

<sup>4</sup> Sverige har även importkapacitet på ungefär 1 GW. Många länder kommer sannolikt ha leveransproblem samtidigt, i vilket fall tillgängligheten i importkapaciteten kommer vara betydligt lägre. Ett ytterligare problem är att hela den planerbara elproduktionen inte nödvändigtvis är tillgänglig samtidigt. Exempelvis kan vattenkraft få problem att leverera om det är väldigt kallt.



att investera i ny elproduktion på den svenska elmarknaden.<sup>5</sup> Rapporten identifierar styrkor och svagheter med den nuvarande marknaden och föreslår förbättringar utifrån en samhällsekonomisk utgångspunkt. Detta perspektiv innebär att produktionen ska möta efterfrågan på el och uppnå uppställda mål för leveranssäkerhet till minimal kostnad givet de kapacitetsbegränsningar som finns i elnätet. Samhällsekonomisk analys fokuserar ofta på kostnadseffektivitet, utan att beakta fördelningseffekter i någon större utsträckning. Rapporten har en bredare ansats genom att i viss mån belysa hur olika marknadslösningar påverkar konsumenter respektive producenter.

Rapporten börjar med en historisk tillbakablick över den nordiska elmarknaden i kapitel 2. Världens första avreglerade multinationella elmarknad skapades 1996 då Norge och Sverige öppnade den gemensamma elbörsen *Nord Pool* för att handla med el inom och emellan de två länderna. Finland blev en del av Nord Pool 1998, och Danmark blev medlem två år senare. Elbörsen utökades senare med de baltiska länderna. Vilken var bakgrunden till reformen av elmarknaden? Vad försökte man åstadkomma med den struktur man valde? Ledde reformerna till investeringar i elsystemet? Dessa är några av de frågor som belyses i kapitlet.

Många av elmarknadens ursprungliga drag finns kvar i dag. Särskilt har man behållit indelningen mellan en avreglerad marknad för handel med och produktion av el å ena sidan och en reglerad marknad för transport av el genom elnätet å andra sidan. Kapitel 3 beskriver de olika marknaderna där elbolagen kan sälja sin elproduktion och ställer frågor som: Vilken elproduktion gynnas på dagens elmarknad? Ger marknaden effektiva incitament att investera? Vilka delar av dagens elmarknader kan anses vara bristfälliga, och på vilket sätt?

För att förstå drivkrafterna att investera, gäller inte bara att ha insikt om prisbildningen och konkurrensen på marknaden. Andra fundamentala faktorer är stödsystem och skatter, samt de politiska förutsättningarna för investeringar. Särskilt har utsläppen av växthusgaser i samband med elproduktionen föranlett EU att ställa krav på sina medlemsländer. Kapitel 4 diskuterar centrala aspekter av Sveriges energipolitik rörande elmarknaden. En huvudmålsättning med EU:s energipolitik är att skapa en inre marknad för handel med el. Kapitel 4 innehåller även en analys av samspelet mellan elproduktion och nätkapacitet samt betydelsen av ökad integration för incitamenten att investera i produktion. Kapitlet avslutas med en diskussion av dagens elmarknad i ljus av de trender som etablerades i kapitel 2.

Ett framtida elsystem som till stor del bygger på vindkraft och annan variabel och icke-planerbar elproduktion, ställer höga krav på andra delar av elsystemet för att upprätthålla den fysiska balansen mellan produktion och konsumtion som krävs för att systemet ska fungera. Bland annat fordras dubblering av viss kapacitet för att undvika elbrist när vind- och solkraften inte kan producera tillräckligt med el för att täcka efterfrågan och det kan bli aktuellt med bortkoppling av förbrukning. Behovet av toppkraft ökar när andelen väderberoende el ökar om man vill behålla samma tillförlitlighet i systemet. Delar av toppkraften kommer endast producera de timmar då vind- och solkraften nästan helt faller

---

<sup>5</sup> För den som är särskilt intresserad av att läsa om investeringar i elnät, hänvisar vi till Persson och Tangerås (2020). Emellertid finns ett samband mellan värdet av investeringar i elproduktion och elnät, vilket berörs även i föreliggande rapport.

bort. Elpriserna behöver nå mycket höga nivåer dessa få timmar för att investeringar ska vara lönsamma på marknadsmässiga grunder. Vissa ifrågasätter om spotmarknaden kan leverera de nödvändiga investeringarna under sådana förutsättningar.

Kapitel 5 beskriver kortfattat centrala aspekter av elmarknaderna i EU, USA och vissa länder i Sydamerika för att illustrera hur andra elmarknader hanterar sina utmaningar. På elmarknaderna i USA tas produktionsbesluten vanligtvis centralt av den systemansvarige. På de europeiska elmarknaderna kan producenterna som oftast själva välja hur mycket de ska producera i sina olika anläggningar så länge de uppfyller sina samlade leveransåtaganden. Många elmarknader har tydligt utformade stödsystem för investeringar på elmarknaden. Sådana *kapacitetsmekanismer* har det gemensamt att producenterna får ersättning för att garantera att viss kapacitet finns tillgänglig vid behov under en viss period. Ersättning utgår även om kapaciteten inte aktiveras i loppet av perioden. I USA är dessa stödsystem ganska omfattande. I några kapitel går vi igenom för- och nackdelar med olika kapacitetsmekanismer, och diskuterar detaljer i deras utformning.

Kapitel 6 inleder med att beskriva hur samhällsoptimala investeringar uppnås på en marknad utan särskilda stödsystem för kapacitet. På en sådan *energy-only* marknad får producenterna endast betalt för den el som de levererar och konsumenterna betalar endast för den el som de förbrukar. Därefter fortsätter vi med de *kapacitetsmarknader* som är vanliga på regionala elmarknader i USA. På en kapacitetsmarknad handlar vanligtvis den systemansvariga, och ibland elleverantörerna, upp all kapacitet marknaden förväntas behöva under en viss period. I USA upphandlas kapaciteten vanligtvis enligt en konstruerad efterfrågekurva, där den upphandlade volymen minskar när priset på kapacitet stiger. I samband med upphandling av kapacitet uppstår en rad viktiga frågor som påverkar incitamenten att investera, kostnaden för kunderna och effektiviteten på marknaden: Hur mycket kapacitet ska man handla upp och till vilka priser? För hur länge ska man handla upp kapacitet och hur lång tid i förväg? Hur säkerställer man att kapaciteten faktisk är tillgänglig när man behöver den? Hur säkerställer man effektiv konkurrens på marknaden? Hur ser samspelet mellan produktmarknaden och kapacitetsmarknaden ut?

Ett alternativ till kapacitetsmarknader är att endast handla upp den reservkapacitet man räknar med att behöva när spotmarknaden inte klarar att täcka efterfrågan. Svenska Kraftnät har upphandlat en sådan (*strategisk*) *effektreserv* sedan början av 2000 talet. Många av frågorna är snarlika de som uppstår för kapacitetsmarknader. Kapitel 7 jämför fördelar och nackdelar mellan de två mekanismerna, och diskuterar effektreserver på en integrerad elmarknad.

Vissa har riktat kritik mot kapacitetsmekanismer utifrån att det är oklart vad man betalar för. På de flesta andra råvarumarknader får producenter endast betalt för det de levererar. Kapitel 8 diskuterar alternativ till kapacitetsmekanismer, som bygger på finansiella kontrakt.

Kapitel 9 sammanfattar rapporten med en diskussion av en lämplig framtida design av elmarknaden för att säkerställa effektiva investeringar i produktion till skäligena kostnader för konsumenterna. Kapitlet diskuterar även behovet av en kapacitetsmekanism och hur denna i så fall bör se ut.

## 2 Den reformerade nordiska elmarknaden

### 2.1 En kort historik

Som ett av de första länderna i världen etablerade Norge 1991 ett omfattande marknadssystem för handel med el. Beslutet att reformera elmarknaden byggde på ett ökande missnöje med ineffektiviteten i den inhemska elförsörjningen (Bye och Johnsen 1991; Bye och Hope 2005, 2007). Särskilt byggde investeringsbeslut inte på någon jämförelse mellan värdet av ny produktion och nätkapacitet å ena sidan och kostnaden för dessa investeringar å andra sidan. I stället hade staten tillåtit kapaciteten att öka i syfte att säkerställa billiga leveranser av energi till den elintensiva industrin. Industrin hade leveranskontrakt till priser som vida understeg den långsiktiga produktionskostnaden för deras förbrukning. Underskotten täcktes till viss del av hushåll och mindre verksamheter som fick betala upp till fyra gånger så mycket för sin el som den elintensiva industrin. Men dessa överpriser var inte tillräckliga för att kompensera för underpriserna till den elintensiva industrin. Därför fick elbolagen även direkta subventioner, och mycket av ansvaret för investeringarna föll på det statligt ägda elbolaget *Statkraft*. På den reglerade norska marknaden hade elbolagen få alternativ för att få avsättning för överbliven kraft när de väl hade uppfyllt sina leveranskrav till industrin. Många var förhindrade från att exportera överflödigt produktion eftersom de inte hade full tillgång till det högspända *överföringssystemet*.<sup>6</sup> Merparten av den norska produktionen består av vattenkraft. När producenter under våta år inte hade någonstans att sälja sin överskottskraft, blev följden ett slöseri med el när vattenkraftverk släppte vatten förbi turbinerna och direkt ut i havet. Mot slutet av 1980-talet uppgick det årliga spillet till ungefär 5 % av den totala produktionen. En del av överskottet exporterades förvisso till Danmark och Sverige, men till priser långt under de som de norska hushållen betalade. Överinvesteringarna och slöseriet med vattenkraften kunde helt enkelt inte fortsätta.

Lösningen på problemen med elförsörjningen blev en reform av elmarknaden. Grundstenarna i den norska reformen var:<sup>7</sup>

- Etablerandet av en oberoende elbörs för att handla med el på marknadsmässiga villkor.
- Lagmässig fullständig och icke-diskriminerande tillgång till överföringssystemet för alla marknadsaktörer.
- Uppdelning av det statliga elbolaget i
  - En produktions- och elhandelsdel: *Statkraft*.
  - En nätägare och systemoperatör (TSO): *Statnett*.
- Effektivare reglering av de regionala och kommunala distributionsnäten för el.

Reformen underlättades av att norska producenter redan hade erfarenhet av marknadsbaserad prissättning av el. Den så kallade *Samkjøringsmodellen* hade använts sedan 1972 för att hantera regionala obalanser i elproduktionen. Samkjøringen var en elbörs där man räknade ut ett jämviktspris som klarerade marknaden mot bakgrund av inkomna köp- och säljbud. Därför

---

<sup>6</sup> I linje med föreslagen lagstiftning, använder vi överföringssystemet för att beskriva den delen av elnätet som har spänning på minst 220 kV (kilovolt), det som för nuvarande går under beteckningen *transmissionsnätet*.

<sup>7</sup> Elmarknadsreformen innebar inte storskaliga privatiseringar, till skillnad från exempelvis i Storbritannien (Armstrong m.fl., 1994).

hade producenterna redan sett fördelarna med marknadsprissättning av el. Denna föregångare till den nuvarande spotmarknaden var i sig otillräcklig eftersom den endast täckte 10 % av den totala årsproduktionen i Norge. Den nya elbörsen *Statnett Marked* täckte all norsk elproduktion och organiserades som ett dotterbolag till Statnett.

Sverige genomförde i början på 1990-talet vissa strukturella åtgärder som liknade de norska. Till exempel hade man brutit upp det statliga elbolaget i Vattenfall, som står för elproduktionen, och Svenska Kraftnät (SvK), som äger och ansvarar för det svenska överföringssystemet. I Sverige var de flesta överens om att det på kort sikt fanns otillräckliga argument för att avreglera elmarknaden eftersom man menade att den redan fungerade på ett kostnadseffektivt sätt (Högselius och Kaijser, 2007). Bekymret var istället att man hade överinvesterat i ny elproduktion. Syftet med en avreglering var att investeringar i framtiden skulle ske på marknadsmässiga grunder utifrån priserna på elmarknaden. Norge och Sverige bildade således världens första internationella elmarknad genom skapandet av den gemensamma elbörsen *Nord Pool* år 1996 baserat på den norska elbörsen *Statnett Marked*. *Nord Pool* ägdes från början gemensamt av Statnett och SvK.

Finland avreglerade elmarknaden kort efter Sverige och blev medlem av *Nord Pool* 1998. Sedan följde Danmark 2000. Argumenten var snarlika de som anfördes för att avreglera elmarknaderna i Norge och Sverige. Besluten underlättades sannolikt av att det redan fanns en etablerad börs för handel med el. En intressant skillnad mellan dessa två länder och andra som liberaliserade sina elmarknader, var att överföringssystemet i Finland och Danmark hade flera ägare. I Finland hade både *Imatran Voima* (nu *Fortum*) och *Pohjolan Voima* betydande produktions- och överföringstillgångar innan avregleringen. Av dessa historiska skäl var det finska nätbolaget *Fingrid* delvis privatägt. *Fortum* och *Pohjolan Voima* sålde sina aktieinnehav i *Fingrid* under 2011 för att följa EU:s regelverk avseende separat ägande av elproduktion och överföringssystem. *Fingrid* är nu mestadels statligt ägt. Danmark hade ursprungligen två överföringssystem som inte var direkt kopplade med varandra. Det västra nätet täckte Jylland och var sammankopplat med Tyskland. Det östra nätet täckte Sjælland och var sammankopplat med Sverige. Dessa två nät ägdes och drevs av vardera *Eltra* och *Elkraft System*. De två slogs samman 2005 för att bilda en gemensam TSO i Danmark, *Energinet.dk*, som ägs av den danska staten.

Tio år senare anslöt sig de baltiska staterna till *Nord Pool*. Estland blev medlem 2010, Litauen 2012 och Lettland året efter. *Nord Pool* integrerades sedan med den gemensamma europeiska elmarknaden 2014. Figur 4 ger en geografisk översiktsbild över den nordiska elmarknaden.

Figur 4: Karta över den nordiska elmarknaden 2018

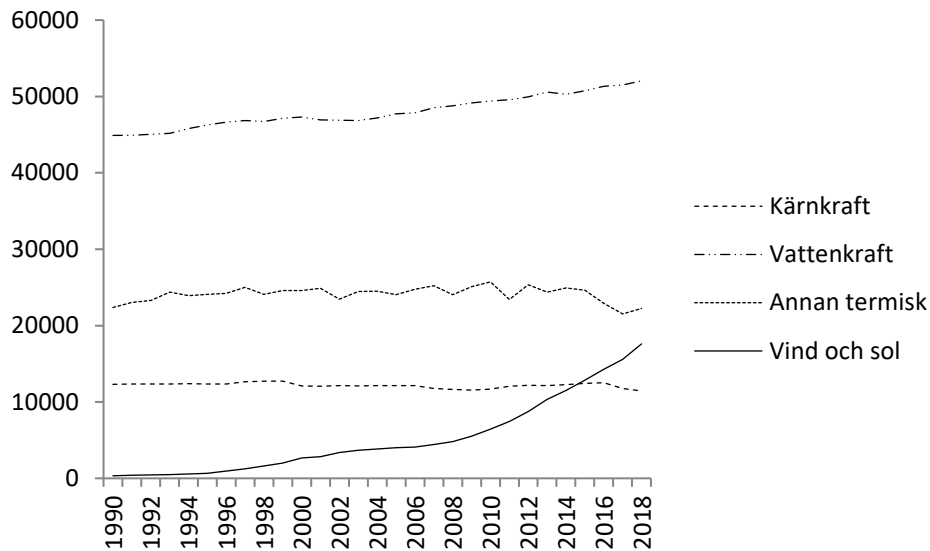


Källa: ENTSO-E ([www.entsoe.eu/data/map/](http://www.entsoe.eu/data/map/))

## 2.2 Utvecklingen i produktionskapaciteten

Argumenten för elmarknadsreformerna byggde bland annat på uppfattningen att generösa ersättningar hade lett till överinvesteringar i produktions- och nätkapacitet. Figur 5 visar utvecklingen i installerad produktionskapacitet mellan 1990 och 2018 mätt i MW (megawatt) installerad effekt. Figuren anger kapaciteten per år fördelat över de viktigaste energikällorna och summerat över Danmark, Finland, Norge och Sverige.

Figur 5: Installerad produktionskapacitet (MW) i Norden (ej Island) 1990-2018



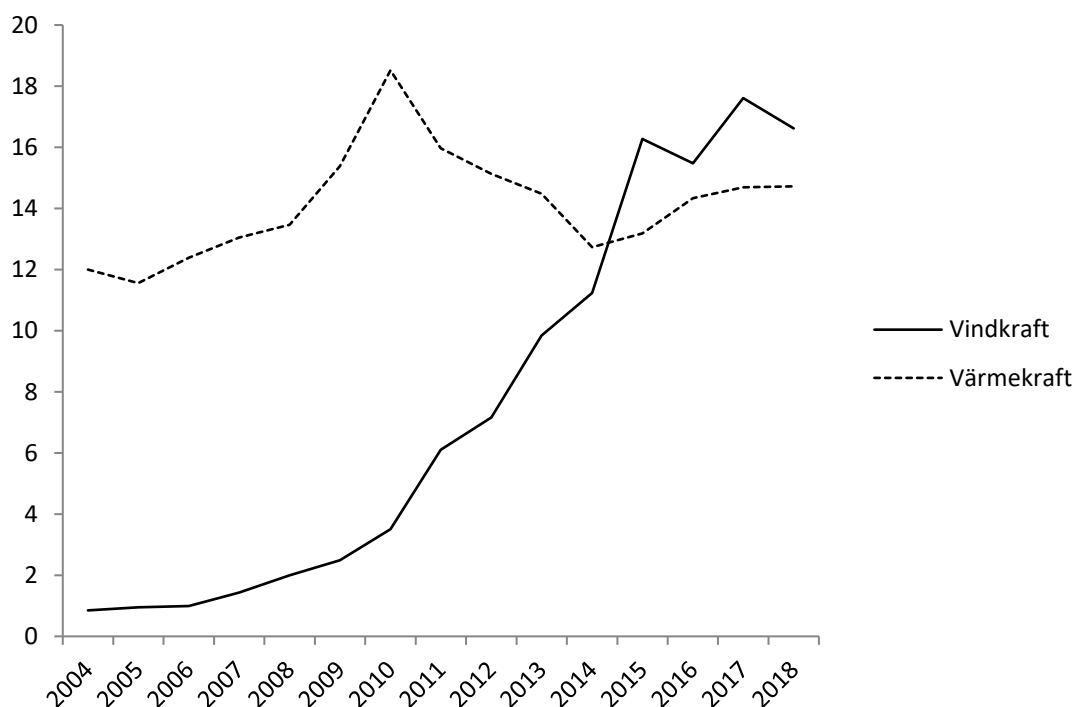
Källor: Eurostat ([ec.europa.eu/eurostat/data/database](http://ec.europa.eu/eurostat/data/database)) och Statistisk Sentralbyrå ([www.ssb.no](http://www.ssb.no)).

Den planerbara elproduktionen kärnkraft, vattenkraft och annan termisk kapacitet (kol-, gas-, biodriven kondenskraft och kraftvärme) har haft relativt konstant kapacitet över tiden. Den totala tillväxten under de 29 åren var på 6 135 MW, eller ungefär 8 %. Hela nettoökningen kan tillskrivas vattenkraft, eftersom kärnkraft och elproduktion med fossila och andra bränslen sjönk över perioden som helhet. Den största ökningen i vattenkraft, både i absoluta och relativa tal, har varit i Norge med 5 647 MW. Termisk produktionskapacitet (ej kärnkraft) har sjunkit sedan millennieskiftet. En hel del investeringar har ersatt befintlig kapacitet. Exempelvis utgjorde de två 600 MW Barsebäckreaktorerna ungefär 10 % av den totala installerade kapaciteten i kärnkraft 1990. Båda stängdes sedan av staten, reaktor 1 år 1999 och reaktor 2 år 2005. Kärnkraften hade återhämtat sig till 2015, och kapaciteten var då något över 1990:s nivå. Reaktorerna Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 2 har sedan tagits ur drift. Vattenfall planerar även stänga Ringhals 1 mot slutet av 2020. Dessa fyra reaktorer har eller hade en nettoeffekt på tillsammans 2 866 MW. Å andra sidan räknar man med att den sedan länge försenade tredje reaktorn i Olkiluoto i Finland ska tas i kommersiell drift under 2021. Denna reaktor har en nettokapacitet om 1 600 MW. Om allt går efter planerna, kommer den installerade kärnkraftskapaciteten i Norden att uppgå till ungefär 11 200 MW vid utgången av 2021. Det innebär i så fall en nergång i kärnkraftskapaciteten på 10 % sedan toppåret 2016. Det finns även tillstånd för att bygga en sjätte reaktor i Finland, men denna har inte påbörjats.

Det mest anmärkningsvärda med Figur 5 är ökningen i förnybar produktionskapacitet som främst inträffade efter millennieskiftet. Danmark var ett föregångsland i omställningen till ett system baserat på förnybar elproduktion, en omställning mot vindkraft som började redan mot slutet av 1970-talet. Den genomsnittliga årliga tillväxten i den installerade vindkapaciteten i Sverige har varit 22 % sedan 2003. År 2015 gick sol- och vindkraft om kärnkraften vad gäller installerad kapacitet på den nordiska marknaden.



Figur 6: Årlig produktion av el från förnybara energiresurser (ej vattenkraft) i TWh i Sverige 2004-2018



Källa: Statistiska Centralbyrån ([www.scb.se](http://www.scb.se)).

Figur 6 visar utvecklingen i förnybar elproduktion (ej vattenkraft) sedan 2004. I början bestod denna elproduktion främst av bioeldad kraftvärme, men det senaste decenniet har vindkraften varit den dominerande källan till ny förnybar elproduktion.

Tabell 1: Elproduktion och förbrukning i TWh i Norden (ej Island) under 2015

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Totalt
Vattenkraft	<0.1	16.6	139.0	74.0	229.6
Kärnkraft	0.0	22.3	0.0	54.4	76.7
Termisk produktion fossil	10.5	13.4	3.5	3.8	31.2
Termisk produktion bio	2.3	10.7	0.0	9.8	22.8
Sol- och vindkraft	14.7	2.3	2.5	16.6	36.1
Totalt	27.5	65.3	145.0	158.6	396.4
Förbrukning	32.4	82.5	128.3	135.9	379.1

Källa: ENTSO-E ([www.entsoe.eu/data/data-portal/](http://www.entsoe.eu/data/data-portal/)).

De geografiska skillnaderna mellan länderna på den nordiska elmarknaden vad gäller produktionen av el är stora. Tabell 1 visar elförbrukning och elproduktion fördelat på energislag för vart och ett av de fyra nordiska länderna under 2015. Vattenkraft, huvudsakligen från Norge och norra Sverige, utgör den dominerande energikällan, och stod för nästan 60 % av den nordiska produktionen det året. Kärnkraft i Finland och södra Sverige var den näst viktigaste källan med 20 % av produktionen under 2015. Termisk fossil och biobränslebaserad kraftvärme i Danmark, Finland och södra Sverige stod för 14 % av produktionen. Vindkraft huvudsakligen från Danmark och Sverige har vuxit till att bli en

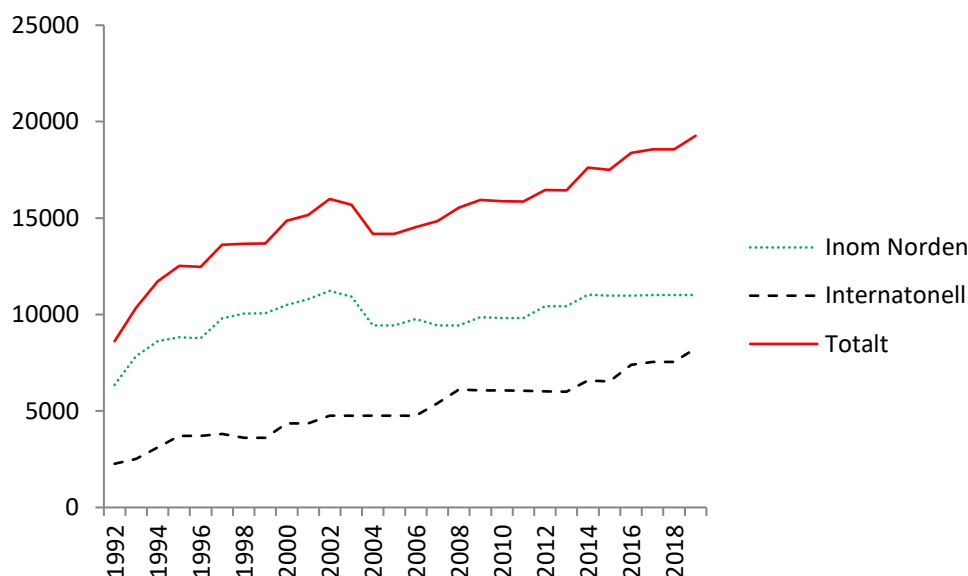
viktigare källa för elproduktion från början av 2000-talet och framåt. Sol- och vindkraft stod för drygt 9 % av den totala elproduktionen under 2015.<sup>8</sup>

Handelsflödena mellan länderna var som följer under 2015 (ENTSO-E, 2015): Danmark var nettoimportör från Norge och Sverige och nettoexportör till Tyskland. Finland var nettoimportör från Sverige och Ryssland och nettoexportör till Estland. Norge var nettoexportör till Danmark, Sverige och Holland. Sverige var nettoexportör till Danmark, Finland, Tyskland och Polen och nettoimportör från Norge. Totalt sett var Danmark, Finland, Norge och Sverige nettoexportörer av el under 2015. Dessa fyra länder exporterade närmare 5 % av sin totala elproduktion.

### 2.3 Utvecklingen i kapaciteten i överföringssystemet mellan länderna

Medan kapaciteten i elproduktionen, med undantag för vindkraft, endast ökade marginellt mellan 1990 och 2018, har bilden sett helt annorlunda ut för överföringssystemet.

Figur 7 Installerad kapacitet i överföringssystemet (MW) i Norden (ej Island) 1992-2019



*Källa:* Nordel Annual Reports ([entsoe.eu/](http://entsoe.eu/)) och Nord Pool ([nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com)). Till följd av inkompleta data är den angivna internationella kapaciteten i 1992 egentligen från 1991. Vissa felande data under perioden 2009-2012 har interpolerats. Vi använder det maximala av import- och exportkapaciteten när dessa skiljer sig åt för enskilda överföringslinjer.

Figur 7 visar hur nätkapaciteten mätt i MW installerad kapacitet utvecklades mellan 1992 och 2019. Den prickade linjen visar överföringskapaciteten mellan de fyra länderna Danmark, Finland, Norge och Sverige. Den registrerade nedgången 2002-04 var tillfällig och på grund av byte av en 300 kV överföringslinje mellan Norge och Sverige med en 420 kV linje som krävde fränkoppling av den initiala överföringslinjen. Kapaciteten mellan de nordiska länderna har ökat med 75 % sedan 1992. Den streckade linjen visar överföringskapaciteten mellan de fyra nordiska länderna och de angränsande länderna. Denna internationella

<sup>8</sup> Observera skillnaden i kapacitetsutnyttjande mellan kärnkraft å ena sidan och sol- och vindkraft å andra sidan. För 2015 som helhet, var tillgängligheten i kärnkraften 70 % medan 32 % av sol- och vindkraften var tillgänglig.



kapacitet mer än tredubblades under perioden, bland annat genom marknadsintegration med Estland, Litauen, Nederländerna och Polen. Fortfarande är de nordiska länderna mer kopplade till varandra än till omgivande länder, mätt i överföringskapacitet. Den heldragna linjen i Figur 7 är summan av de två andra kapaciteterna under åren 1992–2019. Notera även att kapaciteten *inom* länderna inte är redovisade i figuren.

### 3 Incitamenten att investera i kapacitet på elmarknaden

Den nordiska elmarknaden består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade marknaden för produktion av och handel med el. Den andra delen är det reglerade elnätet.

Den avreglerade delen av elmarknaden består i själva verket av en mängd delmarknader som samverkar för att säkerställa att det vid varje tidpunkt är balans mellan produktionen och förbrukningen av el. På elmarknaden bestäms priserna som elbolagen får betalt för den el de producerar och som slutkunderna betalar för den el de använder. Handeln med fysisk el kompletteras med en finansiell marknad där man med terminskontrakt kan prissäkra framtida elleveranser. Exempelvis är de långsiktiga terminspriserna viktiga signaler för att bestämma lönsamheten av investeringar i ny produktionskapacitet. Till detta kommer särskilt marknaden för elcertifikat som syftar till att uppnå Sveriges politiska mål för elproduktion från förnybara energikällor.

Hörnstenen i den avreglerade delen av nordiska marknaden är elbörsen, *Nord Pool*. Den viktigaste av Nord Pools delmarknader är dagen-innan marknaden *Elspot*. Varje dag innan klockan 12:00 anger marknadsdeltagarna sina bud för varje timme nästföljande dag. Priserna på Elspot kan därför sättas så mycket som 36 timmar innan leverans och mycket kan hända på den tiden. Efterfrågan på el kan skifta till följd av att vädret blir kallare eller varmare än förväntat. Den kraftiga ökningen av vindkraft de senaste åren har gjort det svårare att förutspå behovet av annan elproduktion eftersom lokala vindförhållanden i hög grad är oförutsägbara lång tid i förväg. Även andra oförutsedda händelser, exempelvis störningar i nätkapaciteten, kan påverka möjligheten att leverera el. Både elproducenter och elhandlare kan därför behöva ändra den planerade produktionen och förbrukningen. För att tillåta sådan ombalansering, har Nord Pool skapat den kortsiktiga intra-dag marknaden *Elbas*. Elbas öppnar två timmar efter att Elspot har stängt klockan 12:00 och stänger 60 minuter innan leveranstimmen.

Produktion och förbrukning måste kontinuerligt balanseras mycket noga i hela systemet för att undvika störningar i nätet och elavbrott. I varje land ansvarar en systemoperatör för att säkerställa den momentana elbalansen inom landet. De nationella systemoperatörerna samarbetar för att den nordiska marknaden ska fungera. I Europa är det vanligast att företaget som äger överföringssystemet även är systemoperatör. I Sverige är detta Svenska Kraftnät (SvK). En timme innan leverans tar SvK över ansvaret för marknaden från Nord Pool. SvK upprätthåller balansen i elsystemet främst med hjälp av olika marknader för reservkraft.

Ryggraden i elsystemet är det högspända överföringssystemet. Detta nät består av en mängd sammankopplade noder. I produktionsnoderna finns kraftverk som matar in el i systemet. I konsumtionsnoderna finns stora industriella konsumenter eller transformatorstationer varifrån

el överförs via lågspända regional- och distributionsnät till mindre konsumenter och hushåll. Överföringssystemet ägs i sin helhet av SvK, medan regional- och distributionsnäten kan vara privata, kommunala eller statliga genom Vattenfall. På grund av de höga fasta kostnaderna att bygga parallella nät, räknas nätbolagen som naturliga monopol och är därför reglerade. Ett huvudproblem är att dessa företag kan utnyttja sin monopolställning genom att överdriva sina kostnader och därigenom ta ut högre nättariffer från kunderna. Den svenska nätregleringen har ändrats flera gånger sedan avregleringen för att bli mera ändamålsenlig och effektiv. Ansvaret för att reglera de svenska elnätbolagen åligger Energimarknadsinspektionen. Flera bolag äger båda produktions- och elnätskapacitet och säljer el till slutkunder. Däremot är handel och produktion med el juridiskt åtskild från nätdelen i syfte att dessa verksamheter ska drivas ekonomiskt oberoende av varandra.

### 3.1 Elspot och betydelsen av lokala marknadspriser på el

Elspot är av fundamental betydelse för den nordiska elmarknaden. För det första bestäms priserna på andra viktiga marknader utifrån Elspotpriserna. Till exempel sätts priserna som hushållen betalar för sin elförbrukning ofta som ett fast påslag på Elspotpriset. Elspotpriserna fungerar även som referenspriser för de finansiella kontraktmarknadsaktörerna använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning. För det andra handlas det allra mesta av elen som används i Norden på Elspot. Exempelvis handlades 396 TWh el på Elspot under 2018, vilket utgjorde 95 % av den totala produktionen i Nord Pool området det året.<sup>9</sup> På grund av dessa egenskaper, är det idag de förväntade priserna på Elspot som ger de starkaste marknadssignalerna om lönsamheten att investera i ny produktionskapacitet.

Elspot täcker Danmark, Finland, Norge och Sverige samt Estland, Lettland och Litauen. Marknaden är dessutom sammankopplat med Nederländerna, Polen, Ryssland och Tyskland. Elspot är i sin tur indelat i 15 *elområden*. Fem av dessa är i Norge, fyra är i Sverige och två är i Danmark. De andra länderna utgör ett elområde vardera. Nord Pool och EU:s övriga elbörser är numera sammankopplade och klareras tillsammans.

Varje dag innan 12:00 anger nätägarna kapaciteten på nätförbindelserna mellan de olika elområdena och på utlandsförbindelserna för varje timme nästföljande dygn. Samtidigt anger varje elproducent säljbud som beskriver hur mycket man är villig att producera till olika priser för varje elområde och för varje enskild timme nästa dygn. På motsvarande sätt lämnar återförsäljare och större elkonsumenter in köpbud där de anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser timma för timma och i varje elområde det nästa dygnet. Nätägarna lämnar in prisoberoende bud på sin kapacitet. Alla andra deltagare på marknaden kan lämna in upp till 62 sälj- eller köpbud för varje timme och varje elområde. Det högsta tillåtna priset är 3 000 EUR/MWh (Euro per megawattimme). Man har även rätt att bjuda negativa priser, och det minimala tillåtna priset är -500 EUR/MWh. Säljare och köpare är endast tillåtna att delta på Elspot i de elområdena där de producerar respektive konsumerar el.

Efter att marknaden har stängt, slår Nord Pool ihop alla inkomna säljbud för varje enskild leveranstimme för att beräkna den timvisa utbudskurvan för Elspot nästa dygn. Motsvarande

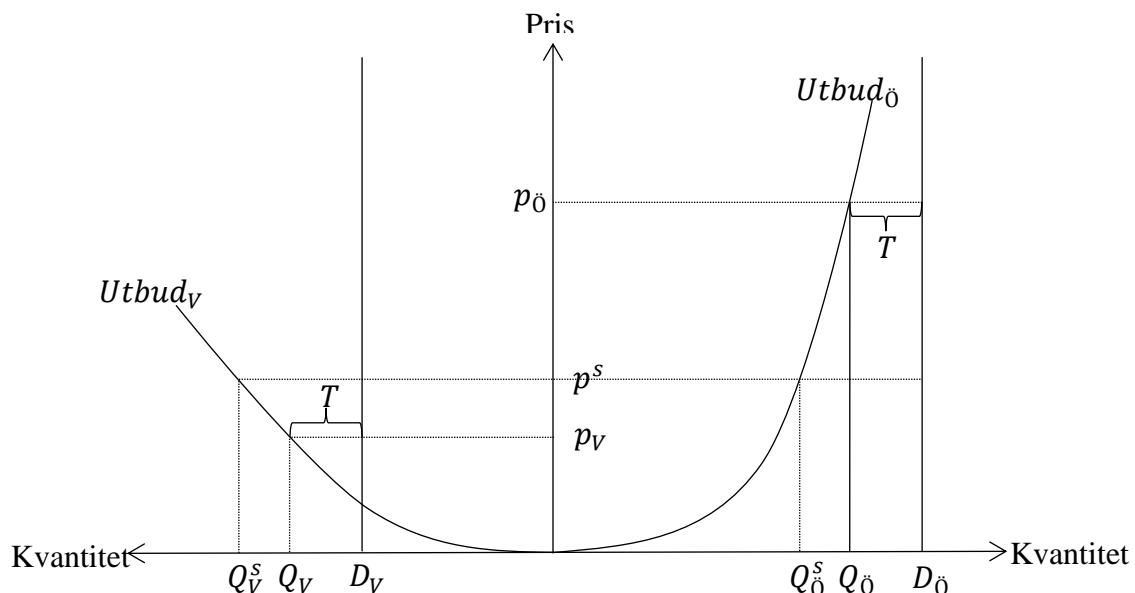
---

<sup>9</sup> Handelsdata från Nord Pool Annual Report 2018 och produktionsdata från [nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com).

slår Nord Pool ihop alla inkomna köpbud för varje leveranstimme för att beräkna den timvisa efterfrågekurvan på el på Elspot nästa dygn. *Systempriset* för den gällande timmen uppstår där dessa två kurvor korsar varandra och utbudet därmed är lika med efterfrågan för Elspot som helhet. Elspot levererar därmed 24 systempriser varje dag året runt. Därefter använder Nord Pool systempriset för att beräkna hur mycket el som ska produceras och konsumeras inom varje elområde utifrån de beräknade utbuds- och efterfrågekurvorna på elområdesnivå. Om utbudet till systempriset är högre än efterfrågan inom ett elområde, utgör detta området en nettoexportör av el till de omkringliggande elområden eller till utlandet den gällande timmen. Omvänt blir ett elområde nettoimportör av el om efterfrågan till systempriset är högre än utbudet. Systempriset ger alltså upphov till handelsflöden mellan elområdena inom Elspot och mellan Elspot och Nederländerna, Polen, Ryssland och Tyskland. Ifall de inrapporterade nätkapaciteterna är tillräckliga för att hantera alla dessa beräknade flöden utgör systempriset jämviktspriset på Elspot den gällande timmen.

Ofta uppstår *flaskhalsar* på marknaden då de beräknade handelsflödena till systempriset överstiger den angivna nätkapaciteten mellan vissa elområden eller till och från omkringliggande länder. Flaskhalsar uppstår typiskt sätt under höglasstimmor då en ökning av elförbrukningen i urbana områden som Malmö och Stockholm ger lokala elunderskott som överstiger importkapaciteten. Då fungerar inte systempriset som ett marknadsklarerande pris givet kapacitetsbegränsningarna i elnätet. I stället klarerar Nord Pool varje elområde separat med hänsyn på flaskhalsarna. Elspot kan då ge upphov till så många som 15 jämviktspriser per timme, ett pris för varje elområde, beroende på hur många flaskhalsar det finns i systemet. Vi illustrerar detta i ett diagram:

Figur 8: Marknadsklareringen på Elspot



Anta för enkelhets skull att det endast finns två elområden, *Väst* och *Öst*, där elområde Väst är angivet i vänstra delen av diagrammet och elområde Öst i högra delen. I Figur 8 anges

kvantiteter på  $x$ -axeln och priser på  $y$ -axeln. Efterfrågan på el i elområde Väst är  $D_V$  och  $D_{\text{Öst}}$  i elområde Öst. Vi anger dessa som vertikala linjer eftersom efterfrågan på Elspot är väldigt okänslig för ändringar i priset.  $Utbud_V$  är den lokala utbudskurvan i elområde Väst och anger hur mycket el producenterna i detta elområde är villiga att leverera till olika priser. Ju högre pris, desto mera el levereras till marknaden. På motsvarande sätt utgör  $Utbud_{\text{Öst}}$  utbudskurvan i elområde Öst.

Till systempriset  $p^S$  är den totala efterfrågan,  $D = D_V + D_{\text{Öst}}$ , lika med det totala utbudet,  $Q^S = Q_V^S + Q_{\text{Öst}}^S$ , på Elspot, alltså  $D = Q^S$ . Efterfrågan på el i elområde Väst är relativt låg relativt till vad elproducenterna kräver för att leverera el i elområde Väst, och därför ger systempriset en planerad export av  $E^S = Q_V^S - D_V$  MWh från elområde Väst till elområde Öst, som motsvarande importerar  $I^S = D_{\text{Öst}} - Q_V^S = E^S$  till systempriset. I detta exempel utgör systempriset  $p^S$  jämviktspriset på Elspot i fall den tillgängliga överföringskapaciteten mellan elområde Öst och elområde Väst är lika med eller överstiger  $E^S$ . Vi antar emellertid att det finns en flaskhals i elnätet i form av en begränsning i exportkapaciteten på  $T < E^S$ . Då måste Nord Pool klarera de två elområdena separat med hänsyn till kapacitetsbegränsningen  $T$ . Till områdespriset  $p_V$  i elområde Väst produceras precis så mycket el,  $Q_V$ , att det täcker den lokala efterfrågan och exportkapaciteten,  $D_V + T$ . Till områdespriset  $p_{\text{Öst}}$  i elområde Öst produceras precis så mycket el,  $Q_{\text{Öst}}$ , att det täcker den lokala efterfrågan minus importkapaciteten,  $D_{\text{Öst}} - T$ . Igen produceras exakt tillräckligt med el för att balansera marknads efterfråga,  $Q_V + Q_{\text{Öst}} = D$ , men nu är handelsflödena anpassade efter den nätkapacitet som finns i systemet.

När flaskhalsar uppstår i systemet betalar konsumenterna mer för elen de köper på Elspot än vad producenterna får i ersättning för den el de levererar. I Figur 8 betalar elhandlare och stora industrikonsumenter i elområde Väst elområdespriset  $p_V$  för den el de köper på Elspot och kunderna i elområde Öst kunderna betalar  $p_{\text{Öst}}$ . Den totala kostnaden är lika med  $D_V p_V + D_{\text{Öst}} p_{\text{Öst}}$ . Producenterna får emellertid betalt  $Q_V p_V + Q_{\text{Öst}} p_{\text{Öst}}$ . Skillnaden,  $(D_V - Q_V) p_V + (D_{\text{Öst}} - Q_{\text{Öst}}) p_{\text{Öst}} = T(p_{\text{Öst}} - p_V)$ , är den *flaskhalsinkomst* som genereras på Elspot den timmen. Alla sådana flaskhalsinkomster på Elspot tillfaller nätägarna beroende på var i systemet flaskhalsarna uppstår och vem som äger överföringarna med brist på kapacitet.<sup>10</sup>

I Figur 8 är det mera lönsamt att investera i ny elproduktion i elområde Öst, allt annat lika, eftersom priset på el är högre där än i elområde Väst. Motsatt är det mera lönsamt att etablera elintensiv industri i elområde Väst eftersom priserna där är relativt satta lägre än i elområde Öst. På en konkurrensfyllig och välfungerande marknad signalerar elområdespriser var i systemet knappheten på resurser är störst och investeringar behövs mest. Flaskhalsinkomsterna som uppstår till följd av prisskillnader mäter dessutom det ekonomiska värdet av att förstärka elnätet.

I ljuset av detta resultat är det intressant att notera att antalet elområden och deras indelning har förändrats över tid på den nordiska marknaden. Exempelvis har de norska elområdena ändrats flera gånger, medan Sverige utgjorde ett enda elområde fram till slutet av 2011. Då fanns det inga starka prissignaler om var i Sverige ny produktionskapacitet behövdes som

<sup>10</sup> SvK använder begreppet kapacitetsavgifter i stället för flaskhalsinkomster.

mest. Det var till exempel lika lönsamt att bygga ut ny vattenkraft i Norrland som det var i södra Sverige trots att det samhällsekonomiska värdet av nyinvesteringar var högre längre söderut till följd av begränsningar i exportkapaciteten från norr till syd i Sverige. Elmarknadsreformen 2011 då Sverige delades in i fyra eloråden från norr till söder, gjorde sitt för att lyfta fram flaskhalsarna i elnätet och förbättra investeringsincitamenten lokalt.

En indelning i elområden har även tydliga omfördelningseffekter när elen för det mesta flödar i en riktning. Elområdesreformen innebar exempelvis att priset på el gick upp i södra relativt till norra Sverige. Omläggningen missgynnade därför elanvändare i söder och elproducenter i norr, men gynnade elproducenter i söder och elanvändare i norr. Särskilt konsumenter i södra Sverige uttryckte missnöje med reformen.

Den ekonomiska utvecklingen och utvecklingen i elsystemet innebär att man med jämna mellanrum behöver utvärdera huruvida den befintliga indelningen i elområden återspeglar de faktiska flaskhalsarna i systemet. Malmö, Stockholm och andra storstadsområden upplever särskilt ökande obalanser i elförsörjningen. Dessa obalanser beror dels på ökande efterfråga till följd av urbanisering och elektrifiering, men även på att viss lokal elproduktion hotas med nedläggning. Lokala elområden framstår som önskvärt för att prissätta sådana lokala obalanser i systemet. Därigenom skulle lönsamheten för befintlig kritisk elproduktion öka och det kunde även bli lönsamt att investera i ny lokal kapacitet.

Ett problem med för stora elområden är att en sådan indelning kan leda till oönskad arbitragehandel som uppstår när det finns förutsägbara flaskhalsar inom ett elområde. Sådana flaskhalsar påverkar inte prissättningen på dagen-innan marknaden, men påverkar prissättningen lokalt när flaskhalsen behöver hanteras vid leverans.<sup>11</sup> Det är främst vissa producenter som har möjlighet att göra arbitragevinst på dessa prisskillnader, vilket i så fall sker på konsumenters och andra producenters bekostnad. Dessa arbitragevolymerna kan bli så omfattande att det är den region inom elområdet med störs elbrist som sätter elpriset för hela elområdet (Holmberg och Lazarzyk, 2015). Omfattande arbitrage innebär även att de obalanser som behöver hanteras i samband med leveransen ökar drastiskt, vilket kan äventyra leveranssäkerheten. Problemen med oönskad arbitragehandel har varit särskilt påtagliga i USA och bidrog till elmarknadskrisen i Kalifornien. Arbitrage var en av huvudanledningarna till varför alla elmarknader i USA sedan övergav elområdesindelning (Ahlqvist m.fl., 2018). I Storbritannien och Tyskland har man kraftigt reglerat budgivningen på den delmarknad som hanterar flaskhalsar vid leverans för att motverka oönskad arbitragehandel. Hirth m.fl. (2019) uppskattar att utan denna reglering skulle obalanserna i Tyskland kunna öka med 300-700 %.

På en marknad med stora elområden kan flaskhalshanteringen bli både kostsam och svårhanterlig för en systemoperatör. En konsekvens av detta kan bli att systemoperatören väljer att strypa handeln med omvärlden för att avlasta flaskhalsarna inom landet. Danmark menade tidigare att Svenska Kraftnät agerade på det här viset och anmälde förfarandet till EU:s konkurrensmyndighet, vilket indirekt bidrog till elområdesreformen i Sverige år 2011. Artikel 16.8 i EU:s nya elmarknadsförordning är tydlig med att handeln mellan EU:s länder bör öka ytterligare (70 % regeln) och poängterar särskilt att systemoperatörer inte får strypa

---

<sup>11</sup> Vid leverans hanteras en flaskhals inom ett elområde med mothandel, se delkapitel 3.3.

handeln med omvärlden som ett led i den interna flaskhalshanteringen. Systemoperatörer befarar att den påtvingade handeln mellan länder kommer minska deras manöverutrymme, och att detta kan leda till ökade problem med flaskhalshantering och oönskad arbitragehandel för elområden med påtagliga flaskhalsar.

**Slutsats** *En indelning av Sverige i ytterligare elområden skulle öka leveranssäkerheten och effektiviteten i elförsörjningen genom att synliggöra flaskhalsarna i överföringsnätet, öka lönsamheten i befintlig kritisk produktion och stimulera till nya investeringar i kritiska områden.*

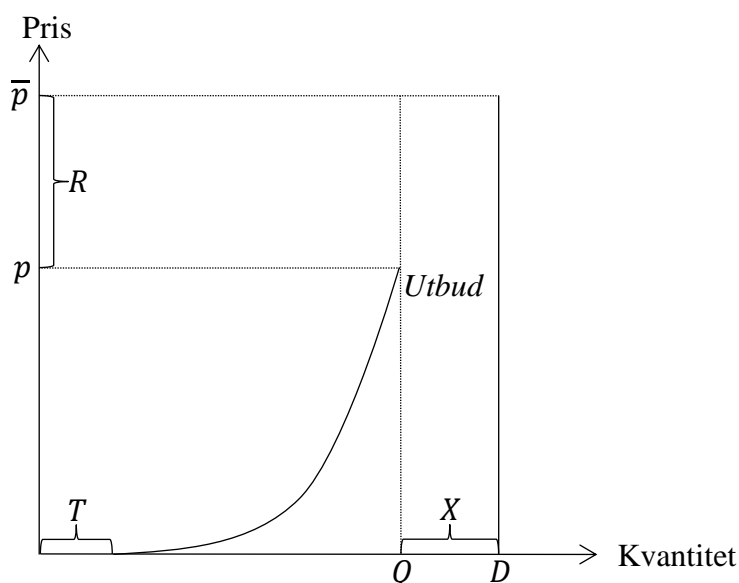
Det kan tyckas att systemet blir effektivare ju fler elområden man har. I Figur 8 spelar det exempelvis ingen roll om man har ett eller två elområden ifall  $T \geq E^S$  eftersom priset blir lika med  $p^S$  och produktionen den samma,  $Q_V^S$  och  $Q_0^S$ , i båda fallen. Däremot spelar det stor roll för effektiviteten om man har ett eller två elområden ifall kapaciteten i nätet är begränsad så tillvida att  $T < E^S$ . På vissa avreglerade marknader för handel och produktion av el, särskilt i USA, utgör varje nod i systemet ett eget elområde. Dessa kallas marknader med *nodprissättning*. En konsekvens av nodprissättning är en hög grad av centralisering därför att det till stor del är systemoperatören som bestämmer vilka anläggningar som ska producera hur mycket el till olika tidpunkter. På en marknad med nodpriser eller väldigt små elområden, är utrymmet för elbolagen att optimera sin produktion på motsvarande sätt begränsat. Detta försvårar för producenter att handla el med varandra och försämrar likviditeten på marknaden. Risken för ineffektiviteter ökar på en centraliserad marknad om optimeringen av enskilda anläggningar är komplicerad, som i seriekopplade vattenkraftverk och kombikraftverk, eller om det är svårt att planera produktionen lång tid förväg, som i fallet med stora andelar vind- och solkraft. Sådana faktorer talar för en decentraliserad elmarknad med sammanslagning av noder i elområden (Ahlqvist m.fl., 2018).

Det finns länder där det tycks vara politiskt omöjligt att dela upp landet i elområden. Tyskland är ett exempel. För att få en sådan elmarknad att fungera, behövs det kraftiga regleringar i budgivningen på den delmarknad som hanterar flaskhalsar och kanske även riktade stödåtgärder till kritisk produktion. I Tyskland har införandet av flödesbaserad prissättning inom elområden möjliggjort att i någon mån beakta förväntade flaskhalsar inom elområden redan på dagen-innan marknaden. Dock förefaller mekanismen bygga på att handeln med omvärlden stryps i vissa lägen, vilket inte tycks vara kompatibelt med Artikel 16.8 i EU:s nya elmarknadsförordning.

### **3.2 Betydelsen av resursbrist**

Som allra oftast finns det tillräcklig lokal produktion för att möta den lokala efterfrågan även när det finns flaskhalsar i systemet, i meningen att Elspot ger ett marknadsklarande pris för varje elområde. Men ibland uppstår situationer med otillräcklig produktionskapacitet då Elspot inte ger ett jämviktspris i alla elområdena. Detta hände senast vintern 2009-10 då iskyla kombinerat med reducerad kapacitet i den svenska kärnkraften och överföringssystemet gjorde att det inte fanns tillräcklig kapacitet för att möta efterfrågan inom elområde Sverige även efter all tillgänglig importkapacitet tagits i anspråk. Figur 9 illustrerar denna situation:

Figur 9: Resursbrist på Elspot



I Figur 9 uppgår efterfrågan i Sverige till  $D$  och importkapaciteten till  $T$ . *Utbud* anger hur mycket el inhemska producenter är villiga att leverera beroende på priset. Den maximala inhemska produktionen som bjuds in på marknaden vid detta tillfälle ges av  $Q - T$  till priset  $p$ . Elbolagen bjuder inte in tillräcklig kapacitet i elområde Sverige för att täcka skillnaden mellan efterfrågan  $D$  och importen  $T$ . Det uppstår ett efterfrågeöverskott  $X = D - Q$  på Elspot, vilket vi refererar till som en situation med *resursbrist*.

En viktig policyfråga är hur marknaden ska hantera situationer med resursbrist som den ovan. En möjlighet är att ransonera elen i den mening att kunderna får dela på de  $Q$  MWh som finns tillgängliga på marknaden. I Sverige försöker man undvika sådan ransonering. I stället träder SvK in på marknaden och använder den *strategiska effektreserven* för att täcka underskottet  $X$ . Traditionellt har denna effektreserv bjudits in till det maximala säljpriset som krävs på elmarknaden, det vill säga  $p$  i Figur 9. Eftersom anläggningarna i effektreserven ofta inte tas i bruk under avtalsperioden, får ägarna *kapacitetsbetalningar*. Utan sådan ersättning vore det inte ekonomiskt lönsamt att bidra till effektreserven.<sup>12</sup>

På en konkurrensrättlig marknad där alla aktörer bjuder sin kortsiktiga rörliga produktionskostnad, innebär ett maximalt pris lika med  $p$  att den dyraste elen som accepteras på marknaden precis får täckning för sin rörliga kostnad, men aldrig mera. Den rörliga vinsten blir alltså lika med noll. Då blir det inte lönsamt att investera i sådan toppkraft, gasturbiner och annat, som används för att täcka upp för efterfrågeöverskott i situationer med resursbrist, eftersom det inte går att få någon avkastning på det investerade kapitalet.

Problemet är mindre för andra typer av elproduktion. Kärnkraft är till exempel mindre beroende av vinsterna under topplasttimmarna eftersom den utgör en del av baskraften och

<sup>12</sup> Om även effektreserven är otillräcklig för att täcka upp elunderskottet på marknaden, uppstår en situation med *elbrist*. Vi diskuterar elbrist och effektreserver i detalj i kapitlen 6 och 7.

därför bjuds in på marknaden hela tiden. Dessutom är spotpriset ofta högre än den rörliga kostnaden för baskraft. Lönsamheten att investera i den för Norden så viktiga vattenkraften försvinner inte heller om elen genomgående prissätts till den rörliga produktionskostnaden för annan typ av elproduktion. All produktion med vattenkraft ger vinst så länge priset är positivt eftersom de rörliga kostnaderna av att producera vattenkraft är försumbara. I stället består kostnaden av att producera idag av värdet att förskjuta produktion på framtiden. Detta *vattenvärde* beror i sin tur på vattenkraftverkets produktions- och lagringskapacitet. Ju högre kapacitet desto lättare blir det att flytta produktion mellan olika timmar på dygnet. Värdet av att investera i ny kapacitet beror därför på *prisskillnader* mellan olika timmar på dygnet, och inte på *prisnivåerna*. Att begränsa maximalpriserna till  $p$  minskar förvisso prisskillnaderna på marknaden, men eliminerar inte dessa skillnader.

SvK ändrat har nu ändrat sin policy för hur de bjuder in effektreserven i situationer med resursbrist på Elspot. Från och med 2018 bjuds effektreserven in till maximalpriset på Nord Pool, för nuvarande 3 000 EUR/MWh. I Figur 9 anges detta pristak som  $\bar{p}$ . Med SvK:s nya policy skulle vinsterna av all elproduktion öka med  $R = \bar{p} - p$  i situationer med resursbrist. Eftersom elen nu prissätts över den rörliga kostnaden, innebär det att även den absoluta toppkraften gör en vinst. Denna ändring förstärker incitamenten att investera i elproduktion. I Figur 9 kommer utbudskurvan då flyttas till höger. Ett högre pristak innebär alltså att sannolikheten för resursbrist *sjunker*. Då behöver inte heller SvK handla upp en lika stor effektreserv som innan. Vi kommer därför till nästa slutsats:

**Slutsats** *Att bjuda in effektreserven till pristaket på Nord Pool stimulerar till investeringar i elproduktion, vilket minskar sannolikheten för resursbrist och minskar behovet av en stor effektreserv.*

Ändringar i hur systemoperatören bjuder in effektreserven påverkar konsumenterna olika på kort och lång sikt. På kort sikt blir elen dyrare i genomsnitt eftersom elpriset ökar i situationer med resursbrist när effektreserven bjuds in till pristaket  $\bar{p}$  i stället för det maximala budpriset  $p$ . På längre sikt bidrar nyinvesteringarna till att minska det genomsnittliga elpriset eftersom sannolikheten för resursbrist sjunker. Det minskade behovet av en effektreserv bidrar även det till att minska användarnas elkostnader eftersom de totala kapacitetsbetalningarna blir mindre. Den totala effekten på konsumenterna är därför oviss. Vi återkommer till detta i kapitel 7.

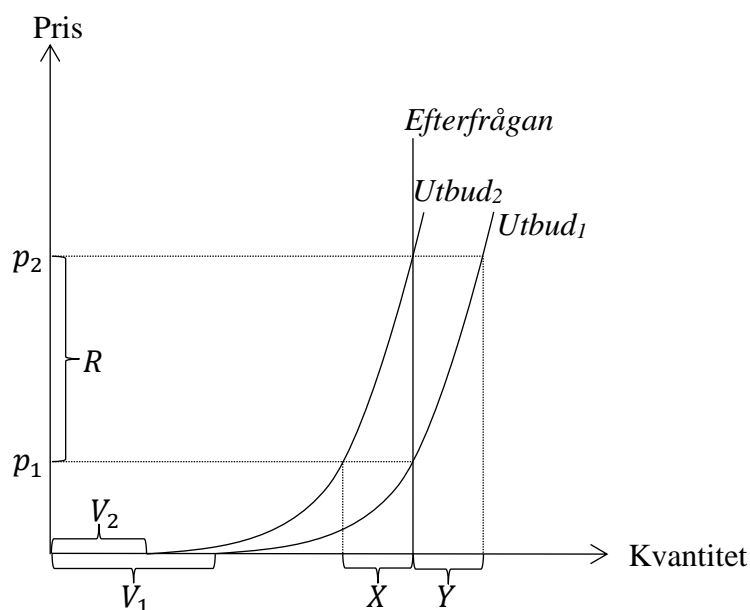
### 3.3 Marknaderna för ombalansering

Priserna och volymerna på Nord Pool Elspot sätts upp till 36 timmar innan leveranstimmen. Till följd av uppdaterade väderprognoser och ändringar i tillgängligheten i elproduktion och nätkapacitet, uppstår i regel behov att ändra bolagens positioner då ny information om marknaden blir tillgänglig. Det finns två huvudsakliga sätt att uppnå sådan ombalansering. Det första är Nord Pools intra-dag marknad, *Elbas*. Denna öppnar klockan 14:00 dagen innan leverans och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Elbas fungerar ungefär som en aktiemarknad där köpare och säljare löpande lägger bindande bud att köpa eller sälja el. Den kontinuerliga handeln innebär att priset kan ändras hela tiden över handelsperioden, även för el med samma leveranstimme. Det andra sättet att hantera obalanser är att delta på SvK:s



olika marknader för reservkraft. Dessa skiljer sig åt avseende vilka krav SvK ställer på hur snabbt kapaciteten kan aktiveras. På SVK:s reglerkraftmarknad, eller *manual frequency restoration reserve – mFRR*, är kravet att produktion ska kunna startas inom femton minuter efter att SvK har begärt aktivering.<sup>13</sup> Elbas och reglerkraftmarknaden följer båda Nord Pools elområdesindelning. Reglerkraftmarknaden är väldigt lik Elspot till sin uppbyggnad. Producenter och konsumenter ger prisberoende bud på hur mycket man är villig att öka eller sänka sin produktion eller förbrukning inom elområdet för gällande leveranstimme. Marknaden öppnar kort efter att Elspot stängt, och bud kan ändras fram till 45 minuter före leveranstimmen, varefter de är bindande. Vi illustrerar reglerkraftmarknaden i figuren nedan:

Figur 10: Reglerkraftmarknaden



I Figur 10, är den faktiska *Efterfrågan* under leveranstimmen den samma som på Elspot. Vi studerar två scenarier. I det första förväntar sig elbolagen att det kommer blåsa mycket dagen efter när de lägger in sina bud på Elspot. De bjuder därför in  $V_1$  MWh vindkraft till priset noll. Givet utbudskurvan  $Utbud_1$  för annan produktion, blir Elspotpriset lika med  $p_1$  den timmen. Senare visar det sig att det blåser mindre än vad man tidigare räknat med, så vindkraften kommer endast leverera  $V_2$ . Bortfallet av vindkraft skiftar utbudskurvan inåt till  $Utbud_2$ , vilket skapar ett elunderskott om  $X = V_1 - V_2$  till Elspotpriset  $p_1$ . SvK hanterar detta underskott på reglerkraftmarknaden. Till *uppregeringspriset*  $p_2$  är bolag med flexibel kapacitet villiga att öka sin produktion med  $X$ .<sup>14</sup> De ersätts med totalt  $p_2 X$  för denna uppregering, vilket måste betalas av den eller de bolag som har balansansvaret för de  $V_1$  MWh som bjudits in på Elspot. Den planerade produktionen  $V_1$  ersätts fortfarande till Elspotpriset  $p_1$  och det är även det priset som elhandlare och industriella konsumenter betalar för sin förbrukning den timmen.

<sup>13</sup> De tre andra kortsiktiga marknaderna för reserver är *FCR-Normal* (1-3 minuter), *FCR-Disturbance* (5-30 sekunder) och *aFRR* (2 minuter); se <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/> för information. I tillägg kommer störningsreserven och den strategiska effektreserven som vi behandlar i kapitel 7.

<sup>14</sup> Det finns även flexibla förbrukningsreserver som kan öka och minska sin elanvändning i balanssyfte. Dessa skiljer sig inte fundamentalt från produktionsreserver, så vi fokuserar här på de senare för enkelhets skull.

Vindkraftens nettokostnad för sin obalans är därför lika med prisskillnaden  $R = p_2 - p_1$  mellan uppregleringspriset och Elspotpriset multiplicerat med den upphandlade volymen  $X$ .

I det andra scenariot är förväntan att vindkraften ska producera  $V_2$  MWh när man lägger in buden på Elspot, och Elspotpriset blir därför  $p_2$  givet utbudskurvan  $Utbud_2$  för resterande produktion. Nu visar det sig att det blåser mer än vad man tidigare räknat med, så vindkraften kommer leverera  $V_1$ . Utbudet skiftar därför utåt till  $Utbud_1$ , vilket skapar ett elöverskott om  $Y = V_1 - V_2$  till Elspotpriset  $p_2$ . Även detta överskott kan hanteras via reglerkraftmarknaden. Till *nedregleringspriset*  $p_1$  är bolagen med flexibel kapacitet villiga att minska sin produktion med  $Y$ . De betalar ägarna till vindkraften  $p_1 Y$  för att de ska ta över produktionen av  $Y$  MWh, och står själva kvar med  $RY$ , vilket är mera än de skulle ha gjort om de själva skulle producerat de  $Y$  MWh. Priset som elhandlare och industriella konsumenter betalar för sin förbrukning den timmen är lika med Elspotpriset  $p_2$ .

Som vi ser, är reglerkraftmarknaden fundamentalt en marknad där elbolagen balanserar om sin produktion och förbrukning och kompenserar varandra för detta. Konsumenterna påverkas inte i de två scenarierna ovan där det inte fanns några prognosfel på konsumentensida. De betalar därför elspotpriset för sin förbrukning. Elbas uppfyller samma funktion, bortsett från att marknadsdesignen är något annorlunda och att producenter, elhandlare och stora industriella konsumenter handlar med el direkt av varandra. Det finns dock viktiga skillnader mellan Elspot och Elbas å ena sidan och marknaderna för reservkraft å andra sidan. På Elspot och Elbas betalar de enskilda konsumenterna endast för den el som de förbrukar. Så är inte alltid fallet vad gäller reservkraften. För det första får producenterna i vissa fall betalt för den produktionskapacitet de ställer till förfogande oavsett om kapaciteten används eller inte. För det andra uppstår ibland flaskhalsar inom elområdena som SvK måste hantera för att upprätthålla balansen i systemet. Då kan SvK behöva ersätta anläggningar på olika håll inom elområdet för att öka eller minska sin produktion. Balansansvaret beräknas på elområdesnivå, så SvK kan inte ta betalt från de balansansvariga för sådan *mothandel*. För det tredje uppstår kortsiktiga obalanser mellan elområden ifall kapaciteten i överföringssystemet skiljer sig från det som planerades i samband med budgivningen på Elspot. Orsaken till att de balansansvariga inte kan uppfylla sina åtaganden är i dessa fall begränsningar i importen, vilket de inte behöver betala för. Kapacitetsbetalningar, mothandel och nätobalanser räknas under gällande nätreglering som icke-påverkbara löpande kostnader vilka SvK har rätt att kräva full ersättning för. Dessa kostnader fördelas schablonmässigt över konsumenterna och producenterna. Detta leder till ineffektiviteter på kort och lång sikt bland annat eftersom marknadspriserna då underskattar samhällskostnaden av att öka förbrukningen.<sup>15</sup>

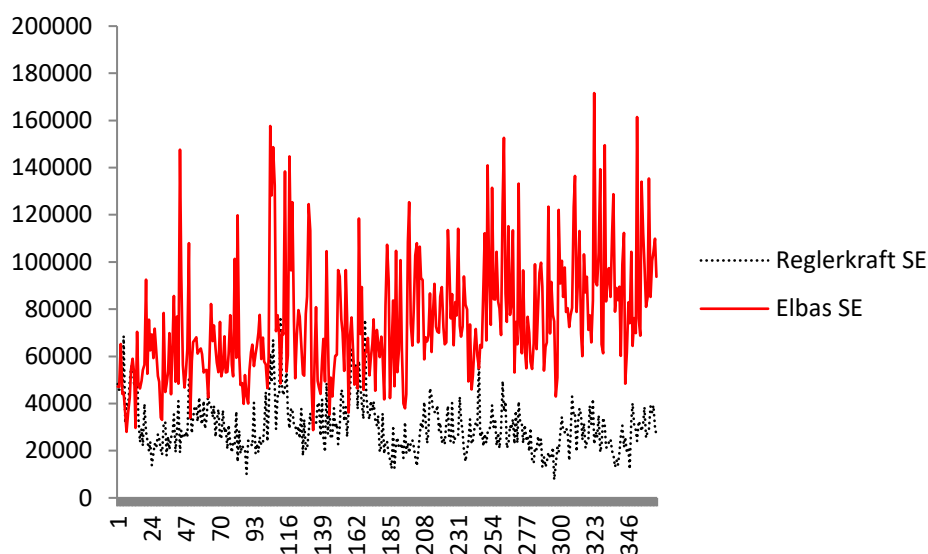
Många förväntar sig ett ökande behov av att ombalansera elbolagens portföljer till följd av att en större andel av produktionskapaciteten består av väderberoende elproduktion som vind- och solkraft, se Figur 5. Följden blir i så fall att marknaderna för balansering blir viktigare för bolagen och för lönsamheten av olika typer av investeringar. Figur 11 visar utvecklingen i balanskraftsvolymer under perioden 2013 till 2019 summerad över alla fyra elområden i Sverige, och mätt i MWh. Den heldragna linjen utgör totalen av de accepterade köp- och

---

<sup>15</sup> Flaskhalsinkomsterna har åtminstone de senaste åren täckt SvK:s kostnader för mothandel.

säljbuden på Elbas vecka för vecka under mätperioden. Dessa volymer uppvisar stor variation mellan olika veckor, men man kan ändå urskilja en trendmässig ökning. De årliga totala handelsvolymerna på Elbas närapå fördubblades under perioden, från 58 GWh under 2013 till 93 GWh under 2019. Den prickade linjen i Figur 11 visar summan av upp- och nedregleringsvolymerna på SvK:s marknad för reglerkraft vecka för vecka under 2013 till 2019. Även dessa varierar mycket mellan olika veckor. Här ser vi dock inte några tecken till ändring under perioden. De genomsnittliga volymerna pendlade runt 30 GWh per år, och variationen var nästan den samma år för år. Utifrån dessa data verkar det som om bolagens ökande balansbehov främst hanteras på intra-dag marknaden Elbas och inte på reglerkraftmarknaden.

Figur 11 Balansvolymer (MWh) i Sverige per vecka under 2013-2019



Källa: Nord Pool ([nordpoolgroup.com/historical-market-data](http://nordpoolgroup.com/historical-market-data))

Det är positivt att de ökade balansbehoven främst hanteras av Elbas, där alla teknologier kan delta i handeln. Vi tror att denna handel skulle stimuleras ytterligare om intra-dag marknaden blev auktionsbaserad. Detta innebär att handeln klareras vid regelbundna tidpunkter istället för att kontinuerligt klareras varje gång som nya order anländer. En sådan förändring skulle sannolikt öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på Elbas. Auktionsbaserad intra-dag handel tillämpas bland annat i Spanien. Enligt Neuhoff och Boyd (2011) har auktionsbaserad terminshandel ökat likviditeten på amerikanska terminsmarknader. Dessutom menar forskare att hanteringen av flaskhalsar i nätet bli effektivare vid en auktionsbaserad intra-dag handel (Neuhoff m.fl., 2016; Ehrenmann m.fl., 2019). Vidare motverkar intra-dag auktioner automatiserad handel, vilken är krävande att hantera för börssystemet och som dessutom ökar risken för en marknadskrasch (Budish m.fl., 2015; Ahlqvist m.fl., 2018). Auktionsbaserad handel innebär normalt att all el inom ett visst elområde och för en viss leveranstimme avropas till samma pris. Denna prismekanism är enklare för aktörerna att hantera än en marknad med kontinuerlig handel där priset kan ändras över tid. Små och stora aktörer kan därför delta i handeln på lika villkor på en marknad med auktionsbaserad handel (Ehrenmann m.fl., 2019). En fördel med kontinuerlig handel är att aktörer kan agera snabbt på

ny information. Sådana fördelar kan man även uppnå om man har sekventiella auktioner, även om en del av fördelarna med auktionsbaserad handel försvinner om dessa är för täta (Ehrenmann m.fl., 2019).

**Slutsats** Att övergå till en auktionsbaserad intra-dag handel skulle öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på elmarknaden.

Ett ökande behov av ombalansering ökar särskilt lönsamheten av vattenkraft, batterier och annan flexibel teknologi lämpad för att flytta produktion över tid. Vi visar detta med hjälp av ett enkelt räkneexempel baserat på Figur 10. Sätt Elspotpriset till 400 EUR/MWh. På den efterföljande reglerkraftmarknaden finns två möjligheter. Antingen blir det elunderskott, vilket ger uppregeringspriset 600 EUR/MWh, eller så uppstår ett elöverskott med påföljande nedregleringspris om 200 EUR/MWh. En ägare har ett batteri med laddningskapacitet om två MW. Låt oss först utgå ifrån att batteriet är fulladdat. Ägaren kan exempelvis sälja 1 MWh på Elspot och spara 1 MWh till reglerkraftmarknaden. I händelse av uppregering, kan ägaren sälja den resterande kapaciteten och få 600 EUR i ersättning. Den genomsnittliga ersättningen för att producera de 2 MWh är således 500 EUR/MWh, vilket är högre än Elspotpriset. I händelse av nedreglering, låter ägaren helt enkelt bli att ladda ur sitt batteri och får 200 EUR i ersättning för sitt bidrag till att reducera elöverskottet. Efter uppregering är batteriet urladdat. Då kan ägaren lägga in ett bud om att köpa 1 MWh på Elspot nästa period. Under nedreglering, laddar ägaren hela batteriet. Ägaren betalar Elspotpriset 400 EUR för den första MWh, men endast reglerkraftpriset om 200 EUR för den andra MWh. Den genomsnittliga kostnaden för att ladda batteriet blir 300 EUR/MWh, vilket är lägre än Elspotpriset om 400 EUR/MWh. Under uppregering låter ägaren bli att ladda sitt batteri och får 600 EUR i kompensation för att således ha minskat elunderskottet.

Exemplet ovan ger i all sin enkelhet en rad insikter. För det första beror lönsamheten av att investera i batteriteknologi på om man kan delta på reglerkraftmarknaden. I exemplet ovan är Elspotpriset lika med 400 EUR/MWh i alla perioder, vilket gör det olönsamt att investera baserat endast på Elspot. För det andra kan man med lämplig strategi tjäna på alla obalanser i systemet oavsett i vilken riktning de går. För det tredje beror lönsamheten av investeringen inte på nivån på Elspotpriset. I exemplet gör ägaren vinst på att sälja el till ett genomsnittspris över Elspotpriset och att ladda batteriet till ett genomsnittspris under Elspotpriset. Ägaren får även i vissa fall kompensation för att inte göra någonting. Ekonomiskt innebär detta att marknaden för reglerkraft innehåller ett element av kapacitetsbetalningar. De som betalar för detta är de producenter eller konsumenter som ligger i obalans jämfört med de positioner de tog på Elspot.

Balansmarknader ökar även lönsamheten att investera i flexibel elproduktion som gasturbiner. Låt oss byta ut batteriet i exemplet med en gasturbin med 2 MW kapacitet. Sätt den rörliga kostnaden för att producera 1 MWh el till 550 EUR. Ägaren säljer 1 MWh för 400 EUR på Elspot och sparar 1 MWh till reglerkraftmarknaden. Under uppregering förlorar ägaren 150 EUR på den första MWh och tjänar 50 EUR på den andra MWh. Vinstskillnaden beror på uppregeringspriset 600 EUR/MWh. Ägarens totala förlust vid uppregering är 100 EUR. Under nedreglering får ägaren däremot 200 EUR även om man inte producerar något alls.

Ägaren gör en förväntad vinst som kan vara tillräcklig för att täcka investeringskostnaden om nedreglering är mera sannolik än uppreglering. Även här är balansmarknaden fundamental för lönsamheten av gasturbinen. I exemplet är priset på Elspot lägre än den rörliga kostnaden för gasturbinen. För gasturbinen spelar dock nivån på Elspotpriset roll för lönsamheten eftersom ett lägre Elspotpris sänker den rörliga vinsten.

**Slutsats** *Ökad handel i balanskraft gynnar investeringar i flexibel produktions- eller förbrukningsreduktion samt energilagrar, särskilt vattenkraft och batteriteknologier.*

Balansmarknader har liten betydelse för lönsamheten att investera i icke-flexibel kapacitet, antingen därför att sådana anläggningar inte får delta alls på SvK:s marknader eller för att de småskaliga ändringar i produktionen som krävs för att täcka de små volymerna som handlas på Elbas inte är lönsamma i dessa anläggningar. Reglerkraftsmarknaden minskar lönsamheten att investera i väderberoende elproduktion då de balansansvariga måste betala straffavgifter när de bidrar till obalanser i systemet. Incitament att undvika straffavgifter kan förklara ökningen i de handlade volymerna på Elbas relativt till reglerkraftsmarknaden som dokumenterades i Figur 11.

### **Lokala nättariffer**

Lokal väderberoende elproduktion ger ibland upphov till obalanser som inte prissätts effektivt på reservmarknaderna, antingen för att obalanserna uppstår lokalt inom elområdena och sköts med mothandel eller för att de reserver som används för att hantera obalanserna ersätts med hjälp av kapacitetsbetalningar. Dessa effektivitetsförluster består i att anläggningskostnaderna inte återspeglar de systemkostnader som enheterna ger upphov till och kommer sannolikt att förvärras i takt med den fortsatta utbyggnaden av vindkraft i Sverige. Dessa effektivitetsproblem skulle delvis kunna mildras med ytterligare elområden, men det finns en gräns för hur många elområden man kan ha utan att man behöver göra andra stora ändringar av elmarknaden. Tangerås och Wolak (2019) går i en annan riktning och föreslår differentierade avgifter för att ansluta anläggningar för förnybar elproduktion till elnätet. Orsaken är att exempelvis produktionen i ett vindkraftverk kan bidra till att öka eller minska obalanserna beroende på var i systemet anläggningen är lokaliserad. Dessutom kan vindkraft och solkraft ha olika systemkostnader. Syftet med differentierade nättariffer är att ta hänsyn till sådana skillnader. Genom att utkräva en nättariff utöver själva kostnaden för att ansluta enheten till nätet för sådana anläggningar som ökar systemkostnaderna och att ge rabatterade nätavgifter till anläggningar som bidrar till att minska systemkostnaderna, ger man ett ekonomiskt incitament att investera i anläggningar som bidrar till att minska de totala kostnaderna för elsystemet. Dessa nättariffer bygger i sin tur på uppskattningar av hur mycket specifika anläggningar skulle bidra till att öka eller minska systemkostnaderna. Tangerås och Wolak (2019) visar med exempel från elmarknaden i Kalifornien hur man praktiskt kan gå till väga för att göra sådana skattningar.

### **Reservkraft i distributionsnätet**

Traditionellt har regional- och distributionsnäten varit dimensionerade för att hantera den lokala efterfrågan. Ansvaret för att säkerställa balansen i elnätet har helt vilat på SvK som

äger överföringssystemet. En utveckling mot mera småskalig väderberoende elproduktion, som solpaneler, och ökande elektrifiering av transporter och annat, innebär att flera obalanser kommer uppstå lokalt i de mera lågspända delarna av elnätet. I stället för att bygga bort alla lokala flaskhalsar, kan det bli mera effektivt att uppdra åt distributionsnäten att ansvara för elbalansen lokalt. Vissa nätägare axlar redan detta ansvar i urbana områden med lokala begränsningar i nätet. Tangerås (2020) studerar vilken roll flexibla småskaliga resurser i form av värmepannor, laddningsbara fordon och batterier kan spela i ett system som bygger på visst lokalt systemansvar. Han visar att så kallade *aggregatorer* kan vara ett effektivt sätt att få in flexibla resurser i balanseringen av systemet om det finns en lokal marknad för reglerkraft där de kan sälja dessa resurser. I mindre nät där det inte finns förutsättningar för att utveckla reglermarknader, vore det mera effektivt att överlåta ansvaret för att hantera sådana resurser på den systemansvarige nätägaren. Ny lagstiftning bereder grunden för att flexibla resurser ska bidra till balansering av den lokala elförsörjningen (Energimarknadsinspektionen, 2020).

### 3.4 Betydelsen av finansiella kontrakt

Lönsamheten att investera i ny produktionskapacitet bestäms av förväntningarna på elpriset samt kostnaderna för att bygga och driva anläggningen. Investeringar i förnybar elproduktion beror även på förväntningar om det ekonomiska stödet till förnybar elproduktion. Som vi kommer visa i delkapitel 4.1 nedan, råder det stor osäkerhet om priser och ersättningsnivåer på kortare sikt, särskilt på grund av svängningar i produktionen av förnybar el och i elförbrukningen. I ett längre tidsperspektiv, påverkas värdet av investeringen på ändringar i energipolitiken på nationell och europeisk nivå. Ett relevant exempel är den politiska diskussionen om kärnkraftens eventuella bidrag till att lösa klimatproblemen som skapar osäkerhet i lönsamheten att investera i kärnkraft. Risk är i allmänhet en faktor som bidrar till att sänka det förväntade värdet av en investering.

Från investerarnas perspektiv löser man ofta prisosäkerhet genom att prissäkra den förväntade produktionen. Vad gäller vindkraft, är det vanligt att investerare skriver elsäkringsavtal, så kallade *Power Purchase Agreements* (PPAer). I en standard PPA, betalar köparen ett fast pris för en fast mängd el över kontraktperioden. Investeraren skyddas då från prisrisk genom att motta ett förutbestämt pris för en del av elen som anläggningen producerar under perioden. På motsvarande sätt kan stora elkonsumenter ha incitament att köpa PPA för att prissäkra sin förbrukning. Sådana *Corporate Power Purchase Agreements* (CPPA) är den vanligaste typen av långsiktiga elsäkringsavtal.<sup>16</sup> CPPA är ett verktyg för att sänka risken på elmarknaden för båda avtalsparter både vad avser elpriset och svängningar i stödet till förnybar elproduktion. Vi illustrerar ömsesidig prissäkring i ett enkelt exempel.

I avsaknad av prissäkring, tjänar en investerare  $(p + a)q$  en viss timme om anläggningen levererar  $q$  MWh under timmen, timpriset på Elspot är lika med  $p$ , och stödet till förnybar elproduktion är lika  $a$  per MWh. Om investeraren i tillägg har sålt  $q_f$  MWh i ett PPA till priset  $f$ , är inkomsten samma timme lika med  $f q_f + (p + a)(q - q_f)$ . En prisrisk återstår på den del av produktionen,  $q - q_f$ , som inte har säkrats upp via CPPA. Eftersom produktionen i

---

<sup>16</sup> Detta bygger på information i en artikel i *Montel* Nr. 5, 2020.

ett vindkraftverk är variabel, är det inte möjligt att helt prissäkra sådan volymrisk under ett kontrakt med fast kontraktsvolym  $q_f$ . En stor konsument som förbrukar  $d$  MWh el under samma timme, har en kostnad på  $(p + xa)d$ . Företagets kvotplikt ges av  $x$  och kan vara lika med noll. Om konsumenten köper  $q_f$  MWh på CPPA till priset  $f$ , blir kostnaden samma timme lika med  $f q_f + (p + xa)(d - q_f)$ . För vissa konsumenter är elförbrukningen stabil och förutsägbar över året. I detta fall kan företaget eliminera all prISRISK genom att köpa PPA för hela sin förbrukning  $q_f = d$ . Elsäkringsavtal mellan producenter och konsumenter har funnits länge på den nordiska elmarknaden. Efter avregleringen 1996, skrev Vattenfall och elintensiv industri långsiktiga leveransavtal. Ett exempel på ett elsäkringsavtal som inte är utformat som ett PPA är samägandet av finsk kärnkraft mellan elintensiv industri och elbolagen.

Även om stora elkonsumenter är naturliga motparter till elsäkringsavtal, finns det även andra aktörer som kan finna ett värde av att delta på marknaden. Ett PPA ger en köpare rätten att till ett förutbestämt pris köpa en given mängd el och tillhörande elcertifikat som man sedan kan sälja på spotmarknaden och certifikatmarknaden. Köparen har således tjänat på avtalet om det genomsnittliga priset på Elspot och på certifikatmarknaden under avtalsperioden visat sig vara högre än PPA priset. Omvänt har säljaren tjänat på avtalet om det genomsnittliga Elspotpriset och certifikatpriset varit lägre än PPA priset. I stället för att utgöra ett fysiskt leveransavtal, kan ett PPA utformas som ett finansiellt kontrakt där investeraren säljer elen och certifikaten på marknaden och avtalsparterna därefter ersätter varandra för skillnader i PPA priset och el- och certifikatpriset. Köparen övertar prISRISKEN från säljaren under denna typ av kontrakt. Vinsten för köparen är om PPA kan användas för att diversifiera risk i en bredare portfölj av tillgångar. Därför kan även rena finansiella aktörer vara motparter till PPA avtal.

**Slutsats** *Elsäkringsavtal som PPA gynnar investeringar i ny elproduktion genom att minska prISRISKEN som uppstår i samband med elproduktionen.*

Efterfrågan på PPAer skulle i sig driva omställningen mot en energiförsörjning baserat på mera förnybar elproduktion även i avsaknad av något särskilt stöd för sådana investeringar. I Sverige är stödsystemet utformat så att den totala volymen förnybar elproduktion blir förutbestämd, se delkapitel 4.1. PPAer kan dock fortfarande gynna investeringar i en viss typ av elproduktion, exempelvis vindkraft, ifall köparna är särskilt intresserade av sådan framför annan elproduktion.

Elsäkringsavtal har även en indirekt effekt som kan gynna nyinvesteringar när dessa avtal ingås av elproducenter med marknadsmakt. Det är väldokumenterat att elbolag har mindre incitament att hålla tillbaka produktion från marknaden för att driva upp elpriset om de har sålt en större andel av sin produktion i förtid i termer av finansiella kontrakt eller på annat sätt (Wolak, 2007; Bushnell m.fl., 2008). I fall bättre konkurrens förstärker incitamenten att bygga ny kapacitet, kommer en ökad mängd elsäkringsavtal även på så sätt gynna befintliga företags investeringar.

## 4 Energipolitiken i Sverige och EU

En bärande tanke med att införa en avreglerad marknad för produktion och handel med el var att investeringar i ny kapacitet nu skulle ske på marknadsmässiga villkor. I verkligheten har elmarknaden alltid varit och är fortfarande föremål för energipolitiska målsättningar och beslut som direkt eller indirekt påverkar lönsamheten av investeringar i olika typer av elproduktion och med konsekvenser för konsumenterna. Särskilt viktiga är de åtgärder som har införts för att ställa om elförsörjningen mot en produktion baserad på förnybara energikällor och för att begränsa utsläppen av växthusgaser i samband med elproduktion. Ett av de viktigaste målen med EU:s energipolitik är att skapa en inre marknad för handel med och produktion av el.<sup>17</sup> I detta kapitel diskuteras även samspelet mellan marknadsintegration och investeringar.

### 4.1 Ekonomiskt stöd till och beskattning av elproduktion

I Sverige har de flesta investeringarna de senaste 15 åren skett i vindkraft eller bioeldade värmekraftverk, se Figur 5. Men investeringarna har inte berott på att dessa teknologier skulle ha någon särskild kostnadsfördel gentemot andra typer av elproduktion. En central faktor för utvecklingen har varit de ekonomiska och politiska styrmedel som införts för att manövrera elförsörjningen i en viss riktning.

#### Stödsystemet för förnybar elproduktion i Sverige

Sverige införde 2003 ett särskilt stöd för el från förnybara energikällor, elcertifikatsystemet. Detta var ett led i genomförandet av EU:s förnybarhetsdirektiv som anger bindande mål för andelen förnybar elproduktion i medlemsländerna. Direktivet syftar bland annat till att minska utsläppen av växthusgaser och EU:s importberoende av energi. Sveriges ursprungliga mål var att öka produktionen av förnybar el med 17 TWh mellan 2002 och 2016. Ambitionerna har sedan utökats flera gånger och uppgår nu till 48 TWh jämfört med 2002 års nivå. Under 2017 producerade svensk vindkraft ensamt 17,6 TWh el.

I det svenska stödsystemet får ägarna till certifierade anläggningar ett elcertifikat för varje MWh förnybar el de matar in på nätet. Certifikaten kan de sälja till elhandlare som är skyldiga att täcka en fast andel av den el som deras kunder förbrukar med hjälp av certifierad förnybar elproduktion. Denna skyldighet kallas för kvotplikt. Försäljningen av elcertifikat utgör en extra inkomstkälla utöver det bolagen tjänar på att sälja den el de producerar på elbörsen och som stimulerar investeringar i certifierbar relativt till annan elproduktion.

Man kan dela in den svenska elförsörjningen i certifierad och icke-certifierad elproduktion. Den certifierade produktionen utgörs av anläggningar som godkänts för att motta elcertifikat. Stödberättigad elproduktion kan vara sol- och vindkraft, vatten- och vågkraft, biobränslen och torv samt geotermisk energi. Certifierad produktion kan komma från helt nya anläggningar, kapacitetsökningar i gamla anläggningar och avvecklade anläggningar som har öppnats på nytt. Anläggningar som producerar el från fossila bränslen eller kärnkraft är icke-certifierade.

---

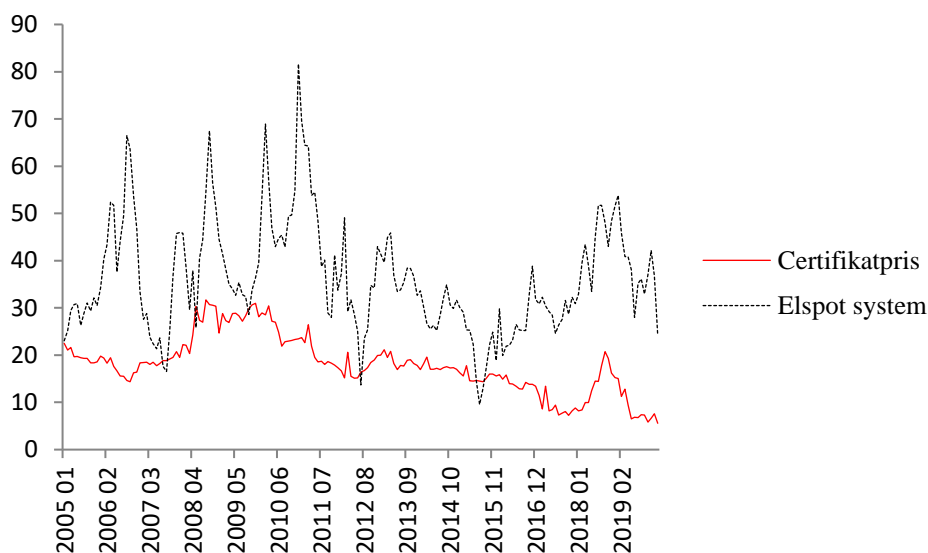
<sup>17</sup> Energimarknadsinspektionen (2020) är en utomordentligt grundlig genomgång av EU:s senaste direktiv.



Även viss förnybar elproduktion är icke-certifierad. Syftet med certifikatsystemet var att stimulera investeringar i ny förnybar elproduktion, inte att belöna befintlig sådan. Därför uteslöt man exempelvis storskalig vattenkraft producerad i befintliga anläggningar från systemet, även om förbättringar av kapaciteten i dessa anläggningar är stödberättigat. Det ekonomiska stödet till en anläggning inom elcertifikatsystemet är tidsbegränsat till maximalt 15 år, och systemet har nu existerat i 17 år. Framöver kommer en ökande andel av den icke-certifierade elproduktionen bestå av anläggningar som tidigare var stödberättigade, men som nu inte längre ingår i certifikatsystemet.

Figur 12 visar det genomsnittliga priset per månad för elcertifikat och systempriset på Elspot från och med 2005 till och med januari 2020. Som figuren visar, har certifikatpriset utgjort en substantiell källa till inkomst relativt till inkomsten av att sälja elen på Elspot för det mesta av perioden. På månadsbasis har certifikatpriset utgjort runt hälften av systempriset. Denna andel har sjunkit ner till 25 % de senaste åren. Det tycks ha varit en neråtlutande trend i certifikatpriset sedan toppåren 2008-09.

Figur 12: Månadspris elcertifikat och Elspot i EUR/MWh 2005-2019



Certifikatsystemet gör det inte bara mera lönsamt att investera i certifierad elproduktion, men påverkar även lönsamheten av annan produktion. Ökningen i certifierad elproduktion driver ner priserna på elmarknaden vilket gör det mindre lönsamt att investera i icke-certifierade anläggningar. Elcertifikatsystemet bidrar därför till en omställning mot ett förnybart elsystem vid att gynna investeringar i förnybar elproduktion som vindkraft och missgynna investeringar i icke-förnybar elproduktion som kärnkraft och gaskraft.

Elcertifikat gynnar den elintensiva industrin eftersom dessa bolag tjänar på lägre elpriser, men inte är skyldiga att köpa certifikat för sin produktion. Hushåll och andra små konsumenter kan både förlora och tjäna på systemet. Å ena sidan måste de betala för elcertifikaten, men å andra sidan sjunker elpriset. Certifikateffekten gäller endast kvotplikten medan elpriset gäller hela förbrukningen. Skattningar av Liski och Vehviläinen (2016) antyder att effekten av lägre

elpriser sannolikt har dominerat effekten av certifikaten, vilket innebär att konsumenterna i så fall har tjänat på systemet.

Även icke-certifierade anläggningar för förnybar elproduktion påverkas av det ekonomiska stödet till annan förnybar elproduktion. Stödet till förnybar elproduktion är tidsbegränsat till maximalt 15 år i det svenska certifikatsystemet. Anläggningarnas tekniska livslängd är ofta 25 år eller mera. När certifikattiden gått ut, uppstår risk för en utträngningseffekt där fungerande anläggningar ersätts med nya i syfte att erhålla elcertifikat (Fridolfsson och Tangerås, 2013). Låt oss belysa detta fenomen med hjälp av ett enkelt exempel. Anta för enkelhets skull att en vindkraftsenhet levererar 1 MWh el per period och håller i tre perioder. Anta att det kostar 174 EUR att bygga anläggningen. Låt Elspotpriset vara 50 EUR/MWh i varje period, mätt i nuvärdespriser. I avsaknad av ett stödsystem, är det inte lönsamt att bygga någon anläggning eftersom den totala inkomsten på 150 EUR inte räcker till för att täcka investeringskostnaden på 174 EUR. Därför behövs ett stödsystem om man vill få in denna vindkraft i systemet. Låt nu enheten få elcertifikat för sin produktion, men endast i första perioden eftersom stödet är tidsbegränsat. För att projektet ska vara lönsamt krävs det därför ett certifikatpris på 24 EUR. Låt oss nu övergå till andra perioden. Att driva anläggningen vidare de nästa två perioderna skulle ge ytterligare 100 EUR. Men anta nu att den teknologiska utvecklingen har inneburit att man kan ersätta den gamla enheten med en ny enhet till en reinvesteringskostnad om 22 EUR. En orsak till att detta blir så billigt är att platsen är redan utarbetad. En annan orsak är att den nya anläggningen endast kan producera 1 MWh per period i två perioder. Man tjänar 100 EUR på att sälja de 2 MWh på börsen, plus 24 EUR på att sälja elcertifikat i en period. Investeringen kostar 22 EUR, så vinsten på den alternativa anläggningen blir 102 EUR. Detta överstiger de 100 EUR man skulle få för att driva anläggningen vidare. Det vore därför företagsekonomiskt lönsamt att riva ner den gamla enheten för att ersätta den med en ny och modernare. Detta är mera än ett krystat exempel för att illustrera en teoretisk möjlighet; Mauritzen (2014) har dokumenterat utträngningseffekter för vindkraft i Danmark.

Utträngningseffekter har flera konsekvenser. För det första gör kapitalförstöringen att det blir dyrare än annars att producera förnybar el. Om man hade behållit den initiala anläggningen skulle man fått 3 MWh förnybar el till en investeringskostnad på 174 EUR. Men eftersom man river den gamla och uppför en ny anläggning, blir den totala investeringskostnaden 196 EUR utan att man för den sakens skull producerar mera förnybar el totalt sett. För det andra kan man inte använda antalet utfärdade elcertifikat för att mäta nettotillskottet av förnybar elproduktion inom ramen för certifikatsystemet. Det finns tre viktiga felkällor. För det första producerar vindkraft och andra anläggningar förnybar elproduktion även efter att de lämnat stödsystemet. I exemplet skulle den initiala anläggningen ha producerat 3 MWh el, men endast fått certifikat för en tredjedel av den totala produktionen. För det andra utgör inte elproduktion från ersättningsanläggningar en nettoökning av förnybar elproduktion. De två elcertifikaten utfärdade till den nya anläggningen i period två innebär ingen nettoökning i den totala produktionen av förnybar el sett över anläggningarnas tekniska livslängd eftersom det produceras 3 MWh i båda fallen. För det tredje är kostnadseffektiva anläggningar som skulle varit lönsamma även *utan* elcertifikat stödberättigade, och skulle ha byggts i vilket fall som

helst. Certifikat utfärdade till sådana anläggningar utgör inte något nettotillskott av förnybar elproduktion.

Källan till problemen ovan är det tidsbegränsade stödsystemet. Anta i exemplet ovan att alla anläggningar är stödberättigade under hela sin tekniska livslängd. Den initiala enheten skulle då kräva 8 EUR/MWh per elcertifikat för att vara lönsam. I period två skulle ägaren tjäna 116 EUR på att driva anläggningen vidare i period två och tre. Värdet på ersättningsanläggningen är i stället 116 EUR minus investeringskostnaden på 22 EUR, vilket gör det olönsamt att riva den gamla anläggningen. Den totala mängden utfärdade certifikat skulle även återspegla nettotillskottet av förnybar el relativt till att anläggningen inte byggs.

Certifikatsystemet var utformat i syfte att vara teknikneutralt i den meningen att det skulle främja den billigaste produktionen istället för särskilda produktionsteknologier. Varje MWh förnybar elproduktion får samma ersättning oavsett om den produceras med vindkraft, solkraft, vattenkraft eller på annat godkänt sätt. I verkligheten gynnar certifikatsystemet som det är utformat idag, viss form av elproduktion framför annan. Låt oss med ett annat exempel jämföra vindkraft och bioeldad värmekraft. När vindkraften först är installerad, är den konkurrenskraftig gentemot all annan produktion eftersom den rörliga kostnaden att producera el i en vindkraftanläggning är lika med noll. Problemet är i stället det låga kapacitetsutnyttjandet som gör att investeringskostnaden per MWh produktion blir hög relativt till annan produktion. I ett värmekraftverk är det fundamentala konkurrensproblemet i stället det dyra biobränslet som gör att elpriset inte alltid räcker till för att täcka den rörliga produktionskostnaden. Anta i exemplet ovan att bränslet för att producera 1 MWh el kostar 55 EUR. Kapacitetsutnyttjandet är högre än i ett vindkraftverk, så vi antar att det kostar 15 EUR att bygga ett värmekraftverk som levererar 1 MWh el per period i tre perioder. Varken vindkraft- eller värmekraftverket kan konkurrera på marknadens villkor eftersom de totala inkomsterna på 150 EUR inte täcker kostnaderna av att bygga och driva några av de två. Låt oss därför införa ett certifikatsystem som ger stöd i en period. Vindkraftverket kräver då ett certifikatpris om 24 EUR för att vara lönsamt. Värmekraftverket behöver dock endast 20 EUR, dels för att täcka underskottet om 5 EUR i period 1 till följd av det dyra bränslet och dels 15 EUR för att täcka investeringskostnaden. Värmekraftverket producerar inget i period två och tre eftersom den rörliga kostnaden är för hög.

Trots att all förnybar elproduktion får samma ersättning, gynnas den dyraste elproduktionen av stödsystemet i exemplet ovan. Dessutom får man mindre förnybar elproduktion för kostnaden av stödsystemet än vad som annars kunde vara fallet. Vindkraftverket producerar 3 MWh över hela sin tekniska livslängd, medan värmekraftverket endast ger 1 MWh. Orsaken är att värmekraftverket upphör att producera efter första perioden på grund av den höga kostnaden för biobränsle. Det är dock rimligt att tro att nya värmekraftverk är tillräckligt flexibla att producera med olika typer av bränsle. Ett rimligt scenario vore då att värmekraftverket fortsätter att producera även i de två påföljande perioderna, men då med hjälp av fossila eller andra bränslen som är billigare än biobränslen.

Orsaken till problemen är även här det tidsbegränsade stödsystemet. I fall båda anläggningarna skulle få elcertifikat för hela sin tekniska livslängd, tre perioder i exemplet

ovan, skulle vindkraften kräva ett certifikatpris på 8 EUR/MWh för att vara lönsamt medan motsvarande certifikatpris för kraftvärmen är 10 EUR/MWh för att täcka underskottet i produktionen och investeringskostnaden. Värme kraftverk skulle dessutom ha incitament att producera med biobränsle under hela sin livslängd under ett tidsmässigt mera omfattande certifikatsystem i de fall där värmekraften kan konkurrera mot annan förnybar elproduktion eftersom stödet skulle täcka upp alternativkostnaden av biobränslebaserad produktion.

**Slutsats** *Ett effektivt stödsystem för förnybar elproduktion täcker anläggningarnas tekniska livslängd.*

Kostnaden för att bygga sol- och vindkraft har sjunkit kraftigt det senaste decenniet till följd av teknologisk utveckling och lägre kapitalkostnader. Eftersom priset på elcertifikat ytterst drivs av skillnaden mellan elpriset och kapitalkostnaden av att bygga ut marginell förnybar elproduktion, kommer de sjunkande kostnaderna över tid att driva ner den totala ersättningen till förnybar elproduktion. All certifierad förnybar elproduktion får samma ersättning under det svenska certifikatsystemet oavsett om den är byggd med gammal eller ny teknologi. Till följd av kostnadsutvecklingen kommer därför ersättningen till förnybar elproduktion och därför avkastningen på investeringen att sjunka över tid i det svenska systemet. Rapporter kommer ibland om investeringar med sviktande lönsamhet till följd av att ersättningarna har gått ner. Investeringarna är skyddade mot den typen av inkomstbortfall under andra typer av stödsystem. I Tyskland är exempelvis ersättningarna olika för olika generationer av förnybar elproduktion. Sjunkande ersättningsnivåer över tid är däremot inte nödvändigtvis ett problem i ett certifikatsystem. I fall investeringarna förväntar sig sjunkande kostnader över tid, finns det ett värde i att skjuta på investeringen. Innebörden blir att investerare kommer kräva högre certifikatpriser idag för att gå med på att bygga förnybar elproduktion med befintlig teknologi i stället för att skjuta investeringarna på framtiden. Därför är marknaden i princip kapabel att ta hänsyn till och prissätta en förväntad teknologisk utveckling.

Ett problem med produktionsbaserade stöd till förnybar el, som exempelvis elcertifikat eller feed-in-tariffs, är att ägarna har incitament att köra anläggningarna även om marknadspriserna på el är negativa. Den 10 februari 2020 uppmättes för första gången negativa Elspotpriser i de svenska elområdena, bland annat till följd av rekordhög vindkraftsproduktion. På en annars välfungerande elmarknad är negativa priser en signal om att det vore effektivt att minska utbudet. För att undvika negativa priser, krävs att man lägger om stödsystemet. En möjlighet är att ägarna inte får elcertifikat för produktion som sker till negativa priser på Elspot.<sup>18</sup> Annars kan man frånga principen om att ersätta förnybar el utifrån produktionen och i stället ersätta installerad kapacitet. På vissa håll i Europa handlar man upp förnybar el genom kapacitetsauktioner. Då kan man ersätta anläggningen baserat på det förväntade nuvärdet av investeringen eller andra outputbaserade mål. Systemoperatören kan därefter överta ansvaret för att driva de godkända anläggningarna. En liknande variant är att stödja utbyggnaden av förnybar elproduktion med lokala nättariffer som diskuterades i delkapitel 3.3.

## **EU-ETS**

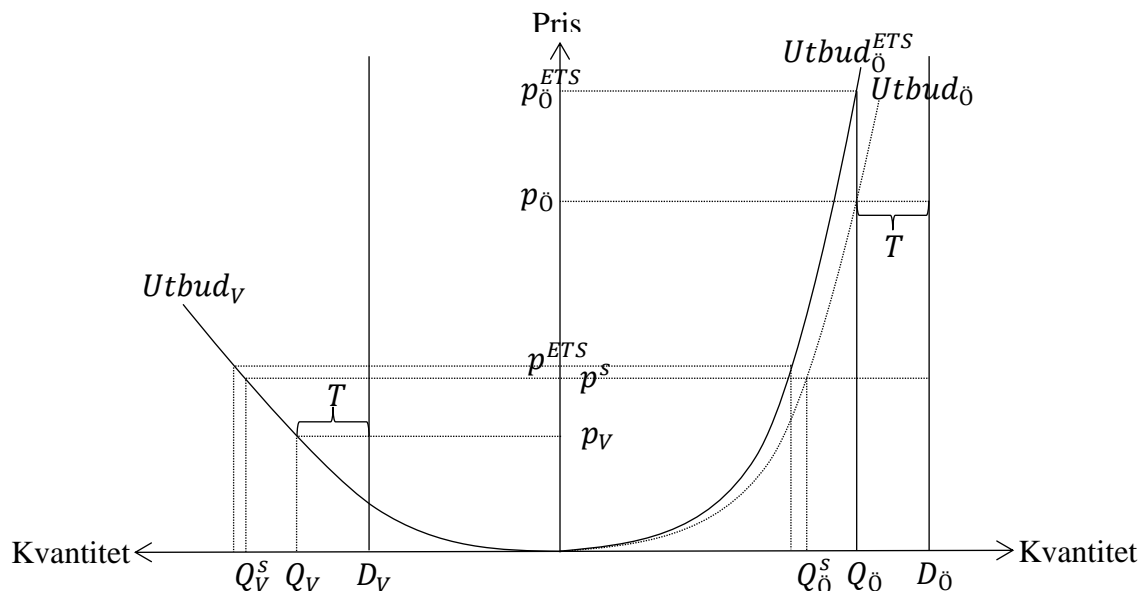
---

<sup>18</sup> Svenska Kraftnät har lanserat ett liknande förslag [svk.se/siteassets/om-oss/remissvar/elcertifikat---stoppregel-och-kontrollstation-2019.pdf](http://svk.se/siteassets/om-oss/remissvar/elcertifikat---stoppregel-och-kontrollstation-2019.pdf).

EU införde 2005 systemet för handel med utsläppsrätter, *EU-ETS*. Alla anläggningar som ingår i EU-ETS måste varje år uppvisa utsläppsrätter motsvarande de utsläpp av växthusgaser som anläggningen står för. Den totala mängden utsläppsrätter är lägre än anläggningarnas historiska utsläpp. Därigenom skapas en efterfrågan på utsläppsrätter då bolag med hög betalningsvilja för utsläpp kan köpa utsläppsrätter från bolag med låg betalningsvilja. Handel med utsläppsrätter skapar således ett pris på utsläpp av växthusgaser inom EU.

För elmarknaden innebär EU-ETS att kostnaden för att producera el med kolkraft och andra fossila bränslen går upp relativt till kostnaden av att producera med energikällor som inte ger upphov till utsläpp av växthusgaser. Priset på utsläppsrätter driver därmed på omställningen mot ett fossilfritt energisystem. Produktionen av el i Sverige bestod för det mesta av kärnkraft och vattenkraft även innan införandet av EU-ETS. Därför har inte EU-ETS haft någon större direkt effekt på kostnaden av olika typer av elproduktion. Däremot finns det indirekta effekter genom elpriset som i sin tur påverkar incitamenten att investera i olika typer av elproduktion.

Figur 13: Effekter av utsläppspriser på Elspotpriset



Figur 13 återskapar den förenklade modellen med två elområden som vi använt tidigare. Låt produktionen i elområde Väst vara helt fossilfri, och låt utbudet i Öst bestå uteslutande av kolkraft. Elområde Väst kan här symbolisera Sverige, och elområde Öst kan liknas med Baltikum.<sup>19</sup> I exemplet exporteras fossilfri elproduktion till elområdet som är baserat på kolkraft. Detta är ett realistiskt antagande, men analysen skulle vara den samma även om handeln gick i motsatt riktning. Låt oss först anta att kapaciteten i nätet är tillräcklig för att hantera den export  $Q_V^S - D_V$  som är nödvändig för att uppnå samma jämviktpris  $p^S$  i båda elområdena. Anta nu att priset på utsläppsrätter går upp. Kostnadsökningen innebär att det blir dyrare att producera el i elområde Öst. Utbudskurvan i detta elområde skiftar därför uppåt

<sup>19</sup> Det finns förnybar elproduktion även i Baltikum, men vi kan subtrahera vindkraft och annan förnybar el från den totala efterfrågan för att få efterfrågan efter fossil elproduktion i elområde Öst i diagrammet.

från den prickiga kurvan  $Utbud_{\text{Ö}}^S$  till den heldragna kurvan  $Utbud_{\text{Ö}}^{ETS}$ . Till priset  $p^S$  uppstår nu ett efterfrågeöverskott i Öst vilket driver upp marknadspriset till den nya jämvikten  $p^{ETS}$  där det totala utbudet åter är lika med den totala efterfrågan. När de två marknaderna är integrerade, innebär alltså en ökning av utsläppspriset att elpriset ökar även i Väst även om det inte finns någon elproduktion där som släpper ut växthusgaser.

Låt oss nu anta att kapaciteten i nätet i utgångspunkten är otillräcklig för att hantera den påkrävda elexporten från Väst till Öst givet priset  $p^S$ , det vill säga  $T < D_{\text{Ö}} - Q_{\text{Ö}}^S$ . I jämvikt uppstår då två lokala elmarknader, elområde Väst med det lokala priset  $p_V$  och elområde Öst med det lokala priset  $p_{\text{Ö}}$ . Exporten från Väst till Öst är  $T$ . Anta att en ökning i priset på utsläppsrätter skiftar utbudskurvan i Öst uppåt till  $Utbud_{\text{Ö}}^{ETS}$ . Återigen uppstår ett efterfrågeöverskott i Öst, men nu finns det ingen möjlighet att korrigera detta med att importera mera el från Väst eftersom nätkapaciteten  $T$  redan är fullt utnyttjad. För att balansera marknaden i elområde Öst, måste priset därför klättra hela vägen upp till  $p_{\text{Ö}}^{ETS}$ . I elområde Väst blir det inga konsekvenser eftersom man redan exporterade för fullt innan, det vill säga  $p_V^{ETS} = p_V$ . Däremot kommer flaskhalsinkomsterna att öka till  $(p_{\text{Ö}}^{ETS} - p_V)T$ .

Hur en ökning i utsläppspriset påverkar elpriset i omkringliggande elområden, beror alltså på om marknaden befinner sig i en situation med låg efterfrågan och integrerade marknader eller en situation med hög efterfrågan och elområdespriser. Då effekterna av utsläppsrätter endast slår igenom i elområde Väst under timmar med låg efterfrågan, kommer en ökning i priset på utsläppsrätter gynna investeringar i fossilfri baskraft, som kärnkraft, relativt till investeringar i fossilfri toppkraft, som bioeldade gasturbiner. I exemplet ovan blir det även mera lönsamt att investera i nätkapacitet eftersom flaskhalsinkomsten ökar. Det blir dock mindre lönsamt att investera i ny nätkapacitet om exporten går ifrån ett elområde med fossildriven elproduktion till ett elområde med fossilfri elproduktion till följd av att flaskhalsinkomsterna då sjunker när priset på utsläppsrätter går upp.

Effekterna är något mer komplicerade i ett land som Sverige där vattenkraft utgör en stor del av elproduktionen. I ett vattenkraftverk består ägarnas beslutsproblem i hur man ska fördela en viss mängd vatten över dygnet. Ifall priset på utsläppsrätter går upp, blir det mindre lönsamt än förut att flytta produktion från timmar med låg till timmar med hög efterfrågan. Denna omallokering leder till en ökning i elpriset även i timmar med hög efterfrågan. Effekten av en prisökning på utsläppsrätter kommer alltså fördelas över alla dygnets timmar på en elmarknad med vattenkraft. Därför ökar lönsamheten av att investera även i viss toppkraftproduktion. För Sveriges del kvartstår dock följande:

**Slutsats** *Prisökningar på utsläppsrätter gynnar främst investeringar i fossilfri baskraft och vattenkraft eftersom dessa anläggningar även producerar under timmar med låg efterfrågan.*

## **Energiöverenskommelsen 2016**

Syftet med energiöverenskommelsen som ingicks 2016 mellan partierna i Riksdagen, förutom Liberalerna, Sverigedemokraterna och Vänsterpartiet, var att lägga ramvillkoren för en framtida svensk elmarknad. Ett av de fundamentala målen i överenskommelsen är 100 %

förnybar elproduktion år 2040. Detta mål innebär otvetydigt att all elproduktion som bygger på fossila bränslen ska fasas ut.

Överenskommelsen är tydlig med att den inte innehåller ett stoppdatum för svensk kärnkraft. Dock verkar målet om 100 % förnybart inte vara förenbart med fortsatt kärnkraftsproduktion efter 2040. Det råder därför stor osäkerhet om ny kärnkraft kommer vara möjligt inom ramen för energiöverenskommelsen. Det spelar sannolikt underordnad roll att överenskommelsen formellt tillåter att ersätta de befintliga tio reaktorerna med nya om den politiska osäkerheten är för stor. Om premisserna i överenskommelsen fortsätter ligga fast även de kommande åren, torde framtida investeringar i svensk kärnkraft för det mesta syfta till att möta uppställda säkerhetskrav och maximalt upprätthålla befintlig kapacitet för anläggningarnas resterande tekniska livslängd. Sannolikt kommer vi då se en gradvis utfasning av all befintlig svensk kärnkraft under de följande 20 åren. Det vore bra om riksdagen kunde tydliggöra synen på kärnkraft. Det skulle minska risken för alla investerare, oavsett vilken teknologi de avser att investera i.

**Slutsats** *Riksdagen borde tydliggöra huruvida inhemsk kärnkraft har en roll att spela i Sveriges elförsörjning efter 2040.*

Energiöverenskommelsen anger att utbyggnad av vattenkraft främst ska ske genom höjningar av effekten i befintliga anläggningar. Särskilt gäller att nationalälvarna fortsatt ska skyddas från utbyggnad. Utbyggnad av ny och storskalig vattenkraft i Sverige torde även det vara osannolikt under överenskommelsens premisser.

Vad som återstår är storskalig utbyggnad av annan förnybar elproduktion än vattenkraft, som land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft. Överenskommelsen lyfter dessutom fram potentialen i den bioeldade fjärrvärmen. Alla dessa ryms innanför elcertifikatsystemet. Ny toppkraft kan exempelvis bestå av bioeldade gasturbiner. Dessutom kan minskad export eller ökad import från omkringliggande länder bidra till den inhemska elförsörjningen.

### **Investeringskyddet i internationella avtal**

Huvudpoängen med att fastlägga premisserna för den framtida energipolitiken genom en bred tvärpolitisk överenskommelse är att minska den politiska risk som kan uppstå när man företar långsiktiga investeringar i ny produktionskapacitet och inom elintensiv industri. Däremot skyddas investeringar inte endast av politiska överenskommelser, vars innebörd kan ändras från tid till annan, men även av internationella avtal. Av särskild betydelse är *The Energy Charter Treaty* (ECT) som Sverige ratificerade senast 2015. ECT är ett investeringsavtal som syftar till att främja utländska direktinvesteringar i energi genom att skydda utländska investeringar mot vissa konsekvenser av ändringar i länders energipolitik. Till exempel kan det handla om att ett land ändrar sin politik så att gjorda investeringar signifikant förlorar värde. Ett relevant exempel är när Tyskland bestämde sig för att lägga ner sin kärnkraft i förtid efter Fukushima olyckan. Vattenfall stämde då Tyskland för bolagets förluster till följd av detta beslut. Vidare har utländska investerare stämt bland annat Italien och Spanien för att länderna i olika omgångar har avvecklat stödsystem för förnybar elproduktion i förtid. Genom

att i princip hålla länder ersättningsskyldiga för omfattande politiska ändringar i energipolitiken minskar ECT både den politiska risken för utländska investerare och bidrar till en stabilare energipolitik.<sup>20</sup> Internationella investeringsavtal kan öka i betydelse i takt med att utländska direktinvesteringar i bland annat förnybar elproduktion ökar i Sverige. ECT omfattar inte inhemska företag. Deras politiska risk torde minska om svensk lagstiftning skulle erbjuda inhemska företag ett lagskydd som motsvarar det som utländska investerare får.

## Skatter och avgifter

En del av konsumenternas och producenternas kostnader består av de skatter och avgifter som de betalar till staten. Staten tar ut en energiskatt på all elanvändning som uppgår till 35,3 öre för varje förbrukad kWh el (under 2020). Dessutom betalar elbolagen skatter som beror på deras installerade produktionskapacitet. Ett exempel är effektskatten på kärnkraft, en skatt som fasades ut efter energiöverenskommelsen. Fastighetsskatten på produktionsanläggningar är en blandning av produktionsskatt och effektskatt. Vissa har föreslagit att ersätta dagens i huvudsak konsumtions- och produktionsbaserade skatter med skatt på installerad effekt.

I utgångspunkten finns mycket som talar för att endast beskatta installerad kapacitet. Skatt på konsumtion eller produktion leder normalt till ineffektiviteter eftersom det skapar en kilt mellan vad hushållen betalar för sin förbrukning jämfört med vad företagen får betalt. Detta förhållande gäller dock inte riktigt på elmarknaden eftersom förbrukningen av el åtminstone på kort sikt är väldigt okänslig för kortsiktiga ändringar i elpriset. Den viktigaste faktorn för att säkerställa den kortsiktiga effektiviteten på marknaden är då att företagen möter samma pris. Skatt på konsumtion eller produktion påverkar inte detta förhållande. En konsumtionsskatt påverkar inte heller incitamenten att investera eftersom alla skattehöjningar vältras över på användarna. En skatteväxling från konsumtion till effekt skulle gynna konsumenterna på kort sikt eftersom elen blir billigare. På lång sikt går elpriset upp eftersom effektskatten fördyrar investeringar i ny elproduktion. Nettovinsten för kunderna av en sådan skatteomläggning är därför begränsad på sikt.

Effektskatten på kärnkraft uppgick som mest till 14 440 kronor per MW installerad kapacitet och månad innan den avvecklades. Man räknar ofta med att detta motsvarade en skatt på produktion om 8 EUR/MWh givet kapacitetsutnyttjandet i svensk kärnkraft. Låt oss nu anta att all kapacitet har samma effektskatt. Vad skulle hända om man bytte till en produktionsskatt? De rörliga kostnaderna skulle öka med 8 EUR/MWh, men å andra sidan skulle även priset öka med 8 EUR/MWh på en konkurrensnärlig marknad eftersom alla producenter då bjuder in sin el på marknaden till rörlig kostnad. Då spelar nivån på skatten ingen roll. Undantaget är situationer med resursbrist då elpriset sätts lika med pristaket. I ett sådant läge kommer en produktionsskatt minska vinsten. Men resursbrist kännetecknas av att all kapacitet bjuds in på marknaden. Då är skattekostnaden proportionell mot den installerade effekten, vilket är exakt samma som med en effektskatt. Detta förhållande gäller dessutom för alla teknologier förutom väderberoende icke-planerbar elproduktion. Dessa teknologier har en

---

<sup>20</sup> Vi hänvisar den som är intresserad av att läsa mera om investeringsavtal till Horn och Tangerås (2019).



hög installerad effekt, men producerar inte alltid till full kapacitet till följd av väderberoendet och skulle därför gynnas av en skatt på produktion.

**Slutsats** På en konkurrensmässig elmarknad med prisökänslig efterfrågan kan man uppnå exakt samma incitament att investera i planerbar elproduktion med en effektskatt som med en produktionskatt. Icke-planerbar elproduktion missgynnas av en effektskatt relativt till skatt på produktion.

På en marknad där bolagen ibland utnyttjar marknadsmakt för att driva upp elpriserna, håller emellertid inte argumenten ovan. Orsaken är att baskraften då även gör vinst i situationer utan resursbrist medan detta inte alltid är fallet med dyr toppkraft. Hur skatteväxling mellan effekt och produktion påverkar investeringarna i ny produktion på en marknad med ofullständig konkurrens har dock inte utretts i detalj inom forskningen. Det bör dock fortfarande vara fallet att en skatteväxling från produktion till effekt som inte påverkar statens skatteinkomster gynnar konsumenterna på kort sikt eftersom elpriset blir lägre, men fördyrar investeringarna eftersom bolagens totala skatteböroda ökar. På lång sikt kommer elpriset att öka, vilket begränsar den långsiktiga nettovinsten för konsumenterna.

## 4.2 Betydelsen av ökad marknadsintegration

En av de viktigaste ambitionerna med EU:s energipolitik är att skapa en inre marknad för handel med och produktion av el. Värdet av marknadsintegration är de handelsvinster som uppstår när länder med elöverskott och låga elpriser exporterar el till länder med elunderskott och höga elpriser. För att realisera sådana handelsvinster, krävs det tillräcklig kapacitet i form av överföringsförbindelser inom och mellan länderna. De nordiska länderna har länge investerat i överföringssystemet och fortsätter ständigt att öka kapaciteten till den europeiska kontinenten, vilket framgår av Figur 7.

Vinsterna med marknadsintegration och incitamenten att investera i ny produktionskapacitet beror på de handelsflöden som uppstår mellan länderna. Man kan då skilja mellan enkelsidig och flersidig handel. Den första typen av handel beskriver en situation där landet i fråga antingen ensidigt exporterar el till eller ensidigt importerar el från länderna runt om. Den andra typen beskriver en situation där ett land ömsom exporterar el till och ömsom importerar el från grannländerna. Under ensidig handel är den totala handeln en given period, mätt som summan av de handlade elvolymerna den perioden, lika med nettohandeln, mätt som skillnaden i produktion och förbrukning för hela perioden.<sup>21</sup> Under flersidig handel kan den totala handeln med el vara hög även om nettohandeln är låg under samma period. Ett lands *handelskvot* en given period beräknas som landets totala handel med el till utlandet under

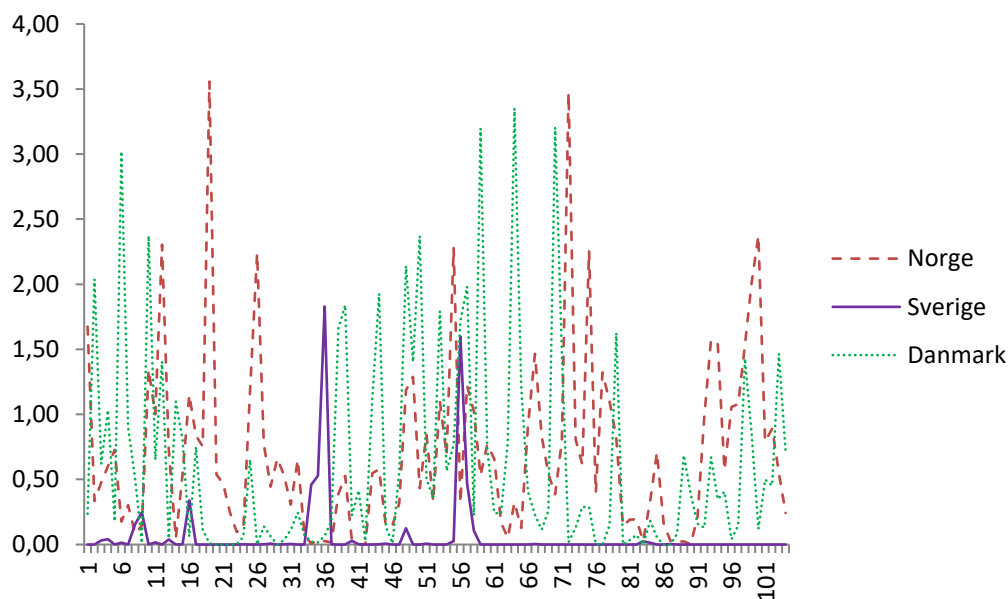
---

<sup>21</sup> Om vi anger den totala produktionen av el inom landet under timma  $t$  vecka  $v$  som  $q_{tv}$  MWh och den totala förbrukningen inom landet samma timme och vecka som  $d_{tv}$  MWh blir den totala produktionen  $q_v = \sum_{t=1}^{168} q_{tv}$  MWh och förbrukningen  $d_v = \sum_{t=1}^{168} d_{tv}$  MWh under vecka  $v$ . Landets totala handel med el med utlandet under vecka  $v$  är lika med  $TH_v = \sum_{t=1}^{168} |q_{tv} - d_{tv}|$  MWh. Nettohandeln vecka  $v$  mäts i stället som  $NH_v = |q_v - d_v|$  MWh. Om landet ensidigt exporterar el till utlandet vecka  $v$ , det vill säga  $q_{tv} \geq d_{tv}$  under alla timmar den veckan, blir  $TH_v = \sum_{t=1}^{168} (q_{tv} - d_{tv}) = q_v - d_v = NV_v$ . Omvänt är  $TH_v = d_v - q_v = NV_v$  ifall landet ensidigt importerar el från utlandet under vecka  $v$ .

perioden delat med landets nettohandel med el samma period. Denna kvot mäter hur flersidigt ett lands handel med el är, och är lika med 1 under ensidig handel.<sup>22</sup>

Figur 14 anger handelskvoten på veckobasis för Norge, Sverige och Danmark under perioden 2018-19. På grund av den stora variationen, anges den naturliga logaritmen av handelskvoten. En nolla i diagrammet identifierar därför en vecka med ensidig handel.<sup>23</sup> Som vi ser bygger Sveriges handel med el för det mesta på ensidig handel med utlandet. Även om det inte framgår av figuren, är handelsflödena export till utlandet. Detta mönster avbryts sporadiskt av veckor då Sverige även importerar el från utlandet vilket markeras i figuren som plötsliga spikar i handelskvoten. Slutsatsen är att Sverige som helhet gynnas av ökad marknadsintegration genom ökad export. Den vinst som producenterna i Sverige gör på ökad försäljning är större än den förlust som inhemska konsumenter gör på att elpriset i Sverige ökar. Finland finns inte med i diagrammet eftersom deras handel med utlandet uteslutande var ensidig i perioden och bestod av import från utlandet. Konsekvensen av ökad marknadsintegration mellan Finland och utlandet blir därför lägre elpriser i Finland, vilket inhemska konsumenter tjänar på men inhemska elbolag förlorar på. Dessa missgynnas även av att viss produktion ersätts av import, vilket också försvagar incitamenten att investera i ny kapacitet.

Figur 14: Nationella handelskvoter i genomsnitt per vecka under 2018-2019



Källa: [nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com)

En betydande vinst av ökad marknadsintegration på den nordiska marknaden har varit att utnyttja skillnaderna i produktionsteknologi mellan länderna. Exempelvis har det varit möjligt för Danmark att bygga ut stora mängder vindkraft utan att samtidigt investera i motsvarande mängder reservkapacitet eftersom man har kunnat förlita sig på handel med utlandet för att

<sup>22</sup> Handelskvoten  $K_v$  vecka  $v$  definieras som  $K_v = TH_v / NH_v \geq 1$ . Under ensidig handel är  $TH_v = NH_v$  och därför  $K_v = 1$ .

<sup>23</sup> Specifikt,  $\ln(K_v) = \ln(TH_v) - \ln(NH_v)$ . Om  $TH_v = NH_v$ , får vi  $\ln(K_v) = 0$ .

motverka de väderberoende svängningarna i dansk elproduktion. Detta läser man utav Figur 14, där handelskvoterna för Danmark oftast ligger över noll. Under dessa veckor är Danmark både exportör av el till grannländerna när produktionen av vindkraft är stor relativt till den inhemska förbrukningen, och importör av el när vindproduktionen sinar. Norge uppvisar ett liknande mönster som Danmark. I Norges fall kan mönstret inte förklaras av variationer i vindkraft eftersom Norges elproduktion nästan uteslutande består av vattenkraft. Istället fungerar Norges vattenkraft som ett batteri som balanserar svängningarna i produktion och förbrukning i de omkringliggande länderna, särskilt Danmark (Mauritzen, 2013). Ökad marknadsintegration har motstridande effekter på elpriserna i ett land med flersidig handel. Å ena sidan ökar det inhemska elpriset de timmar när landet exporterar el, å andra sidan sjunker priset de timmar som landet importerar el från utlandet. Nettoeffekten på bolagens inkomster kan därför vara både positiv och negativ. På motsvarande sätt kan inhemska konsumenter både vinna och förlora på ökad marknadsintegration i ett land som bygger på flersidig handel. Ökad marknadsintegration innebär att marknaden generellt behöver tillhandahålla mindre toppkraft för att möta lokala effekttoppar. Därför kan man säga att marknadsintegration gynnar investeringar i baskraft relativt till toppkraft. Notera även att vinsterna av ökad marknadsintegration kommer att vara jämnare fördelade mellan konsumenter och producenter på en marknad med flersidig handel än på en marknad med ensidig handel.

## Marknadsmakt

Analysen har för det mesta byggt på ett antagande om konkurrensmässiga marknader, det vill säga att producenterna bjuder in sin elproduktion på Nord Pool till den rörliga kostnaden av att producera den. Detta är en rimlig antagande på marknader som består av många små aktörer, något som inte alltid håller i verkligheten. I stället äger några få bolag det mesta av produktionskapaciteten på den nordiska elmarknaden (NordREG, 2014): Vattenfall (Sverige) har 19 %, Statkraft (Norge) har 14 %, Fortum (Finland) har 12 %, och Ørsted (Danmark) äger 6 % av kapaciteten. Med köpet av Sydkraft 2001 har E.ON i Tyskland varit den enda nya stora aktören som gått in på den nordiska marknaden sedan avregleringen. Bolaget äger 7 % av den totala kapaciteten. Det koncentrerade ägandet förstärks av den geografiska koncentrationen av anläggningstillgångarna. Vattenfall äger till exempel 37 % av den svenska produktionskapaciteten. Gemensamt ägande, särskilt av den svenska kärnkraften, skapar ytterligare *kollektiv* marknadsmakt. Producenter med marknadsmakt har ett incitament att hålla tillbaka produktion för att öka priserna. Nyare studier som påvisar detta beteende på den nordiska marknaden är Lundin (2016) och Tangerås och Mauritzen (2018). Lundin och Tangerås (2020) uppskattar det genomsnittliga prispåslaget till 4 % på Nord Pool Elspot, men prisseffekterna torde vara större i de fall när flaskhalsar i elnätet ökar koncentrationen på marknaden. Bolag som utövar marknadsmakt har även svagare incitament att investera i ny kapacitet eller upprätthålla befintlig kapacitet än bolag som opererar på en konkurrensmässig marknad. Ökande marknadsintegration innebär även att konkurrensen ökar på elmarknaden, vilket ökar effektiviteten på både kort sikt och längre sikt eftersom bolagen då tar mindre hänsyn till negativa prisseffekter när de bestämmer hur mycket de ska investera i ny kapacitet. Under realistiska antaganden utgör därför marknadsmakt ett argument för ökad integration av elmarknaden.

## Investeringar i elproduktion kontra elnät

Prisändringar som uppstår till följd av investeringar i ny nätkapacitet påverkar lönsamheten av att investera i ny produktionskapacitet i olika delar av elsystemet, bland annat beroende på hur handelsströmmarna ser ut. Omvänt kommer investeringar i ny produktionskapacitet att ha en effekt på lönsamheten av ny nätkapacitet. Exempelvis kommer en ökning i produktionen i ett elområde med höga elpriser att minska flaskhalsinkomsterna och därigenom sänka värdet av att utvidga kapaciteten i nätet. Det ekonomiska sambandet mellan produktionskapacitet och nätkapacitet skapar ett värde av att koordinera dessa investeringar.<sup>24</sup>

På europeisk nivå koordineras utbyggnaden av elnätet genom nätplaner framtagna av *ENTSO-E*, samarbetsorganet för nätägarna och systemoperatörerna i Europa. De nordiska nätplanerna beskriver pågående och planerade nätinvesteringar inom och mellan de nordiska länderna, samt till länderna omkring. Dessa planer uppdateras för nuvarande med två års mellanrum.<sup>25</sup> Man använder sig bland annat av scenarioanalys för att uppskatta var i systemet behovet av nätförbättringar är störst, och vilka investeringar som har högst samhällsekonomiskt värde.<sup>26</sup> Av den senaste nätplanen framgår särskilt att grundläggande förändringar i konsumtionen och produktionen av el kommer innebära stora utmaningar för elförsörjningen som delvis måste lösas med investeringar i ny nätkapacitet. För det första förväntar man ökad elförbrukning på grund av elektrifiering av transportsektorn och av industriella produktionsprocesser, samt fortsatt etablering av nya industrier som datahallar. För det andra kommer produktionen av el att skifta än mer mot väderberoende elproduktion som vindkraft på bekostnad av planerbar elproduktion som kärnkraft. Mycket av den nya elproduktionen kommer att befinna sig längre ifrån konsumenterna än den befintliga kapaciteten, vilket kräver förbättrad kapacitet i elnätet. Lokala problem med leveranssäkerheten kan uppstå på grund av vindkraften, problem som delvis kan lösas med ökad nätkapacitet. Behovet av att säkerställa tillförlitligheten i elförsörjningen anges som en huvudorsak till den ökade integrationen med utlandet.

Det finns viss koordination av investeringar i nätförbindelser och i ny storskalig elproduktion. Ett exempel är den havsbaserade vindkraftsparken Kriegers Flak där Vattenfall planerar bygga 128 turbiner med installerad kapacitet om minst 640 MW. Anslutning till överföringssystemet i Danmark och Tyskland är inbäddad i nätplanen, även om byggandet av Kriegers Flak inte påbörjats än. Dock framgår det ur nätplanerna att det finns stor osäkerhet kring många andra investeringar och var ny kapacitet eventuellt kommer lokaliseras i nätet. Osäkerheten gäller ny förbrukning som exempelvis datahallar och även var i systemet ny förnybar elproduktion kommer lokaliseras. Generellt förväntar sig nätägarna på den nordiska marknaden att mycket av den nya väderberoende elproduktionen kommer att byggas längre norrut i regionen.

---

<sup>24</sup> Se exempelvis Tohidi m.fl. (2017a,b) för en numerisk analys.

<sup>25</sup> Den senaste planen, Nordic Grid Development Plan 2019, finns på SvK:s hemsida: [svk.se/press-och-nyheter/press/nordic-grid-development-plan-2019---3260174/](https://svk.se/press-och-nyheter/press/nordic-grid-development-plan-2019---3260174/).

<sup>26</sup> På en integrerad elmarknad som den nordiska, är nätägarna i de olika länderna tvungna att samarbeta för att få till stånd internationella överföringsförbindelser. En analys av incitamenten att samarbeta om investeringar i ny nätkapacitet på en integrerad elmarknad hittar man i Persson och Tangerås (2019).

Figur 15 Den nordiska nätplanen 2019



Källa: Svenska Kraftnät

De förväntade ökningarna i variabel och väderberoende elproduktion, främst i norra Sverige och Danmark, kräver förstärkningar av nätet särskilt i nord-syd riktning i Norge och Sverige. Syftet är att minska inhemska flaskhalsar och frigöra vattenkraft i norr. Vilka förstärkningar det rör sig om, framgår av nätplanen i Figur 15. Ökningen i förnybar elproduktion ger ett produktionsöverskott som ska exporteras utomlands via nya eller förbättrade överföringsförbindelser till Tyskland från Danmark, Norge och Sverige, till Storbritannien från Danmark och Norge och till Nederländerna från Danmark. Kärnkraften står inför en storskalig utfasning som delvis kommer att ersättas av ny kärnkraft i Finland. Ökad nätkapacitet planeras i Finland och Sverige för att upprätthålla tillförlitligheten efter denna omstrukturering. Efterfrågan på el förväntas växa kraftigt i den nordligaste delen av Norge med utvecklingen av Barentshavets oljefält och elektrifieringen av oljeproduktionen, vilket kommer att kräva utbyggnad av nätkapacitet i norr. En annan drivkraft för investeringar är behovet av att uppgradera och ersätta en stor del av det nordiska överföringssystemet som byggdes på 1950- och 60-talet.

I motsättning till företag som äger produktionskapacitet, så är inte ägarna av nätkapacitet direkt beroende av gynnsamma prisförhållanden på marknaden för att en investering ska bli lönsam. Orsaken är den avkastningsreglering som nätbolagen är underkastade och som direkt avgör huruvida det är företagsekonomiskt lönsamt att investera i ny kapacitet. Drifts- och

kapitalkostnader vältras över på kunderna i form av nätavgifter. Från ett investerarperspektiv gäller därför att lönsamheten att bygga ny nätkapacitet beror mindre på förväntningar om framtida elproduktion än vad lönsamheten att bygga ny elproduktion beror på förväntningar om framtida nätkapacitet. Dessutom är många investeringar i ny produktion småskaliga och tar kort tid att genomföra relativt till att planera och bygga ut nätkapacitet. Därför är det mera troligt att investeringar i ny produktion kommer anpassa sig till planer om nya nätförbindelser än tvärtom, bortsett från de största projekten för ny elproduktion.

Ett relevant exempel är att man från nätägarnas sida förväntar sig ökade investeringar i de norra delarna av regionen även om elpriserna i norr är lägre än i söder. Två förklaringar man anger är att vindförhållanden är bättre i norr och att det är lättare att erhålla tillstånd att bygga i mera glesbebyggda områden. Men om nätägarna ökar nätkapaciteten i norr-söder riktning för att ta hänsyn till den förväntade utvecklingen i vindkraft, kommer priserna i norr att gå upp relativt till priserna i söder på grund av ökad marknadsintegration. Då blir det relativt sett mera lönsamt att investera i norr och en större del av investeringarna kommer att hamna där just på grund av utbyggnaden av elnätet. En sådan utveckling är exempel på en självuppfyllande profetia, som naturligtvis kan vara samhällsekonomiskt önskvärd.

**Slutsats** *Investeringar i ny produktionskapacitet kommer anpassa sig mera till planerade investeringar i ny nätkapacitet än tvärtom, eventuellt med undantag för stora projekt för ny elproduktion.*

### **4.3 Liberaliseringen och investeringarna på elmarknaden**

Liberaliseringen av elmarknaden innebar ett paradigmskifte för elbolagen där ett system med reglerade priser, gynnsamma ersättningsvillkor och incitament att överinvestera, ersattes av en avreglerad marknad där prissignaler styr investeringarna och företag med marknadsmakt har incitament att hålla tillbaka investeringar för att öka vinsten. Innan uppdelningen av Sverige i fyra elområden 2011, fanns det inga geografiska prissignaler för att styra investeringarna i rätt riktning. Det sättet som den strategiska reserven intill nyligen bjöds in på elmarknaden, la ett effektivt lock på investeringar i ny toppkraft. Toppkraften i Sverige har även missgynnats av den ökade marknadsintegrationen. Investeringar i vatten- och kärnkraft har gynnats av EU-ETS systemet och förbättrad marknadsintegration med utlandet. Energipolitikens utformning har gynnat förnybar elproduktion, som vindkraft och bioeldad kraftvärme, på bekostnad av kärnkraft, fossil energi och storskalig vattenkraft.

Utvecklingen i produktionskapaciteten på den nordiska marknaden som vi redovisade i Figur 5, är konsistent med att elbolagen gick in på den avreglerade elmarknaden med överkapacitet. Elpriserna låg under de långsiktiga kapitalkostnaderna under en lång tid. Elbolagen var tvungna att vänta mer än tio år på att efterfrågan skulle komma ikapp och prisbildningen bli tillräckligt gynnsam för att det åter skulle bli lönsamt att investera i ny kapacitet. Dessa investeringar har koncentrerats till att bygga ut vindkraft och förbättra kapaciteten i befintliga vattenkraftverk. Priserna på marknaden har varit precis tillräckliga för att upprätthålla den befintliga kapaciteten i den termiska elproduktionen och i kärnkraften. Denna utveckling torde fortsätta om premisserna för energiöverenskommelsen 2016 fortsätter ligga fast även de

kommande åren. Man kan eventuellt förvänta sig att den totala kapaciteten i kärnkraften sjunker om några år när utfasningen av svensk kärnkraft har accentuerat, även om den försenade reaktorn i Olkiluoto delvis kan bromsa den nedgången.

I Figur 7 ser vi att kapaciteten i överföringssystemet nästan fördubblades de första tio åren efter den stora elmarknadsreformen. En del av utbyggnaden kan ha berott på en korrigerande av underkapacitet i de internationella överföringsförbindelserna. Avregleringen av marknaden för produktion och handel med el skapade en inkomstkälla, flaskhalsinkomster, som man kunde använda för att öka kapaciteten i elnätet. Det är dock viktigt att komma ihåg att nätägarna reglerades innan liberaliseringen och är reglerade även nu. Investeringar i nya nät har därför alltid drivits i hög grad av regleringsmässiga incitament. Om exempelvis kapitalavkastningen varit genomgående hög, har det inte funnits någon anledning för nätägarna att hålla tillbaka investeringarna efter omregleringen. Dessutom tillkommer de statliga ägarnas ambitioner avseende elförsörjningen. Särskilt torde utbyggnaden av överföringsförbindelser till utlandet ha berott på en politisk målsättning att öka den internationella integrationen av elmarknaden.

## 5 Kort om elmarknader i världen

EU:s elmarknader blir alltmer integrerade, och påminner mycket om Sveriges elmarknad. Marknaderna är i regel tudelade och består dels av en avreglerad marknad för produktion av och handel med el och dels av reglerad marknad för överföring och distribution av el. På de flesta av EU:s elmarknader är handel med el juridiskt särskilt från distributionen. Hur mycket som ska användas och produceras inom varje elområde, bestäms på en elbörs utifrån inkomna köp- och säljbud samt kapaciteten i överföringssystemet. Inom varje elområde kan elbolagen själva bestämma hur de ska använda sin kapacitet för att producera den el de har sålt på elbörsen. Man brukar kalla detta för en decentraliserad eller portföljorienterad spotmarknad. I Europa äger ofta systemoperatören även överföringssystemet. Därmed får de flaskhalsintäkter när det uppstår prisskillnader mellan elområden. Av den anledningen sköts spotmarknaden av oberoende marknadsoperatörer i Europa.<sup>27</sup> Numera är de flesta av Europas elmarknader sammankopplade och klareras tillsammans.

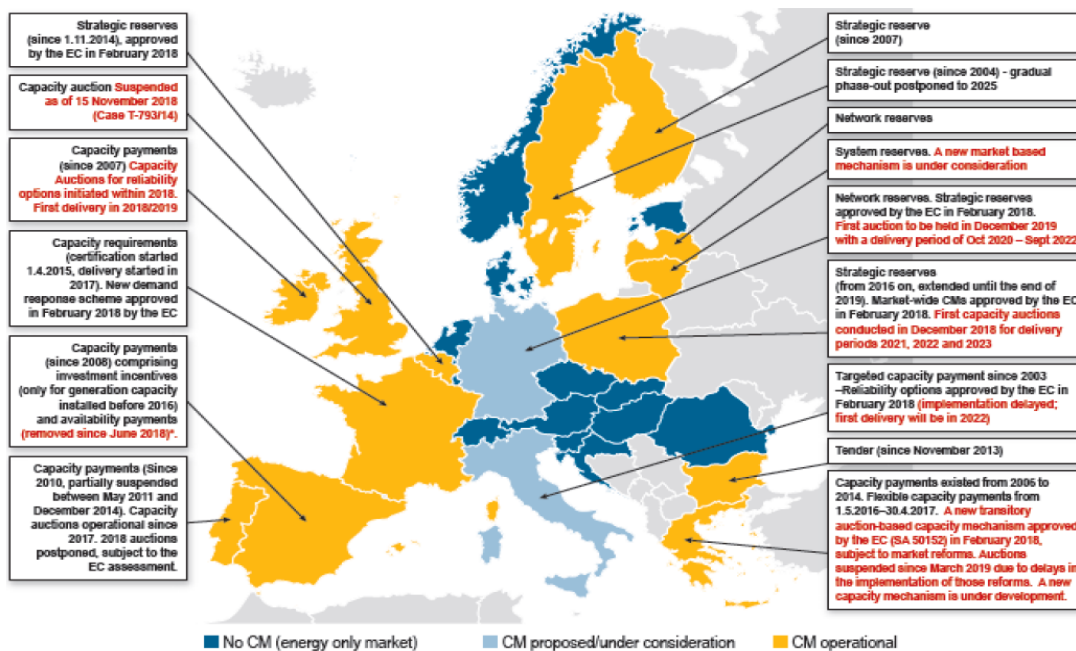
Under de första åren efter avregleringen var Sveriges elmarknad av *energy-only* karaktär. Denna princip innebär att konsumenterna endast betalar för den el de förbrukar och elbolagen endast får betalt för den el de producerar. På andra elmarknader får aktörer även ersättning för att tillhandahålla kapacitet på marknaden under en given period, även om denna inte kommer till användning under perioden. Kapacitetsbetalningen i dessa *kapacitetsmekanismer* är normalt proportionell mot den kapacitet som tillhandahålls. I Storbritannien och på de flesta avreglerade elmarknaderna i USA får *alla* tillgängliga anläggningar en kapacitetsbetalning. Vi refererar till en sådan marknadsomfattande kapacitetsmekanism som en *kapacitetsmarknad*. I Belgien, Finland och Tyskland är kapacitetsbetalningen i stället begränsad till ett fåtal anläggningar inom en (strategisk) *effektreserv*. Sverige införde en effektreserv i början av

---

<sup>27</sup> Notera dock att Nord Pool samögs av systemoperatörerna in Norden.

2000 talet. Flera av EU:s medlemsländer förlitar sig helt på energy-only marknader och det gäller även Norge. Figur 16 är en sammanställning av de olika marknadstyperna inom EU.

Figur 16 Elmarknaderna i EU



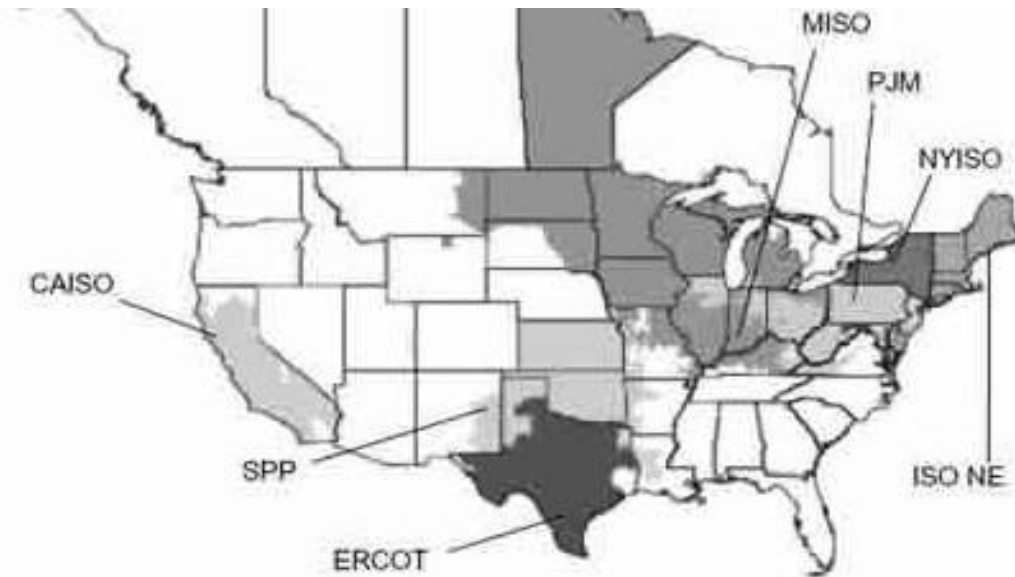
Källa: Acer (2019).

I USA har delstaterna stort inflytande över utformningen av sina egna elmarknader. Flera delstater har exempelvis valt att behålla reglerade marknader. De sju avreglerade spotmarknaderna som är särskilt relevanta för den här studien är: California (CAISO), Midcontinent Independent System Operator (MISO), New England (ISONE), New York (NYISO), Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), Southwest Power Pool (SPP) och Texas (ERCOT). I Figur 17 framgår att MISO, ISONE, PJM och SPP, var och en, sträcker sig över flera delstater. I MISO ingår även Manitoba i Kanada. CAISO, NYISO och ERCOT är begränsade till varsin delstat. ERCOT i Texas är ett undantag, men övriga sex amerikanska elmarknader har numera en likartad design, som alla påminner om den standarddesign som rekommenderas av Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Kapacitetsmarknader ingår i den standarddesignen. Undantaget ERCOT bygger däremot på energy-only principen. På USA:s avreglerade elmarknader är det systemoperatören som driver spotmarknaden. Marknaden är centraliserad i den meningen att systemoperatören bestämmer hur mycket som ska produceras i varje anläggning. Dessa beslut baseras på de detaljerade bud som aktörerna lämnat på spotmarknaden. I USA är systemoperatören oberoende, det vill säga den äger inget nät och ingen produktion som genererar intäkter på spotmarknaden. Detta oberoende innebär att det är problematiskt för amerikanska systemoperatörer att vara involverade i upphandling



av produktionskapacitet och driften av spotmarknaden. I USA är försäljning och distribution av el ofta integrerade i Load Serving Entities (LSEs). Slutkundspriserna är ofta reglerade.<sup>28</sup>

Figur 17 Sju avreglerade elmarknader i USA



Man kan grovt man dela upp kapacitetsmarknader i volymbaserade och prisbaserade marknader (Bergman och Le Coq, 2019). En volymbaserad kapacitetsmarknad innebär att volymen är förutbestämd och kapacitetspriset bestäms i en auktion. MISO i USA är ett exempel på en sådan kapacitetsmarknad. På en prisbaserad kapacitetsmarknad är det istället priset som är förutbestämt, och den upphandlade volymen bestäms av utbudet av kapacitet. Prisbaserade kapacitetsmarknader används bland annat i Portugal och Spanien (Bergman och Le Coq, 2019).

I den här rapporten kommer vi även diskutera vissa elmarknader i Sydamerika. Dessa marknader är relevanta för Sveriges marknader eftersom de har mycket vattenkraft. Särskilt är Colombias elmarknad intressant från det perspektivet. Många framstående amerikanska energiekonomer har hjälpt till med att utforma den marknaden, så den är välbeskriven och välanalyserad i forskningen. Flera av de sydamerikanska elmarknaderna, inklusive Colombia, har en emellertid hårt reglerad och kostnadsbaserad budgivning (Ahlqvist m.fl., 2018).

## 6 Kapacitetsmarknader

Wolak (2004) menar att det finns en historisk förklaring till varför det är så vanligt med kapacitetsmarknader på de amerikanska elmarknaderna. Innan avregleringarna fanns det liknande kapacitetsbetalningar i USA som kompenserade för producenternas fasta kostnader. Men det finns även andra förklaringar till varför man betalar elbolag för att tillhandahålla

---

<sup>28</sup> En mera ingående jämförelse av amerikanska och europeiska elmarknader finns i Ahlqvist m.fl. (2018). Rapporten innehåller även en diskussion av för- och nackdelar med centraliserade elmarknader. Klomp (2016) gör en detaljerad genomgång av flera elmarknader i USA, Kanada och Storbritannien.

kapacitet och inte endast ersätter dem för deras produktion. Under vissa villkor kan det även vara samhällsekonomiskt effektivt att betala för kapacitet.

I kapitel 3 och 4 beskrev vi viktiga aspekter av den svenska elmarknaden och diskuterade hur dessa påverkade incitamenten att investera i olika typer av elproduktion och effekten på konsumenterna. I följande kapitel försöker vi bena ut vilken marknadsdesign som Sverige bör välja med hänsyn till dessa omständigheter. Vi väger även in erfarenheter som dragits i omvärlden och forskning om investeringar på elmarknaden. Vår ambition är att gå igenom alternativen förutsättningslöst. Vi börjar med att ställa upp villkor som en elmarknad måste uppfylla för att en energy-only marknad ska ge effektiva incitament att investera i produktion. Det är en marknad som använts i Sverige och som används i omvärlden. Dessutom ger den oss ett benchmark som vi kan mäta kapacitetsmarknader mot. Därefter diskuterar vi kapacitetsmarknader i detalj. Vi redogör sedan för effektreserver, inklusive Sveriges strategiska reserv, i ett separat kapitel.

## 6.1 Villkor för effektiva investeringar på en energy-only marknad

På en samhällsekonomiskt effektiv elmarknad produceras elen till lägsta möjliga totala produktions- och investeringskostnad givet de begränsningar som finns i elnätet. Därtill ska en samhällsoptimal marknad ha rätt mängd produktionskapacitet för att uppnå önskad grad av leveranssäkerhet. Efterfrågan på el svänger både över dygnet och över året. Därmed kommer utnyttjandegraden vara väldigt olika för olika anläggningar. Vissa körs nästan hela tiden, och andra används väldigt sällan. Därför är det i regel effektivt att investera i en blandning av olika teknologier, där valet av teknologi för specifika anläggningar beror på hur ofta de ska användas. Vanligtvis har teknologier med en låg rörlig kostnad en hög investeringskostnad, och vice versa. För baskraftanläggningar som ska köras nästan hela tiden är det effektivt att utnyttja skalfördelar i produktionen. Detta är teknologier med låga rörliga kostnader och höga fasta kostnader, exempelvis kärnkraft och vattenkraft. Vartefter utnyttjandegraden minskar, så blir det viktigare att anläggningen inte kostar pengar när den inte används. Det blir då samhällsekonomiskt lönsammare att använda teknologier med högre rörliga kostnader och lägre fasta kostnader. Vissa toppkraftanläggningar används endast vid ett fåtal tillfällen per år, eller kanske inte alls. Dessa har en hög rörlig kostnad och låga fasta kostnader.<sup>29</sup> Många analyser av investeringar på elmarknaden utgår från antagandet om en förenklad elmarknad:

**Definition** *En tänkt förenklad elmarknad har fullständig konkurrens, inga flaskhalsar, prisokänslig efterfrågan, ingen risk för total systemkollaps, riskneutrala investerare, fullt informerade aktörer samt enbart flexibel produktion med full tillgänglighet.*

Analys av förenklade elmarknader gör det möjligt att dra ett antal skarpa slutsatser. Ofta kommer dessa resultat inte alltid gälla exakt. För att komplettera analysen, kommer vi även beakta hur viktiga attribut vid elmarknader påverkar resultaten. Ett exempel är icke-planerbar elproduktion med begränsad tillgänglighet som vindkraft.

---

<sup>29</sup> Den engelska termen för denna typ av analys är *peak-load pricing*, eller *screening curve analysis* (Stoft, 2002; Biggar och Hesamzadeh, 2014; Leautier, 2019).

En särskild utmaning med elmarknader är nödvändigheten att hela tiden upprätthålla balans mellan förbrukning och produktion av el medan konsumenterna samtidigt har väldigt svaga drivkrafter att reagera på prissignaler som visar att det är brist på ledig kapacitet i systemet, som i Figur 9. Den kortsiktiga efterfrågan är nästan helt prisokänslig. En orsak är att de flesta kunder köper el på långsiktiga leveranskontrakt som gör att de tjänar väldigt lite på att dra ner förbrukningen i ansträngda lägen. Detta betyder inte att kunderna är villiga att konsumera el till varje pris. *Value of Lost Load* betecknar det teoretiska pris där en genomsnittlig kund hellre skulle vilja bli bortkopplad än fortsätta använda el. Vi betecknar detta bortkopplingspris  $p_{VOLL}$ . Vi låter  $\bar{c}$  vara den högsta rörliga kostnaden för att producera en kilowatt (kW) el på marknaden och  $k(\bar{c})$  vara den fasta kostnaden per kW kapacitet för denna anläggning. Om efterfrågan överstiger den samlade kapaciteten på marknaden blir det elbrist, och bortkoppling av viss elförbrukning aktuellt. Den marginella anläggningen bidrar till att minska elbristen. Det samhällsekonomiska värdet av att producera en kW el i denna anläggning ges därför av skillnaden  $p_{VOLL} - \bar{c}$ . Sannolikheten för elbrist brukar betecknas *Loss of Load Probability*. Om vi anger denna sannolikhet som  $\pi_{LOLP}$ , är det samhällsekonomiskt lönsamt att investera i ny kapacitet så länge det förväntade värdet  $\pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{c})$  av den dyraste anläggningen överstiger dess fasta kostnad  $k(\bar{c})$ .

**Slutsats** *Investeringarna på en förenklad elmarknad är samhällsekonomiskt effektiva om de sammanlagda produktions- och investeringskostnaderna minimeras för varje anläggning, med hänsyn till deras utnyttjandegrad, och den högsta rörliga kostnaden på marknaden uppfyller sambandet  $\pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{c}) = k(\bar{c})$ .*

Från ovanstående slutsats inser man även att, så länge som konsumenternas betalningsvilja för att undvika elbrist är begränsad (ej oändlig), så är det samhällsoptimalt att risken för elbrist är större än noll. Med andra ord är det inte samhällsekonomiskt effektivt att ha så pass omfattande investeringar att risken för bortkoppling försvinner helt.

För producenter som verkar på en konkurrensutsatt marknad är det lönsamt att jaga kostnader och minimera den sammanlagda produktions- och investeringskostnaden för varje anläggning, med hänsyn på dess utnyttjandegrad. I situationer med elbrist får den dyraste anläggningen på marknaden intäkten  $\bar{p} - \bar{c}$ , där  $\bar{p}$  är pristaket på spotmarknaden. Det är lönsamt att investera i ytterligare toppkraft så länge som den förväntade vinsten  $\pi_{LOLP}(\bar{p} - \bar{c})$  på spotmarknaden överstiger investeringskostnaden  $k(\bar{c})$ . På en marknad med fullständig konkurrens kommer bolagen att investera helt till den punkt där nästa investerade krona blir olönsam. Hela överskottet av den marginella investeringen kommer då tillfalla konsumenterna. Utifrån detta resonemang och slutsatsen ovan, kan vi dra följande slutsats:

**Slutsats** *Investeringarna blir samhällsekonomiskt effektiva på en förenklad elmarknad och konsumentöverskottet maximeras om pristaket väljs så att  $\bar{p} = p_{VOLL}$ .*

En energy-only marknad kommer således vara effektiv och ge de investeringar marknaden behöver om systemoperatören ransonerar konsumenterna till priset  $p_{VOLL}$  när det är elbrist (Joskow och Tirole, 2007). En marknad med ett pristak vid  $p_{VOLL}$  favoriserar inte någon enstaka teknologi, och investeringarna blir optimala för alla teknologier på marknaden.

## 6.2 Varför används kapacitetsbetalningar?

En konsekvens av resultaten ovan är att en energy-only marknad *inte* kommer leverera effektiva investeringar på en förenklad elmarknad ifall pristaket  $\bar{p}$  avviker från  $p_{VOLL}$ . Om pristaket sätts för lågt, kommer det uppstå problem med leveranssäkerheten. Det är för att upprätthålla önskvärd leveranssäkerhet som behovet av kapacitetsmekanismer då uppstår.

Det finns en rad anledningar varför pristaket i praktiken sätts under  $p_{VOLL}$ . En orsak är att det är ett sätt att motverka marknadsmakt. Holmberg och Newbery (2010) visar att ett lågt pristak pressar ned hela utbudskurvan på marknader med ofullständig konkurrens. Det är alltså inte bara pristopparna som kapas, priset minskar under dygnets alla timmar. Ett lägre pristak minskar även prisriskerna på marknaden. Detta är en särskilt viktig aspekt i länder som saknar en välutvecklad finansiell handel, vilket exempelvis varit fallet i Sydamerika. På välutvecklade marknader torde producenter, elhandlare och konsumenter däremot ha bättre möjligheter att använda finansiella kontrakt till att prissäkra sig (Tangerås, 2018).

En annan anledning kan vara att höga elpriser blir svåra att hantera politiskt. Léautier (2019) menar att det politiskt sett kan finnas fördelar med att sätta ett lägre pristak än vad som är samhällsoptimalt, och säkerställa leveranssäkerheten genom kapacitetsbetalningar. En utökad kapacitetsmarknad ökar konsumenternas kostnader, men Cramton och Stoft (2008) menar att kostnaden för en överinvestering i produktionskapacitet inte behöver bli särskilt stor. De uppskattar att en kapacitet som är 10 % större än vad som är samhällsoptimalt, ökar kostnaden för konsumenterna med ungefär 2 % och kostnaderna för samhället med runt 1 %. Dessa uppskattningar tycks motsägas av American Public Power Association (APPA), som menar att ett genomsnittligt hushåll inom PJM:s område får betala \$120 extra per år för att täcka kapacitetsbetalningarna (APPA, 2017).

Politiska effekter minskar marknadens förtroende för att ett formellt etablerat pristak kommer att gälla i situationer med elbrist. Numera sätter emellertid EU ett pristak för spotmarknaden inom hela EU området. Detta försvårar för enskilda länder att justera pristaket i situationer med elbrist, vilket torde minska det politiska inflytandet och öka investerarnas förtroende för pristaket. Det effektiva bortkopplingspriset  $p_{VOLL}$  kan dock variera mellan regioner, särskilt som det är stora skillnader i inkomstnivån inom EU. För att få investeringar som svarar mot  $p_{VOLL}$  i det egna landet kan det därför vara befogat att landet har en egen kapacitetsmekanism. För att minska den politiska osäkerheten avseende risken att EU av någon anledning skulle sänka pristaket, kan man tänka sig att ett land förbinder sig i lag att kompensera med höjda kapacitetsbetalningar i fall så sker.

**Slutsats** *Marknadsmakt, prisrisk och politiska hänsyn kan orsaka att pristaket på marknaden sätts under  $p_{VOLL}$ . Kapacitetsbetalningar blir då ett sätt att upprätthålla leveranssäkerheten.*

Vissa framstående forskare, exempelvis Cramton m.fl. (2013), menar att  $p_{VOLL}$  är så svår att mäta att det blir fel om man ska låta pristaket driva investeringarna på marknaden. De förespråkar istället att myndigheterna sätter ett mål för tillförlitligheten mätt i sannolikheten  $\pi_{LOLP}$  för elbrist och att myndigheterna handlar upp motsvarande kapacitet för att säkerställa att det finns tillräcklig kapacitet. Léautier (2019) är inte övertygad om det resonemanget. Det

är onekligen ett problem att  $p_{VOLL}$  är så svårt att mäta. Det är dock lika oklart vilken nivå på  $\pi_{LOLP}$  som är samhällseffektiv, och även oklart varför det skulle vara mer effektivt att utgå ifrån  $\pi_{LOLP}$  istället för  $p_{VOLL}$ . Det blir även ett större marknadsingrepp att utgå ifrån  $\pi_{LOLP}$ , eftersom myndigheterna behöver uppskatta konsumenternas efterfråga, istället för att överlåta denna process till marknaden. Nelder (2013) menar att myndigheterna i Australien varit dåliga på att uppskatta efterfrågan. Problemet har varit påtagligt exempelvis i Western Australia, där en kapacitetsmekanism gav upphov till stora överinvesteringar till följd av ett oväntat fall i efterfrågan på el. Nelder (2013) menar vidare att det finns liknande problem i USA. Newbery (1997) visar att myndigheterna grovt och systematiskt överskattade risken för elbrist i England och Wales under 90-talet. Kapacitetsbetalningarna var proportionella mot  $\pi_{LOLP}$  på den marknaden, så resultatet blev överdrivet stora kapacitetsbetalningar i den regionen.

En risk med energy-only marknader är att mycket kapacitet plötsligt och oväntat kan lämna marknaden på grund av investeringscykler, teknologiska förändringar eller förändringar i regelverket (Spess m.fl., 2013). Dessa kan medföra att marknaden kortsiktigt hamnar utanför jämvikt och att risken för elbrist blir väsentligt högre än vad som är samhällsoptimalt. Newell m.fl. (2012) skriver exempelvis om farhågorna hos marknadsaktörer på ERCOT som oroade sig för konsekvenserna av en ny miljölagstiftning i Texas. Ett exempel från Sverige var regeringens förslag om en ny skatt på sopförbränning som föranledde elbolag att annonsera nedläggning av kritisk elproduktion i Stockholm och andra storstadsområden. Ett annat exempel var säkerhetsdirektiven avseende passiv kylning av kärnkraftverk, som i kombination med effektskatten på kärnkraft och låga priser, angavs som grund för besluten om att stänga ner reaktorer i Sverige. Avvikelser från marknadsjämvikten och risken för elbrist blir mindre om förändringar i regelverken utannonseras god tid i förväg. Avvikelser skulle även kunna uppstå om marknaden på kort tid genomgår en snabb omvandling, exempelvis efter ett tekniskifte. Sådana utannonseras inte i förväg. Volymbaserade kapacitetsmarknader kan vara särskilt lämpade för att kontrollera kapaciteten på marknaden och motverka tvära kast. Kapacitetsmarknader kan även öka marginalen i systemet, och därmed ge mer utrymme för kortsiktiga avvikelser från den långsiktiga marknadsjämvikten, utan att det leder till att risken för elbrist blir påtagligt stor.

**Slutsats** *Investeringscykler, nya regelverk och tekniskiften kan medföra att marknadskapaciteten plötsligt ändras på en energy-only marknad. Kapacitetsmarknader kan motverka snabba kast eller öka marginalen i systemet så att kasten blir mindre skadliga.*

Ett annat argument som ibland används för att motivera kapacitetsbetalningar är att subventionerna till förnybar elproduktion tränger undan termisk elproduktion. Delvis framförs den typen av argument från producenter som har förlorat intäkter på undanträngningen och som önskar kompensation för detta. Men utträngning kan även vara ett samhällsproblem om man önskar behålla den termiska kapaciteten som ett komplement till den förnybara produktionen, vilket man exempelvis har sett i Portugal och Spanien (Roques och Verhaeghe, 2015).

Inom nationalekonomi brukar man säga att det uppstår *externa effekter* när en vara inte prissätts alls eller mera generellt har ett pris som inte återspeglar resurskostnaden. Om en

extern effekt är negativ [positiv], kommer marknaden erbjuda för mycket [lite] av varan. Ett klassiskt och relevant exempel på en negativ extern effekt är utsläpp av växthusgaser i samband med elproduktion. Positiva externa effekter på elmarknaden kan bidra till att pristaket bör sättas *över*  $p_{VOLL}$ . När efterfrågan är så hög att det blir elbrist eller betydande risk för elbrist, blir marginalerna små i elsystemet. Risken ökar för en okontrollerad systemkollaps varvid hela eller stora delar av landet släcks ned under flera timmar. Både konsumenter och producenter förlorar stora belopp på en sådan kollaps. Risken för elbrist minskar, och därmed även sannolikheten för en systemkollaps, om den tillgängliga kapaciteten ökar. Elsystemets tillgänglighet är en kollektiv vara som alla aktörer har glädje av. Det innebär att varje nyinvestering i produktionskapacitet har positiva externa effekter som gagnar alla aktörer i elsystemet (Fabra, 2018; Llobet och Padilla, 2018). För att få optimala investeringar med hänsyn till den typen av positiva externa effekter, behöver betalningarna till producenterna höjas. Ett högre pristak kan vara ett sätt att åstadkomma detta (Holmberg och Ritz, 2019). Ett annat är att öka kapacitetsbetalningarna. Vi känner inte till några uppskattningar av storleken på sådana systemeffekter. Dock är dessa försumbara om risken för systemkollaps är obefintlig. I Sverige har bortkoppling inte inträffat sedan avregleringen och stora avbrott endast skett i samband med oväder. Därför är troligtvis de externa effekterna relaterade till risken för systemkollaps för närvarande små i Sverige.

### 6.3 Problem med kapacitetsbetalningar

Tanken är att en anläggning som har fått en kapacitetsbetalning ska finnas tillgänglig när den behövs på elmarknaden. Men regelverken medger ibland omständigheter där en anläggning inte behöver vara tillgänglig. Ett potentiellt problem med detta kan vara att ägarna själva kan tänkas påverka dessa omständigheter. Detta har varit ett problem på elmarknaderna i Nord- och Sydamerika, där det finns producenter som medvetet har utnyttjat undantagen och lyckats få kapacitetsbetalningar för anläggningar som har varit otillgängliga. Det är därför viktigt att ett system med kapacitetsbetalningar är noga med att definiera vad det innebär att kapacitet ska vara tillgänglig, och att regelverken försöker undvika att lämna utrymme för manipulation av tillgängligheten. Dessutom kan det vara bra att i avtalen ge producenter incitament att vara särskilt noga med tillgängligheten i lägen där man på förhand kan förutsäga att efterfrågan på el är särskilt stor. Detta görs på olika sätt i olika länder och diskuteras i detalj av Batlle m.fl. (2015). PJM har exempelvis skärpt kraven på kapacitet. Nackdelen med hårda krav är att en del kapacitet stängs ute från, eller missgynnas på kapacitetsmarknaden.<sup>30</sup> Konsumentensidan menar att de skärpta kraven har lett till högre priser på kapacitetsmarknaden (APPA, 2017). Tillgänglighetskraven, och hur avvikelser från dessa bör bestraffas, är en knepig fråga för kapacitetsmekanismer. Det är något som behöver utredas vidare.

*Reliability options* lanserades som en möjlig lösning på delar av tillgänglighetsproblemet. För denna typ av kapacitetsmekanism måste producenter ställa ut optioner motsvarande

---

<sup>30</sup> Kapacitetsbetalningar har lett till många kontroverser i USA, där olika aktörer exempelvis har menat att de har missgynnats av olika regelförändringar. Många gånger har regelförändringar på kapacitetsmarknaden överklagats till domstol (APPA, 2017; Spees m.fl., 2013).

kapaciteten i de anläggningar som planeras vara tillgängliga på marknaden. Optionerna har ett lösenpris motsvarande den högsta rörliga kostnaden på marknaden. Om spotpriset överstiger lösenpriset, måste producenterna betala skillnaden. Innebörden är en prissäkring som gör att kundpriset aldrig kommer överstiga lösenpriset. Producenterna får betalt för att ställa ut optionerna, vilket dels är en ersättning för åtagandet om prissäkring men även utgör en kapacitetsbetalning. Åtagandet är oproblematiskt för producenten, så länge som dess anläggningar är tillgängliga. I det läget kan intäkterna från spotmarknaden användas till att betala konsumenten, i enlighet med prissäkringen, vid höga spotpriser. Detta gör att producenter får incitament att försöka hålla kapaciteten tillgänglig, särskilt när priset är högt och kapaciteten behövs som mest. Reliability options har bland annat tillämpats i Colombia. Ett problem där är att de även infört ett så kallat administrativt pristak vid optionens lösenpris. Syftet har varit att hålla ned priserna och att minska risken på marknaden, men en oförutsedd bieffekt blev att elproducenter med dominerande ställning fick förstärkta incitament att höja priset utöver lösenpriset. McRae och Wolak (2019) studerar detta problem empiriskt. De visar att bieffekten har lett till högre elpriser och minskad tillgänglighet i Colombia. Troligen finns även motsvarande problem i Irland och New England, som har en likartad elmarknadsdesign.

Erfarenheten från exempelvis PJM är att det varit fördelaktigt att handla upp olika teknologier i samma auktion. Det ökar konkurrensen och gör upphandlingen mer effektiv. Problemet är dock att olika teknologier ofta har olika tillgänglighet. En samlad upphandling förutsätter därför att det är möjligt att beräkna en nedjusterad *tillförlitlig kapacitet* för teknologier med en lägre tillgänglighet. Detta är dock lättare sagt än gjort, särskilt som det inte bara är den fysiska tillgängligheten som spelar roll utan även tidpunkten när en anläggning är tillgänglig. Väderberoende förnybar elproduktion är exempelvis mer värdefull om den samvarierar med efterfrågan och levererar som mest när risken för elbrist är som störst. Det blir även knepigt att definiera en tillförlitlig kapacitet för vattenkraft. Wolak (2019) ger flera exempel från vattenkraftsdominerande marknader i Latinamerika där den tillförlitliga kapaciteten för vattenkraft har överskattats, så att den kapacitet som upphandlats inte kunnat leverera den tillgänglighet som avtalats. Han menar vidare att det sällan är den fysiska kapaciteten som är problemet på vattenkraftsdominerade marknader, utan att det kan uppstå energibrist vid torrår. Kapacitetsmarknader är därför mer lämpade för termiskt dominerande marknader.

Ett lågt pristak minskar konsumenters intresse att investera i efterfrågefleksibilitet. I viss mån kan det kompenseras med att även efterfrågefleksibilitet premieras med en kapacitetsbetalning. Även i sådana fall kan det bli krångligt att definiera kapaciteten och att reglera tillgängligheten. Ska man till exempel kräva att konsumenten hela tiden konsumerar över en viss nivå för att säkerställa att det hela tiden finns kapacitet att minska konsumtionen? Likartade problem finns när det gäller att definiera en tillförlitlig kapacitet för energilagring.

**Slutsats** *Ett problem med kapacitetsmarknader är att det blir svårt att definiera en tillförlitlig kapacitet för icke-termiska anläggningar såsom solkraft, vindkraft, vattenkraft, efterfrågefleksibilitet, och energilagring.*

Vidare kräver kapacitetsmarknader att en myndighet har möjlighet att på något vis verifiera och säkerställa kapaciteten. Det blir en omständlig byråkratisk process. Det finns därför en

risk att kapacitetsmarknader gynnar stora på bekostnad av mindre aktörer, exempelvis hushåll och mindre industrier, som har investerat i solpaneler, vindkraft, efterfrågefleksibilitet eller energilagrar med låg kapacitet. Ett marknadsomfattande systemet med kapacitetsmarknader är troligtvis mer lämpat för centraliserade marknader som de amerikanska, där all kapacitet, även efterfrågefleksibilitet och energilagrar, i vilket fall måste verifieras och godkännas innan den får delta på spotmarknaden (Ahlqvist m.fl., 2018). På decentraliserade elmarknader, som i Europa, kan elhandlare använda historiska data till att uppskatta efterfrågefleksibilitet, lokal produktion och lagring hos sina kunder och bjuda in denna el på spotmarknaden. En fördel med en decentraliserad marknad är att småskalig produktionskapacitet, energilagrar och efterfrågefleksibilitet inte behöver godkännas och verifieras.

**Slutsats** *Ett problem med kapacitetsmarknader är att kapaciteten för alla anläggningar, små som stora, måste granskas och verifieras. Denna byråkratiska process missgynnar små aktörer och försvårar införandet på decentraliserade elmarknader.*

#### **6.4 Hur påverkas investeringarna av kapacitetsbetalningar och pristaket?**

Spotpriset är ofta högre än den rörliga kostnaden för baskraften. Det innebär att den kontinuerligt får intäkter från spotmarknaden som bidrar till att täcka baskraftens stora fasta kostnader. Konsekvensen blir att baskraften relativt sett blir mindre känslig för nivån på pristaket och kapacitetsbetalningarna. Annorlunda är det för toppkraften. Så länge det inte är elbrist och konkurrensen är god, får toppkraften stort sett bara täckning för sina rörliga kostnader på spotmarknaden, vid de få tillfällen då toppkraften används. Vid elbrist går dock elpriset upp till pristaket, vilket gör att toppkraften även får en intäkt som kan delfinansiera investeringskostnaderna. Av den här anledningen är toppkraften särskilt beroende av pristaket och kapacitetsbetalningarna. En låg nivå på pristaket eller kapacitetsbetalningarna kan få en anläggning, oavsett teknologi, att stänga i förtid. Långsiktigt kan man dock visa att på en förenklad elmarknad är det endast toppkraftens kapacitet som påverkas av nivån på pristaket och kapacitetsbetalningarna.

Kortsiktigt tjänar alla anläggningar på att kapacitetsbetalningar plötsligt införs eller höjs, och det blir nyinvesteringar så att kapaciteten ökar. Långsiktigt händer dock ingenting för kapaciteten för existerande teknologier på en förenklad marknad i jämvikt. Anledningen är att de nya investeringarna minskar risken för elbrist. På lång sikt minskar alltså sannolikheten för att elpriset når pristaket, vilket minskar intäkterna för gamla anläggningar. På en förenklad elmarknad motsvarar minskningen precis höjningen av kapacitetsbetalningen (Holmberg och Ritz, 2019). På lång sikt kommer en höjning av kapacitetsbetalningarna oavkortat gå till att finansiera investeringar i nya anläggningar, vilka kommer ha en högre rörlig kostnad än de gamla anläggningarna. Konsekvensen blir likadan om pristaket höjs. Motsatt är det endast toppkraftens kapacitet som långsiktigt kommer att minska om kapacitetsbetalningarna eller pristaket sänks.

**Slutsats** *På lång sikt är det endast toppkraftens kapacitet som påverkas av nivån på kapacitetsbetalningarna och pristaket, samt osäkerheter i dessa nivåer.*



Den kortsiktiga effekten kan minimieras om en ändring av kapacitetsbetalningen eller pristaket utannonseras flera år i förväg. Därför är det osäkert om nya kapacitetsbetalningar har någon större inverkan på vinsten för de termiska anläggningar i EU som drabbats av den ökande volymen förnybart i elsystemet.

Ovanstående är även ett argument för att nya och gamla anläggningar bör få samma kapacitetsbetalning. Dessutom finns en risk att aktörerna försöker vidta ineffektiva åtgärder om man försöker diskriminera mellan ny och gammal kapacitet. Det finns flera sådana exempel. På Sveriges elcertifikatsmarknad, som vi även diskuterar i delkapitel 4.1, har endast ny kapacitet rätt till ersättning. En konsekvens av detta blev att vindkraft skrotades i förtid (Mauritzen, 2014) och att gammal vattenkraft byggdes om för att framstå som ny. Det senare problemet uppmärksammades bland annat av Uppdrag Granskning (maj 2010), vilket fick Energimyndigheten att skärpa den lagstiftning som definierar vilka ombyggnationer som krävs för att kapacitet ska räknas som ny. PJM, NYISO och ISO-NE gör ingen skillnad på ny och gammal kapacitet, medan sådana skillnader finns i Kalifornien (Spees m.fl., 2013).

**Slutsats** *En kapacitetsbetalning bör inte skilja på ny- och gammal kapacitet.*

## 6.5 Hur stora bör kapacitetsbetalningarna vara?

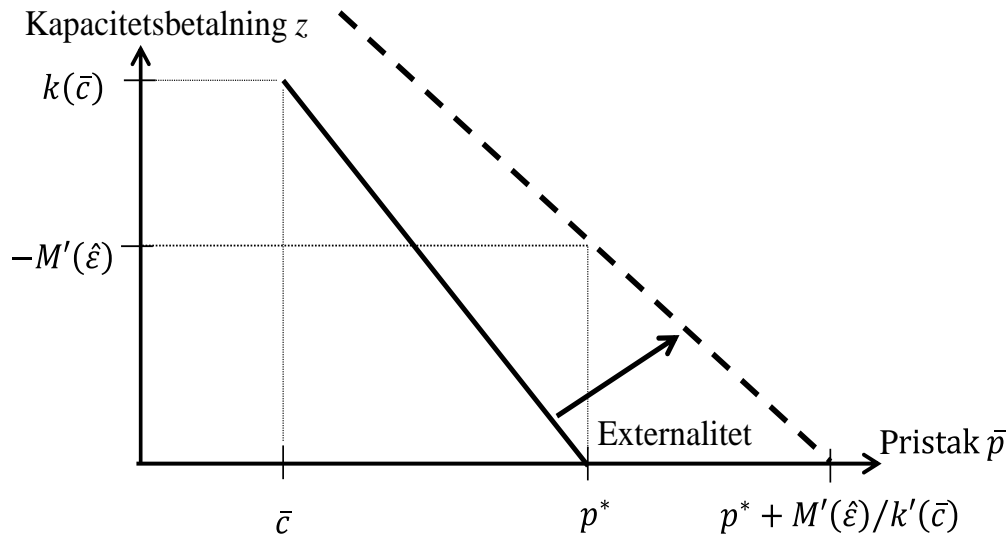
Holmberg och Ritz (2019) beräknar vilka kombinationer av pristak och marknadsomfattande kapacitetsbetalningar som leder till samhällsoptimala investeringar på en förenklad elmarknad. Låt  $\pi_{LOLP}$  vara den samhällsoptimala nivån på risken för elbrist. Den optimala kapacitetsbetalningen på en förenklad elmarknad blir då:  $b = \pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{p})$ . Sambandet kan förklaras så här. Om man sätter ett lågt pristak på elmarknaden, under  $p_{VOLL}$ , så kommer varje anläggning förlora beloppet  $p_{VOLL} - \bar{p}$  varje gång som det blir elbrist. Därmed blir  $\pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{p})$  den förväntade förlusten för elproducenterna, och kapacitetsbetalningen bör kompensera för det bortfallet. Med en sådan välavvägd kapacitetsbetalning blir investeringarna desamma oavsett  $\bar{p}$ . Även konsumenternas utgifter blir desamma oavsett  $\bar{p}$ , om man antar att de får bekosta kapacitetsbetalningen.

**Slutsats** *På en förenklad elmarknad är den samhällsoptimala marknadsomfattande kapacitetsbetalningen  $\pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{p})$ . Även konsumentöverskottet maximeras för denna betalning.*

Notera att kapacitetsbetalningen, under ideala förhållanden, således bör vara oberoende av den upphandlade teknologins rörliga kostnad. Slutsatsen illustreras i Figur 18, där  $\pi_{LOLP}$  är den (negativa) lutningen på den linjära kurvan. Precis som tidigare, låter vi  $\bar{c}$  beteckna den högsta rörliga kostnaden för vilken det är samhällsekonomiskt lönsamt att investera. Nivån beror bland annat på  $p_{VOLL}$  och investeringskostnaderna. I figuren låter vi pristaket variera från  $\bar{c}$  upp till  $p_{VOLL}$ . Om pristaket placeras vid  $\bar{c}$ , kommer intäkterna från spotmarknaden endast täcka produktionskostnaden för en anläggning med den rörliga kostnaden  $\bar{c}$ . Det innebär att kapacitetsbetalningen måste täcka hela den fasta kostnaden  $k(\bar{c})$ . Det andra ändläget, där pristaket satts till  $p_{VOLL}$ , svarar mot en energy-only marknad. För varje pristak

mellan  $\bar{c}$  och  $p_{VOLL}$  går det att beräkna en kapacitetsbetalning  $b$  som ger optimala investeringar på en förenklad elmarknad.

Figur 18 Kombinationer av pristak och kapacitetsbetalningar som ger optimala investeringar



Ett pristak under  $\bar{c}$  leder antagligen till samhällsineffektiviteter. Lambin (2020) menar visserligen att det i teorin går att utforma skräddarsydda kontrakt, så att även anläggningar med en rörlig kostnad över pristaket kan avropas effektivt. Det är dock oklart hur aktörer ska motiveras att köra anläggningar med hög rörlig kostnad, om de förlorar pengar varje gång som anläggningen används. Holmberg och Ritz (2019) uppskattar att  $\bar{c}$  grovt räknat, utgör 50-75 % av  $p_{VOLL}$ . Denna grova beräkning indikerar att pristaket inte bör sättas långt under  $p_{VOLL}$  om man vill undvika ineffektiva investeringar.

Om man beaktar att ökad kapacitet på marknaden även minskar risken för total kollaps av elsystemet, så bör betalningarna till investerare öka för att investeringarna ska bli samhällsoptimala, och för att konsumentöverskottet ska maximeras. Det innebär att de optimala kombinationerna av pristak och kapacitetsbetalningar kommer skiftas uppåt, vilket illustreras i Figur 18. I figuren låter vi  $\hat{\epsilon}$  beteckna den totala kapaciteten i elsystemet, och  $M'(\hat{\epsilon})$  avser den marginella samhällsvinsten av att risken för systemkollaps minskar när kapaciteten i systemet ökar.

## 6.6 Problem med väderberoende elproduktion och ställtider

Ett problem med den väderberoende förnybara elproduktionen är tillförlitligheten. Holmberg och Ritz (2019) studerar vad som händer på en i övrigt förenklad elmarknad när andelen förnybar el ökar. De finner att givet att pristak och kapacitetsbetalningar är oförändrade, så kommer även tillförlitligheten vara oförändrad på lång sikt för en förenklad elmarknad. Det blir dock en långsiktig förändring i den termiska teknologimixen vid mer förnybart i systemet. Det blir mindre termisk baskraft och mer termisk toppkraft. Kortsiktigt kan en sådan omställning antagligen medföra en förhöjd risk för elbrist, exempelvis då marknadsaktörer inte nödvändigtvis koordinerar sin avveckling med andras nyinvesteringar.

**Slutsats** *Mer förnybart ökar inte risken för elbrist på lång sikt. Det ändrar dock den optimala teknologimixen och denna omställning kan kortsiktigt öka risken för elbrist.*

Ett annat problem med mer förnybart är att även om risken för elbrist är långsiktigt oförändrad, så menar Holmberg och Ritz (2019) att risken ökar för att en stressad situation urartar till en total systemkollaps. Detta förstärker de externa effekterna av investeringar förknippade med riskerna för en systemkollaps. Holmberg och Ritz (2019) menar därför att för att få samhällseffektiva investeringar på en elmarknad med mer förnybart så behöver pristaket eller kapacitetspriset höjas. En sådan åtgärd skulle även långsiktigt öka tillförlitligheten i systemet.

Holmberg och Ritz (2019) tar inte hänsyn till produktionens ställkostnader och ställtider i sin analys. Vi känner inte till någon annan investeringsanalys som beaktar dessa aspekter heller, men om leveransperioderna är tillräckligt korta så att fluktuationer i förnybar elproduktion ger motsvarande fluktuationer i elpriset, då bör en energy-only marknad fortfarande kunna hantera intermittent produktion och ställkostnader på ett effektivt och teknik neutralt sätt. Investeringarna bör då bli samhällseffektiva om pristaket sätts vid  $p_{VOLL}$  på en energy-only marknad, om vi bortser från externa effekter av investeringarna. Utifrån denna utgångspunkt är det uppenbart att kapacitetsmarknader inte ger samhällseffektiva investeringar på en marknad där produktionen har ställkostnader eller ställtider, även om kapacitetsbetalningarna skulle följa sambandet i Figur 18. Problemet är att ett lägre pristak och en höjd kapacitetsbetalning dämpar prissvängningarna på elmarknaden. Det missgynnar flexibel produktion med korta ställtider och låga ställkostnader som kan dra nytta av dessa prissvängningar, och gynnar intermittent produktion som annars skulle ha drabbats av dessa prissvängningar.

**Slutsats** *Marknadsomfattande kapacitetsbetalningar, i kombination med ett sänkt pristak, dämpar prissvängningarna, vilket leder till snedvridningar. Snedvridningarna gynnar intermittent produktion samt missgynnar flexibel produktion och energilagring.*

I Sverige är det främst vattenkraften som står för flexibiliteten i produktionen, och som används för att parera svängningarna i vindkraften. Även om älvarna inte byggs ut, så finns det möjligheter att uppgradera effektkapaciteten i existerande anläggningar.

På den nordiska elmarknaden är leveransperioderna på spotmarknaden satt till 60 minuter, vilket innebär att all produktion inom samma timme får samma pris. Med ostabil elproduktion kan dock fluktuationerna inom leveranstimmen vara så stora att priset borde variera även inom timmen. EU planerar att korta ned leveransperioderna på elmarknaden från 60 minuter till 15 minuter. Det innebär att intermittent och flexibel produktion kommer hanteras på ett mer effektivt sätt. I teorin vore det dock önskvärt med ännu kortare leveransperioder, vilket även skulle minska behovet av systemtjänster. PJM i USA och elmarknader i Australien har börjat, eller planerar att, övergå till leveransperioder om 5 minuter.

**Slutsats** *Kortare leveransperioder på spotmarknaden medför att prisvariationen ökar, och att investeringarna blir mer samhällseffektiva, särskilt för intermittent produktion, flexibel produktion och energilagring.*

Ett alternativ till kortare leveransperioder är att marknaden lägger fast en profil för hur el bör levereras och konsumeras under en leveransperiod. Förslagsvis bör profilen slå fast att både produktionen och konsumtionen bör vara konstant under perioden. Avvikelse från profilen, innebär att det kommer uppstå obalanser i systemet som balansmarknaderna behöver hantera. De som har denna typ av avvikelser bör därmed bära kostnaden för dessa balanstjänster. Dessutom kan det uppstå avvikelser från avtalad energianvändning eller energiproduktion under leveransperioden. Dessa hanteras av reglerkraftsmarknaden som vi diskuterade i delkapitel 3.3. Det blir svårt att sätta straffavgifter för avvikelser optimalt så att både produktion och investeringar blir samhällseffektiva för varje teknologi, men det är en alternativ väg om det blir administrativt krångligt att korta leveransperioderna. Ett tredje alternativ är att införa individuella nättariffer som beaktar behovet av systemtjänster för olika teknologier, se delkapitel 3.3.

## 6.7 Vad bestämmer efterfrågan på kapacitet?

Holmberg och Ritz (2019) menar att för en förenklad elmarknad så spelar det ingen roll om upphandlingen av kapacitet görs enligt ett förutbestämt pris eller en förutbestämd volym, så länge som priset och volymen i slutändan blir detsamma. Men i praktiken är elmarknader inte så förenklade, och då spelar utformningen av upphandlingen större roll.

Många kapacitetsmarknader är varken pris- eller volymbaserade, utan ett mellanting där upphandlingen sker enligt en efterfrågekurva. I Italien har systemoperatören Terna utformat en värdebaserad efterfrågan på kapacitet som beräknas utifrån det värde som kapacitet uppskattas ha för konsumenter. I USA menar man dock att det är svårt att uppskatta konsumenters värdering av kapacitet, på samma sätt som det är svårt att uppskatta ett effektivt bortkopplingspris. Vidare befarar beslutsfattare i USA att en värdebaserad efterfrågan leder till en för låg tillförlitlighet; det finns en tendens i USA att politiker vill ha en lägre risk för elbrist än vad som verkar samhällsoptimalt. Likväl har många marknader i USA valt att göra den upphandlade kapaciteten beroende av kapacitetsbetalningarna. Dessa efterfrågekurvor bygger inte på en värdering av kapacitet, utan har konstruerats för att bland annat minska volatiliteten i priserna och för att minska aktörernas möjligheter att utöva marknadsmakt. Volatila priser på kapacitetsmarknaderna är ett av deras största problem enligt många marknadsaktörer.<sup>31</sup>

Forskare i USA har föreslagit att efterfrågekurvan på kapacitet borde vara konvex (Hobbs m.fl., 2005,2007; Stoft m.fl., 2004,2005). Det innebär att kapacitetsbetalningarna är relativt höga även om utbudet av kapacitet är stort, och att den upphandlade kapaciteten blir relativt stor även om kapacitetspriset är högt. Detta svarar mot att upphandlaren i första hand vill minska risken för elbrist, och skydda investeringarna, medan kostnaderna för konsumenterna kommer i andra hand. ISO-NE har en efterfrågekurva som påminner om denna form, även om de tillåter att den upphandlade kapaciteten blir låg om priset på kapacitet blir väldigt högt. Designen av ISO-NE:s kapacitetsmarknad stabiliserar priserna, men det leder även till påtagliga ineffektiviteter (Spees m.fl., 2013). Dessutom värdesätter inte konsumenterna med

---

<sup>31</sup> Diskussionen i detta avsnitt bygger på Spees m.fl (2013).

nödvändighet sådan prisstabilisering. Om det finns ny produktion som är villig att träda in på marknaden även vid låga kapacitetsbetalningar, så bör detta slå igenom på priserna menar konsumentensidan (APPA, 2017).

Alla kapacitetsmarknader som vi känner till har ett reservationspris. Det innebär att i praktiken är efterfrågan på kapacitet delvis konkav, åtminstone vid höga priser. Detta utseende svarar mot att upphandlaren vill skydda konsumentensidan mot höga priser, och inte bara vill minska risken för elbrist och skydda investerarna.

## **6.8 Hur ska priserna sättas i en kapacitetsupphandling?**

Normalt används marginalprissättning, betalning enligt bud eller så kallad Vickrey betalning vid upphandling av kapacitet. På en förenklad elmarknad blir utfallet, och kostnaderna för konsumenterna, desamma oavsett vilken av dessa prissättningar som används. Det blir dock skillnader vid bristfällig konkurrens och vid osäkerheter på marknaden.

Marginalprissättning innebär att det högsta accepterade budet sätter ett marknadspris som betalas till alla accepterade bud. Sådan prissättning har flera fördelar:

- 1) Buden är inte så känsliga för osäkerheter på marknaden.
- 2) Det förenklar budgivningsprocessen för små företag. För dem är det optimalt att helt enkelt erbjuda kapacitet till den rörliga produktionskostnaden.
- 3) Marknadspriset är väldefinierat.

Ett väldefinierat marknadspris är en fördel om det förekommer handel med finansiella instrument för att prissäkra kapacitetspriset, och även om man vill tillåta små aktörer som inte har möjlighet att delta fullt ut i en upphandling av kapacitet. Huvudproblemet med marginalprissättning är att det endast är ett bud som sätter priset på marknaden. Om aktörerna ungefär kan förutsäga vilket detta bud är, ger det aktörerna stora frihetsgrader i budgivningen som de kan utnyttja för att pressa upp priset. Man kan exempelvis få en jämvikt där en stor aktör lägger ett bud vid pristaket, och övriga små aktörer lägger väldigt låga bud. De små aktörerna säljer all sin kapacitet till pristaket och den stora aktören behöver sänka sitt bud väldigt mycket för att öka försäljningen, vilket inte är lönsamt. Det höga budet blir därmed prissättande på marknaden. Risken för att marknaden hamnar i en sådan högprisjämvikt är särskilt stor på marknader med en dominerande aktör och när osäkerheten på marknaden är liten, så att det går att på förhand förutse vilket bud som kommer bli prissättande. Problemet förutsågs och beskrevs teoretiskt av von der Fehr och Harbord (1993) och har även observerats vid NYISO:s upphandling av kapacitet (Schwenen, 2015). Motsvarande problem uppstod på Colombias kapacitetsmarknad både 2008 och 2011 (Harbord och Pagnozzi, 2014). Wolak (2004) menar att liknande problem har förekommit på flera av östkustens kapacitetsmarknader i USA. En konsekvens har blivit att flera av dessa marknader har fått ta till åtgärder för att minska problemet. I Colombia har man försökt göra det svårare att på förhand förutsäga vilket bud som är prissättande. År 2011 valde Colombia exempelvis att avslöja mindre information mellan budrundorna, utan att det hjälpte (Harbord och Pagnozzi, 2014). För att minska problemet har Harbord och Pagnozzi (2014) föreslagit att efterfrågan på kapacitet delvis bör vara delvis slumpmässig.

**Slutsats** *Marginalprissättning har många fördelar, men vid upphandling av kapacitet kan det leda till extremt höga priser, särskilt om det finns en dominerande aktör på marknaden.*

Betalning enligt bud innebär att ett bud som accepteras får betalt enligt det egna budpriset. En fördel med denna prissättning är att alla accepterade bud är prissättande för varje aktör. Det minskar risken för att budgivningsjämvikter med extremt höga priser uppstår (Fabra m.fl., 2006). Huvudproblemet med betalning enligt bud är att varje aktör har incitament att höja sitt bud tills det precis blir accepterat. Buden blir då väldigt lika, oberoende av om budgivaren har höga eller låga kostnader. Små missbedömningar kan få stora konsekvenser för utfallet. Exempelvis kan allokeringen bli ineffektiv, så att en aktör med en hög kostnad för att erbjuda kapacitet vinner upphandlingen, medan en aktör som kan erbjuda kapacitet till en lägre kostnad (men bjuder för högt) inte får sälja någon kapacitet. Anderson m.fl. (2013) visar att detta problem förstärks av att budgivningen kan bli volatil och oförutsägbar i en upphandling som tillämpar betalning enligt bud. Vidare är aktörerna mer beroende av att kunna göra en god prognos av utfallet i auktionen, för att de ska kunna maximera sin vinst. Detta ökar kostnaderna för att delta i en kapacitetsauktion, vilket missgynnar små aktörer.

**Slutsats** *Betalning enligt bud minskar risken för höga priser, men kapacitetsupphandlingen kan bli ineffektiv och små aktörer missgynnas.*

Anläggningar har ofta olika prestanda, såsom olika ställtider eller olika placering i nätet. Om det är signifikanta skillnader mellan anläggningarna, blir det ineffektivt att definiera ett marknadspris som ska gälla för alla upphandlade anläggningar. Det är teoretiskt möjligt att definiera ett marknadspris för varje produktkategori, men det kan vara enklare att accepterade bud betalas enligt bud istället. Vidare ändras budgivningsbeteendet när varor inte är helt utbytbara, och det bör minska problemen med betalning enligt bud prissättning.

Både marginalprissättning och betalning enligt bud har uppenbara potentiella problem. Under gynnsamma förutsättningar, där inget av dessa påtagliga problem uppstår, är det dock, enligt både teoretiska och empiriska studier, inte så stor skillnad i effektivitet och priser mellan dessa två auktionsformat (Holmberg och Newbery, 2010).

Man får troligtvis en mer robust design om man kombinerar marginalprissättning och betalning enligt bud. Om exempelvis 80 % av betalningen ska vara enligt marginalpriset och 20 % enligt bud, så borde de värsta tänkbara utfallen, höga priser eller ineffektiv allokering, kunna undvikas. En annan fördel är att det enkelt går att justera andelarna för de två prissättningsmetoderna om det trots allt skulle uppstå problem. Detta borde kunna vara en intressant kombination för upphandling av kapacitet, men den har aldrig testats i praktiken. Denna design har bland annat studerats teoretiskt i Nya Zeeland, som ett tag hade planer på att införa kombinationen på spotmarknaden för el (Ruddell m.fl., 2017).

Auktioner med en Vickrey–Clarke–Groves (VCG) design är ytterligare ett alternativ (Ausubel och Milgrom, 2006). Vid en sådan upphandling får producenter betalt enligt upphandlaren alternativkostnad, vilket innebär att en producent betalas hela det belopp som upphandlaren sparar på att producenten deltar i auktionen. Denna mekanism ger varje budgivare incitament att ge sanningsenliga bud som svarar mot de verkliga kostnaderna. I teorin blir det inga påslag

i buden, inte ens från aktörer med marknadsmakt. Allokeringen av kapacitet blir i så fall mycket effektiv. Dock blir det fortfarande prispåslag i de priser som betalas för kapacitet, precis som för övriga auktionsdesigner. Ett problem med VCG auktioner är att det blir olika priser för olika budgivare. Det problemet finns även vid betalning enligt bud, men vid VCG så blir priset systematiskt högre för producenter med mycket marknadsmakt. Anledningen är att aktörer med marknadsmakt behöver en högre kompensation för att de ska bjuda sina kostnader. Detta kan upplevas som orättvist och på sikt kan det även uppmuntra mindre producenter att slå sig samman, vilket försämrar konkurrensen på marknaden. Det kan även uppstå problem om en aktör ser ett värde i att straffa konkurrenterna och denne ungefär kan förutse vilka bud som kommer accepteras. Aktören kan då välja de bud som inte accepteras på ett strategiskt sätt. Dessa kan nämligen vara prissättande för konkurrenterna, och kan väljas så att konkurrenterna får dåligt betalt för sin kapacitet utan att budgivaren själv förlorar något. Detta problem var påtagligt vid försäljningen av licenser i några Europeiska telekom-auktioner under 2010 till 2012 (Fanebust och von der Fehr, 2013). Konsekvensen blev att olika aktörer fick betala väldigt olika priser för likartade licenser.

**Slutsats** *VCG auktioner kan vara mycket effektiva, men små aktörer får systematiskt sämre betalt än stora aktörer.*

## 6.9 Vem ska upphandla kapacitet?

I USA är systemoperatörerna oberoende och det är oproblematiskt att de sköter upphandlingen av kapacitet. I en del delstater är det dock elleverantörerna som får handla upp kapacitet åt kunderna som de representerar. Den typen av kapacitetsmarknad brukar sägas vara av typen kapacitetsobligation (*capacity obligation*). Även i Storbritannien har systemoperatören nyligen blivit oberoende. I övriga Europa är det mer komplicerat. Där äger systemoperatörerna ofta elnät, vilket ger dem intäkter som påverkas av priserna på spotmarknaden. I dessa länder kan det vara bättre att låta en annan myndighet sköta upphandlingen av produktionskapacitet. Detta gäller särskilt för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, där stora volymer upphandlas som kommer påverka spotpriserna och systemoperatörens flaskhalsintäkter. I Frankrike tillämpar man kapacitetsobligationer (Bergman och Le Coq, 2019), det vill säga det är elhandlarna som får ansvaret att handla upp kapacitet.

## 6.10 Vilken information bör aktörerna få under/efter en upphandling?

Vid en upphandling av kapacitet finns osäkerheter kring investeringskostnaderna och de framtida elpriserna. Dessa osäkerheter är i stor utsträckning gemensamma för investerarna, åtminstone för sådana som överväger att investera i likartade teknologier. I det senare fallet, kan både investeringskostnader och intäkter på spotmarknaden förväntas vara kraftigt positivt korrelerade. Sådan korrelation innebär att man vet att alla investeringar kommer vara ungefär lika lönsamma även om det är osäkert hur lönsamma de blir. Under dessa förutsättningar kan man visa att det finns fördelar med att investerare lär sig av varandra. Med ökad information om konkurrenternas budgivning kan varje budgivare göra en bättre uppskattning av sina egna investeringskostnader och bättre uppskatta framtida intäkter på spotmarknaden. Ett sätt att

åstadkomma detta är att ha korta leveransperioder för kapacitet och täta upphandlingar, då aktörerna kan lära sig från utfallet i varje upphandling. Ett annat sätt är att upphandlingen föregås av handel med finansiella instrument, där aktörer ges möjlighet att säkra ett framtida kapacitetspris. Priset på en sådan finansiell produkt baseras på den information som finns samlad på marknaden, och är därmed informativt för investerare. Ett tredje sätt är att arrangera en dynamisk upphandling med flera budgivningsrundor, där säljare av kapacitet lämnar succesivt lägre bud tills det är balans mellan utbud och efterfrågan. Efter varje budrunda eller upphandling lämnas information till aktörerna. Vanligtvis är det endast aggregerad information som avslöjas. Aktörer får inte detaljerad information om enskilda konkurrenters bud. I idealfallet leder den ökade informationen till att buden svarar bättre mot aktörernas nettokostnader och till att den mest lämpade kapaciteten vinner auktionen. Under gynnsamma förutsättningar förbättras även konkurrensen av den förbättrade informationen (Holmberg och Wolak, 2018). Den förbättrade informationen ökar även chansen för att det blir en bra affär för de som fått ett bud accepterat i kapacitetsauktionen. Ett problem med den här typen av upphandlingar kan annars vara att de vinnande budgivarna tar för lite betalt eftersom deras bud återspeglar en överoptimism.<sup>32</sup>

Det finns även nackdelar med att förbättra informationsflödet under en auktion. När ISO-NE upphandlar kapacitet kan auktionen hålla på i fem dagar med åtta budrundor per dag. Det innebär att upphandlingsprocessen blir väldigt tidskrävande och kostsam, både för ISO-NE och för marknadsaktörerna. Det blir särskilt komplicerat för mindre aktörer att delta i en sådan auktion. Dessutom är det större risk att aktörerna koordinerar sina bud i en dynamisk auktion, vilket i så fall leder till högre priser. Harbord och Pagnozzi (2014) är allmänt skeptiska till dynamiska auktioner på kapacitetsmarknaden. Ett problem, menar de, är att aktörer som investerar i olika teknologier inte kan lära så mycket av varandra. De skriver vidare att enligt samtal med budgivare på Colombias kapacitetsmarknad, så har budgivarnas lägsta acceptabla pris inte påverkats av den information som de mottagit under budgivningsprocessen. För att förbättra informationsutbytet rekommenderar Cramton och Stoft (2007) att buddata från den föregående rundan avrapporteras uppdelat per produktionsteknologi. Å andra sidan ökar riskerna för att det uppstår samarbeten mellan budgivarna, om de får mer detaljerad information efter varje runda i upphandlingen.

***Slutsats** Täta upphandlingar av kapacitet, eller upphandling med en dynamisk auktion, förbättrar informationsflödet, och kan ge effektivare utfall. Å andra sidan blir upphandlingsprocessen mer kostsam och risken för prissamarbeten ökar.*

## **6.11 Hur lång tid i förväg bör kapacitet handlas upp?**

På PJM och ISO-NE i USA handlas kapacitet upp till tre år före leverans (Spees m.fl., 2013). En fördel är att det är lättare att koordinera investeringarna om de upphandlas långt i förväg. Dessutom får producenter mer tid på sig att investera i ny kapacitet. Det innebär att utbudet av kapacitet är mer flexibelt och att konkurrensen förbättras (Chao och Wilson, 2004). Cramton (2006) menar att i idealfallet görs upphandlingen tillräckligt långt i förväg så att alla

---

<sup>32</sup> Ekonomer brukar kalla detta fenomen för *winner's curse*.



teknologier får chansen att bygga ny kapacitet. I praktiken är det dock svårt att upphandla teknologier med olika byggtid i samma auktion (Batlle m.fl., 2015). I Sydamerika har man ofta tre olika auktioner med ett, tre och upp till 20 års fördröjning fram till leverans av kapacitet, där den senare riktar sig mot ny vattenkraft (Harbord och Pagnozzi, 2008; Batlle m.fl., 2015). PJM och ISO-NE har auktioner där den upphandlade kapaciteten kan korrigeras varje år (Spees m.fl., 2013). Kalifornien, MISO och NYISO har i stället gjort bedömningen att det räcker att kapaciteten är upphandlad några månader eller dagar före leverans (Spees m.fl., 2013). Harvey m.fl. (2013) menar att detta har bidragit till att konkurrensen varit dålig vid NYISO:s upphandling av kapacitet. Å andra sidan är en fördel med att handla upp kapacitet strax före leverans att det blir lättare att uppskatta anläggningars tillgänglighet.

I PJM, ISO-NE och MISO är leveransperioden för kapacitet en månad och den upphandlade kapaciteten är densamma för varje månad. I Kalifornien är leveransperioden också en månad, men den upphandlade kapaciteten ändras varje månad. Leveransperioderna är mycket längre i Sydamerika. Där är leveransperioden ofta flera år och kan vara upp till 30 år (Batlle, 2015). En gissning är att de långa leveransperioderna i Sydamerika, jämfört med USA, kan förklaras av att teknologin är annorlunda, vattenkraft, och att den politiska osäkerheten är högre i Sydamerika.

## 6.12 Sammanfattning

På en *energy-only* marknad betalar konsumenterna endast för den el som de använder och elbolagen får betalt endast för den el som de producerar. En *energy-only* marknad ger under vissa villkor samhällseffektiva investeringar. För det första måste pristaket på spotmarknaden sättas till den nivå där elen blir så dyr att konsumenterna skulle föredra att bli bortkopplade. Detta pris benämns Value of Lost Load,  $p_{VOLL}$ . För det andra måste leveransperioderna på spotmarknaden vara tillräckligt korta så att prissignalerna blir rätt för alla typer av teknologier, inklusive flexibel produktion, förbrukningsreduktion, energilagring och vindkraft. Andra villkor, som att marknaden måste ha välfungerande konkurrens, måste också vara uppfyllda.

Det finns dock flera anledningar till att marknader har ett pristak under  $p_{VOLL}$ . För det första förbättrar ett lågt pristak konkurrensen och minskar konsumenternas prisrisk. För det andra är det svårt att mäta  $p_{VOLL}$ , och det kan vara politiskt mera hållbart att sätta ett för lågt än ett för högt pristak. Ett för lågt pristak leder till mindre investeringar på marknaden än vad som är samhällsoptimalt, bland annat genom att minska leveranssäkerheten. Därför brukar länder med låga pristak komplettera elmarknaden med någon form av *kapacitetsmekanism*. Detta innebär att producenter får betalt för att tillhandahålla viss kapacitet en given period även om denna senare inte används. Kapacitetsbetalningar utgör en form av inkomstsäkring som ökar lönsamheten att investera i ny kapacitet utöver den ersättning man får för själva produktionen. *Kapacitetsmarknader* är marknadsomfattande kapacitetsmekanismer där alla anläggningar på marknaden får kapacitetsbetalningar.

En tänkt *förenklad elmarknad* har välfungerande konkurrens, inga flaskhalsar, riskneutrala investerare, prisökänslig efterfrågan, ingen risk för total systemkollaps, fullt informerade

aktörer samt enbart flexibel produktion med full tillgänglighet. På en sådan marknad går det att kombinera pristak och kapacitetsbetalningar på många sätt så att investeringarna blir samhällsoptimala. Det spelar ingen roll varken för konsumenter eller för producenter vilken kombination man väljer. Konsumenternas förväntade överskott kommer maximeras och vara det samma för varje samhällseffektiv kombination av pristak och kapacitetsbetalning.

Det kan finnas skäl att ha en kapacitetsmekanism, även om pristaket skulle sättas till  $p_{VOL}$ . Ett skäl är att extra kapacitet minskar risken för en fullständig systemkollaps, vilket gynnar alla aktörer. I den meningen är kapacitet delvis en kollektiv vara. Kapacitetsbetalningen ersätter ägarna för deras bidrag till kollektivet. Holmberg och Ritz (2019) menar att denna effekt blir starkare när andelen förnybart ökar i elsystemet.

Ett annat motiv för kapacitetsmekanismer är att investeringscykler, oväntade tekniskiften och plötsliga politiska beslut kan leda till kortsiktiga avvikelser från marknadsjämvikten. Under en sådan period kan risken för elbrist potentiellt bli högre än vad som är acceptabelt. Med en kapacitetsmekanism kan problemet mildras, antingen genom att kontrollen över kapaciteten ökar eller genom att överinvesteringar uppmuntras så det finns mer svängrum att tillfälligt minska kapaciteten i systemet.

Ett problem med kapacitetsmarknader är att det är svårt att mäta vad man betalar för. Detta visar sig genom att man på kapacitetsmarknader noggrant måste definiera vad som menas med kapacitet och sedan verifiera att bolagen faktiskt tillhandahållit vad de lovade. Problemet är särskilt utmanande för väderberoende icke-planerbar elproduktion, vattenkraft, batterier och förbrukningsreduktion. Marknadsomfattande kapacitetsbetalningar i kombination med ett sänkt pristak riskerar vidare att snedvrider marknaden genom att gynna icke-planerbar elproduktion på bekostnad av flexibel produktion och energilagring. Orsaken är att dessa ingrepp dämpar prissvängningarna på marknaden och bidrar till att en mindre andel av inkomsterna beror på produktionen.

På en kapacitetsmarknad finns det en rad viktiga designparametrar att tänka på. För det första måste man bestämma hur mycket kapacitet man ska upphandla eller hur mycket man är villig att betala för kapacitet. Marginalprissättning är normalt förstahandsvalet på elbörsen. I en kapacitetsupphandling innebär det att all kapacitet får samma ersättning per MW. En svaghet är att endast ett bud är prissättande, vilket i praxis lett till väldigt höga priser vid kapacitetsupphandlingar. I det fallet, kan alternativa ersättningsmodeller som betalning enligt bud därför vara bättre för konsumenter och för samhällsekonomin. Andra faktorer att tänka på är vem som ska vara ansvarig för att handla upp kapaciteten, hur mycket information budgivarna ska få i loppet av processen och hur långt i förväg kapaciteten ska handlas upp. Konkurrensen blir ofta bättre om upphandlingen görs långt innan kapaciteten ska vara tillgänglig. Det gör det möjligt för investerare att bygga ut kapaciteten efter upphandlingen, vilket ökar utbudet i upphandlingen. Å andra sidan finns det mer information tillgänglig, till exempel avseende anläggningars tillgänglighet, om upphandlingen görs nära inpå leveransen.

## 7 Strategisk effektreserv

Flera EU länder, såsom Belgien, Finland, Sverige och Tyskland, använder en *strategisk effektreserv* istället för marknadsomfattande kapacitetsbetalningar. Då handlar den systemansvarige endast upp den kapacitet man räknar med kommer behövas när spotmarknaden inte levererar tillräcklig el för att täcka efterfrågan. Motivet för effektreserver är ungefär desamma som för marknadsomfattande kapacitetsbetalningar, såsom att säkerställa leveranssäkerheten vid låga pristak eller för att ge elsystemet större svängrum att tillfälligt avvika från den långsiktiga marknadsjämvikten.

Holmberg och Ritz (2019) visar för en förenklad elmarknad hur en effektreserv bör utformas så att investeringarna blir samhällsekonomiskt optimala. Vid denna lösning maximeras även konsumentöverskottet. Precis som för en kapacitetsmarknad bör anläggningarna i effektreserven få ett fast stöd i proportion till anläggningens storlek. När kapacitet upphandlas bör bud accepteras från de som är villiga att erbjuda kapacitet till lägsta pris per MW. Anläggningarnas rörliga kostnad bör inte beaktas under själva upphandlingen. Det högsta accepterade budet (i termer av fast stöd) blir det pris som betalas till all upphandlad kapacitet. För en samhällseffektiv reserv bör kapacitetsbetalningen vara  $\pi_{LOLP}^*(p_{VOLL} - \bar{p})$  på en förenklad elmarknad, precis som för marknadsomfattande kapacitetsbetalningar. Om pristaket  $\bar{p}$  har satts till det effektiva bortkopplingspriset  $p_{VOLL}$ , behövs således ingen effektreserv på en förenklad elmarknad. Effektreserven bör bara användas när den övriga produktionen inte räcker till, och elbrist hotar. I det läget bör spotpriset sättas till pristaket. Därmed är priset för övriga anläggningar utanför reserven oberoende av effektreservens storlek. Det spelar ingen roll för övriga anläggningar om reserven klarar av att möta återstoden av efterfrågan eller om det blir elbrist. På det viset isoleras den övriga marknaden från effektreserven, vilket är i linje med den strategiska effektreserv som EU påbjuder i förordningen 2019:943. För övriga anläggningar fungerar elmarknaden som en energy-only marknad.

Holmberg och Ritz (2019) förordar att anläggningar i effektreserven bör betalas enligt ett marginalpris för reservkraft när de används. Det vill säga all produktion i reserven betalas enligt ett pris som sätts av den högsta aktiverade rörliga kostnaden i reserven. Anläggningar utanför effektreserven får ingen kapacitetsbetalning. Å andra sidan vinner de på att elpriset når pristaket så fort effektreserven används. Det ger en extra intäkt från spotmarknaden för anläggningar utanför reserven. Författarna visar att i en marknadsjämvikt på en förenklad elmarknad är väntevärdet för denna extraintäkt lika stort som kapacitetsbetalningen. Därmed kan snedvridningar undvikas. Designen blir teknikneutral.

**Slutsats** På en förenklad elmarknad blir effektreserven samhällsekonomiskt effektiv, och konsumentöverskottet maximeras, om följande villkor är uppfyllda: 1) Anläggningar i reserven får kapacitetsbetalningen  $\pi_{LOLP}(p_{VOLL} - \bar{p})$ , 2) reserven används endast när kapaciteten på den övriga marknaden är uttömd, 3) spotpriset sättas till pristaket så fort effektreserven används, och 4) anläggningar i reserven som aktiveras får betalt enligt ett marknadspris på reservkraft för den elenergi som produceras.

Man kan dock tänka sig högre kapacitetsbetalningar och att ha en effektreserv även om pristaket är vid  $p_{VOLL}$ , till exempel för att ha en extra marginal i systemet eller för att minska risken för systemkollaps i bristsituationer. Det kan inte heller uteslutas att det även finns andra tänkbara utformningar av effektreserven som leder till samhällsekonomiskt effektiva investeringar.

Slutligen kan det vara intressant att jämföra effektreserven med en kapacitetsmarknad. Betrakta en effektreserv och kapacitetsmarknad med samma pristak och samma nivå på kapacitetsbetalningen per MW. För en förenklad elmarknad blir den totala kapaciteten lika stor på båda marknaderna. För marknaden med effektreserv kommer en del av denna kapacitet vara i reserven. De sammanlagda kapacitetsbetalningarna är högre för en kapacitetsmarknad eftersom varje anläggning får en kapacitetsbetalning. Detta vägs upp av att producenternas sammanlagda intäkter på spotmarknaden är lika mycket högre på en marknad med effektreserv. Spotpriset är detsamma på båda marknaderna så länge som kapaciteten utanför effektreserven räcker till eller om det blir elbrist. Skillnaden i spotpriset uppstår i mellanläget, där effektreserven har aktiverats utan att det är elbrist. I det läget sätts spotpriset för produktionen utanför effektreserven till pristaket, medan en marknad med marknadsomfattande kapacitetsbetalningar har ett spotpris som sätts av den högsta rörliga kostnaden på marknaden som har accepterats.

**Slutsats** *På en förenklad elmarknad med effektreserv får producenterna större intäkter från spotmarknaden och mindre kapacitetsintäkter jämfört med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism som har samma nivå på pristak och kapacitetsbetalning per MW. Producenternas sammanlagda intäkter, och konsumenternas totala kostnader, blir lika stora på båda marknaderna.*

## 7.1 Fördelar med en effektreserv kontra en kapacitetsmarknad

En skillnad mellan en strategisk effektreserv och en kapacitetsmarknad är att kapacitetsbetalningar i det första fallet endast betalas till en mindre del av anläggningarna. I en teoretisk marknadsjämvikt är det bara anläggningar med de högsta rörliga kostnaderna och lägst utnyttjandegrad som kommer vilja delta i reserven. Reservan används bara när den övriga kapaciteten inte räcker till. Det blir därför ineffektivt att ha anläggningar med låga rörliga kostnader i reserven och det är ineffektivt att ha anläggningar med höga rörliga kostnader utanför reserven. Ofta är det termisk toppkraft med höga rörliga kostnader som önskar vara med i reserven. En fördel med detta är att det blir lätt att definiera kapaciteten för en stor del av de anläggningar som ska ha en kapacitetsbetalning. Förbrukningsreduktion är en annan teknologi som lämpar sig för en effektreserv, åtminstone för de konsumenter som har flexibilitet att minska sin förbrukning vid höga elpriser. Ett potentiellt problem är att det kan vara komplicerat, precis som för marknadsomfattande kapacitetsmekanismer, att definiera och verifiera en tillförlitlig kapacitet för förbrukningsreduktion.

Normalt har förnybar elproduktion, vattenkraft och energilager en relativt låg rörlig kostnad. Därmed är det sällan intressant för dessa teknologier att delta i effektreserven. En fördel, jämfört med kapacitetsmarknader, är att man inte behöver definiera någon tillförlitlig

kapacitet för dessa teknologier. De kan verka utanför reserven under ungefär samma förutsättningar som på en energy-only marknad.

**Slutsats** *På en elmarknad med effektreserv blir det oftast enkelt att mäta tillförlitlig kapacitet i de produktionsanläggningar som ska ha en kapacitetsbetalning. För förbrukningsreduktion i effektreserven blir det dock potentiellt problematiskt att mäta denna kapacitet, precis som på en kapacitetsmarknad.*

En potentiell fördel med att upphandla en mindre volym är att även om upphandlingen främst riktar sig till anläggningar med hög rörlig kostnad, så borde det stora utbudet av övrig kapacitet kunna borga för att konkurrensen blir god i upphandlingen.

En ytterligare potentiell fördel med att den upphandlade volymen är förhållandevis liten är att själva upphandlingen får en mindre inverkan på spotmarknaden. På lång sikt har storleken på en effektreserv i enlighet med Holmberg och Ritz riktlinjer ingen inverkan på spotpriserna på en förenklad elmarknad för ett givet pristak. Minimal marknadspåverkan är en fördel om en europeisk systemoperatör, som ofta har flaskhalsintäkter från spotmarknaden, ska ansvara för upphandlingen. Att effektreserven inte stör priserna på marknaden innebär även att det blir mindre snedvridningar avseende investeringar i produktion med ställtider, ställkostnader eller intermittent produktion. Åtminstone blir de mindre än för en kapacitetsmarknad.

**Slutsats** *En strategisk effektreserv har mindre snedvridningar för väderberoende elproduktion och för flexibel produktion samt för energilager, jämfört med en kapacitetsmarknad som har pristak och kapacitetsbetalningar på samma nivå.*

Med en effektreserv är det fortfarande marknadsaktörerna som har ansvaret för att prognostisera efterfrågan och att anpassa investeringarna därefter. Effektreserven ger lite extra marginal, minskar risken för elbrist, men i teorin ska den inte påverka övriga investeringar, åtminstone inte på lång sikt. Med införandet av ett gemensamt pristak på spotmarknaderna inom EU, torde en fördel med en effektreserv vara att den inte påverkar spotpriserna och därmed inte heller investeringarna på andra länders elmarknader. Det förefaller därför som om länder borde få stå fria att införa strategiska effektreserver och välja storlek och därmed systemets tillförlitlighet. Dock vore det bättre om länderna koordinerade sina reserver. Den nya EU förordningen 2019:943 anbefaller dock att en strategisk effektreserv endast får införas om det kan motiveras utifrån en utförlig analys av risken för elbrist. Vi återkommer till denna diskussion i delkapitel 7.3.

## 7.2 Nackdelar med effektreserven

Jämfört med en kapacitetsmarknad, så har effektreserven några potentiella nackdelar. För samma pristak, har effektreserven högre spotpris (när reserven används). Det innebär att, för samma pristak, har effektreserven inte samma dämpande inverkan på risker och marknadsmakt. Det kan kompenseras med att pristaket sätts lägre på spotmarknaden och att kapacitetsbetalningen till reserven och den upphandlade volymen höjs.

Många amerikanska forskare förordar perspektivet att myndigheterna bör sätta en nivå för tillförlitligheten i systemet och upphandla en kapacitet som svarar mot den nivån. Myndigheterna får inte samma kontroll över den totala kapaciteten på en elmarknad med en strategisk effektreserv. Effektreservlösningen är ett mellanting mellan en energy-only marknad och en kapacitetsmarknad.

Idealt blir investeringarna utanför reserven lika stora oberoende av effektreservens storlek. I praktiken finns dock osäkerhet kring hur länge effektreserven kommer finnas kvar och om dess storlek kommer ändras. Den dagen en stor effektreserv avvecklas så kommer spotpriserna plötsligt pressas nedåt och risken för detta avskräcker antagligen investeringar.

En strategisk effektreserv har således potentiella nackdelar. Ur vissa aspekter är möjligen en kapacitetsmarknad bättre, men överlag menar vi att en strategisk effektreserv är ett bättre alternativ för Sverige.

**Slutsats** *En strategisk effektreserv är ett bättre val än en kapacitetsmarknad om Sverige ska ha en kapacitetsmekanism.*

### **7.3 Effektreserver på en integrerad elmarknad**

Det finns två huvudsakliga sätt att upprätthålla leveranssäkerheten på en elmarknad med stora andelar väderberoende och icke-planerbar elproduktion. Det första är att säkerställa tillräcklig planerbar reservkapacitet för att fånga upp lokala elunderskott. Det andra är att minska risken för lokal elbrist genom att se till att det finns tillräcklig nätkapacitet för att kompensera lokala elunderskott genom import från regioner omkring med ledig kapacitet. Den samhällsoptimala lösningen är att upprätthålla viss lokal reservkapacitet och viss nätkapacitet eftersom det både är kostsamt att bygga produktion och elnät. Om den väderberoende och icke-planerbara kapaciteten med positiv sannolikhet inte producerar någon el alls någonstans i regionen, och om det är nolltolerans för avbrott, kommer inte den totala nätkapaciteten ha något inflytande på regionens totala effektreserv. Orsaken är att man oavsett måste planera för en situation där regionen inte har någon tillgång på variabel elproduktion. I stället blir frågan var i systemet reservkapaciteten ska lokaliseras och hur stor nätkapaciteten ska vara, för att minimera den förväntade kostnaden av att upprätthålla leveranssäkerheten på alla lokala marknader.<sup>33</sup>

Medan beslut om att integrera marknader genom att bygga internationella nätförbindelser tas gemensamt av de nationella nätägarna, beslutas kapacitetsreserver unilateralt på nationell nivå. Dessa reserver prissätts utanför spotmarknaden. Om efterfrågan är priskänslig och effektreserven inte kan hantera förbrukningsreduktionen effektivt, snedvrider det marknaden genom att driva en kil mellan konsumenternas långsiktiga värde av att öka sin elförbrukning och produktionens långsiktiga kostnad, även på en annars konkurrensmässig marknad. Denna ineffektivitet sprids över gränsen på en integrerad elmarknad eftersom priserna sätts i jämvikt på hela marknaden. På en integrerad elmarknad har dock en ökning av den inhemska kapacitetsreserven även en positiv effekt utomlands i den mån effektreserven görs tillgänglig som backup utomlands. Effektreserver som bestäms utifrån nationella behov kan därför vara

---

<sup>33</sup> Diskussionen i detta delkapitel bygger på Tangerås (2018).

för stora eller för små utifrån ett gemensamt perspektiv beroende på vilka av dessa två effekter som dominerar.

EU:s gemensamma pristak på spotmarknaden innebär att inhemska priset effekter av effektreserver inte längre sprids utanför landets gränser eftersom spotmarknaden utomlands inte längre påverkas av den inhemska effektreserven. Däremot återstår den positiva effekten av att reserven ibland kan användas utomlands. För att ta hänsyn till sådana effekter finns det fortfarande en poäng i att EU har visst inflytande över medlemsländernas kapacitetsreserver. Det samhällsekonomiska värdet av effektreserver är större på en integrerad elmarknad om utnyttjandet av dessa koordineras över landsgränserna jämfört med om de endast används i nationellt syfte.

Incitamenten att investera i nya elnät på en integrerad marknad beror på effekterna utomlands av de inhemska kapacitetsreserverna. Om de internationella effekterna är positiva, ökar värdet av att investera i nya nät när de nationella effektreserverna är större. Låt oss nu tänka oss en situation där effektreserven och därmed nätkapaciteten är effektiv utifrån ett gemensamt perspektiv. Om de internationella effekterna av nationella kapacitetsreserver är positiva, kommer land som bestämmer sina reserver utifrån ett nationellt perspektiv, att välja reserver under den effektiva nivån. I detta fall sjunker även nätkapaciteten under den effektiva nivån. Bristen på internationell samordning av kapacitetsreserver leder till för lite integration av marknaderna även om beslut om nätinvesteringar fattas gemensamt av länderna. Detta problem förvärras ifall länderna även tar beslut om nätkapacitet utifrån nationella hänsyn.

Ett sätt att öka effektiviteten i avsaknad av samordning av kapacitetsreserver, är att införa förordningar som ger nätägarna incitament att lägga starkare vikt vid marknadsintegration relativt till kostnaden för nätutbyggnad, och därmed överinvestera allt annat lika. EU:s förordning (European Parliament, 2009) om att nätägarna ska använda alla flaskhalsinkomster för att förstärka elnät är exempel på en sådan reglering.

#### **7.4 Sveriges effektreserv**

Införandet av en effektreserv i Sverige motiverades av att elanvändningen ökade och olönsam produktion lades ner i Sverige efter omregleringen av elmarknaden (Prop. 2009/10:113). Läget förvärrades av att regeringen planerade att lägga ned Barsebäck 2. För att klara nedläggningen utan att öka risken för effektbrist, gavs SvK uppdraget att upphandla en effektreserv. I början rörde det sig om en mindre reserv om 400-600 MW vars storlek bestämdes i regleringsbrevet (SvK, 2013). Effektreserven blev lagstadgad 2003 varpå storleken ökades till 2 000 MW. Från början var tanken att effektreserven skulle vara en övergångslösning fram till 2008 eftersom förhoppningen var att effektbristen skulle hanteras på marknadsmässiga grunder. Därefter har lagen förlängts vid tre tillfällen, nu senast fram till 2025. Mellan 2011 och 2017 har reserven trappats ned till 750 MW. Enligt SvK (2013) användes effektreserven vid ungefär tio tillfällen under åren 2009-2013. Vid dessa tillfällen

användes upp till 826 MW av reserven.<sup>34</sup> Bortkoppling av el har inte skett i Sverige sedan omregleringen av marknaden.

Långsiktigt önskar staten fortfarande att reserven avvecklas och att marknaden löser kapacitetsproblemet på egen hand. Enligt Energimarknadsinspektionen (2008) skulle en marknadslösning kunna uppnås med ökad efterfrågefleksibilitet, fler elområden, och förbättrad marknadsintegration. Konkret föreslog EI att öka andelen förbrukningsreduktion i effektreserven. Kortsiktigt befarades kostnaden att öka för att handla upp reserven, men ändringen skulle ha fördelar på lång sikt genom att stimulera efterfrågefleksibiliteten (Prop. 2009/10:113). Enligt Förordning 2010:2004 om effektreserv skulle efterfrågefleksibilitetens andel av effektreserven stegvis öka från 25 % till 100 % fram till vintern 2017/2018. Det var dock inte möjligt att fullfölja denna upptrappning, och 2014 ändrades förordningen så att minst 25 % av effektreserven skulle vara förbrukningsreduktion.

Tillgänglighetskravet på kapacitet är 95 %, annars minskar kapacitetsbetalningen. Det innebär att en förbrukare behöver binda sig vid att konsumera mer än den sålda kapaciteten under minst 95 % av tiden. För den energiintensiva industrin var det svårt att göra den typen av åtagande ett halvår i förväg, vilket krävs för att kunna delta i upphandlingen. Industrin hade även svårt att uppfylla kraven på tillgänglighet dygnet runt alla dagar i veckan. Dessa problem har lett till en del förändringar för förbrukningsreduktion i reserven. De behöver inte längre vara tillgängliga i effektreserven, om de istället är aktiva på dagen innan marknaden. Men om de deklarerar att de är otillgängliga i reserven av denna anledning, så får de inte någon kapacitetsbetalning för den leveransperioden.<sup>35</sup> Dessutom har SVK flyttat upphandlingen av förbrukningsreduktion närmare leveransperioden för att underlätta för den elintensiva industrin att delta i upphandlingen.

Förbrukningsreduktion har begränsad uthållighet. Det fungerar att dra ned elanvändandet enstaka timmar, men det blir mycket kostsamt att stänga ner industriell produktion under en längre tid än så. En fördel med förbrukningsreduktion är att aktiveringen är snabb (SvK, 2013). För produktionskapacitet i reserven är det vanligtvis tvärtom. De är uthålliga, men behöver förvarnas långt i förväg (SvK, 2013).

Reserven upphandlas endast för vinterperioden. Upphandlingen har endast en budrunda och verkställs ungefär ett halvår innan vinterperioden startar. Varje anläggning i reserven får en fast ersättning enligt dess eget bud. Därtill betalas en rörlig ersättning vid aktivering. För produktionskapacitet görs detta enligt bud. Energi från förbrukningsreduktion accepteras vanligtvis via reglerkraftsmarknaden, och ersätts därmed med uppregeringspriset, se kapitel 3.3. Anläggningar som deltar i upphandlingen har ofta olika prestanda, och buden rangordnas därför utefter en utvärderingsmodell. Utvärderingsmodellen medger att anläggningar som inte uppfyller alla tekniska prestanda och miljökrav deltar i upphandlingen, men bud från sådana anläggningar straffas med ett kraftigt påslag i rangordningen, vilket gör deras bud väsentligt

---

<sup>34</sup> I några av fallen skulle det eventuellt varit möjligt att använda bud utanför reserven istället (SvK, 2013). Svenska Kraftnät uppskattar själva att det antagligen hade räckt med en reserv på 400 MW för att undvika elbrist under perioden 2009-2013.

<sup>35</sup> SvK kallar kapacitetsbetalningen till förbrukningsreduktion för en administrativ ersättning.



mindre attraktiva. Utvärderingsmodellen straffar även anläggningar som begär en hög rörlig ersättning.

SvK (2013) bedömer att elområdesreformen 2011 och den ökade handeln med omvärlden har minskat behovet av en effektreserv, både till följd av utbyggd handelskapacitet och mer integrerad börshandel, men SvK menar även att nätet behöver förstärkas inom landet. Fortsatt kärnkraftsnedläggning i södra Sverige och flaskhalsar i elnätet bidrar till att SvK nu endast upphandlar reservkapacitet i södra Sverige.<sup>36</sup>

Numera sätts spotpriset till pristaket så fort produktion i effektreserven används, även om så inte var fallet i början; se diskussionen i delkapitel 3.2. Det innebär att priserna för övriga anläggningar inte påverkas av storleken på effektreserven, åtminstone inte på kort sikt. Det är i linje med den utformning av effektreserven som EU samt Holmberg och Ritz (2019) förordar. EU:s nya förordning för effektreserver är tydlig med att reservens kapacitet inte får delta på spotmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2020). SvK misstänker att hanteringen av förbrukningsreduktion i effektreserven kan bryta mot denna förordning, varför SvK tillfälligt har avbrutit denna upphandling. Det är onekligen så att förbrukningsreduktion i effektreserven tillåts bjuda på spotmarknaden. Å andra sidan får de bara göra så för de leveransperioder där de avstår från kapacitetsbetalning. Därmed skulle man kanske kunna säga att förbrukningsreduktion står utanför effektreserven när den deltar på spotmarknaden, vilket inte uppenbart står i strid med EU:s förordning.

Under 2016 beslutades att upphandlingen av effektreserven skulle beakta miljöaspekter (Prop. 2015/16:117). Enligt lagen ska hela effektreserven numera bestå av förnybar produktion.<sup>37</sup> Enligt en konsekvensanalys skulle beslutet innebära att aktuella anläggningar skulle behöva byggas om och ställa om till bioeldat bränsle för att uppfylla det nya miljökravet (Ceije, 2016). Enligt denna analys skulle miljökraven öka de rörliga kostnaderna med cirka 30 % i Karlshamnverket, och de totala kostnaderna skulle öka med 10-20 %. En farhåga var även att de höjda miljökraven skulle minska utbudet av potentiell godkänd reservkapacitet. Dessa problem kan möjligtvis vara en delförklaring till att det på sistone varit bristfällig konkurrens i upphandlingen. Exempelvis fick en kompletterande upphandling avbrytas under vintern 2019/2020 då det endast var en aktör som lämnade bud. Vi noterar även att under de senaste åren har all produktionskapacitet upphandlats från Karlshamnverket. En förklaring till detta, och till att konkurrensen har försämrats, är att Mälarenergis och Stenungsunds reservkraftverk har lagts ned.

## 7.5 Kan Sveriges effektreserv förbättras?

Vi delar åsikten i Wolak (2019) att på en vattenkraftsdominerad elmarknad är det inte bara kapacitet som behöver upphandlas utan även energi. I den meningen finns det fördelar med att Sveriges effektreserv främst innehåller termisk produktionskapacitet, vilken är uthållig. Å andra sidan kräver denna produktion vanligtvis lång förvarning. Därför är det bra att ha en

---

<sup>36</sup> SvK tillhandahåller även viss reservkapacitet i nätet att använda ifall av hotande elbrist.

<sup>37</sup> SvK har möjlighet att frångå miljökravet om det drastiskt fördyrar upphandlingen. Å andra sidan innehåller EU:s förordning ett nytt miljökrav. Framöver får produktion i effektreserven maximalt släppa ut 550 g koldioxid från fossilt bränsle per kWh el (Energimarknadsinspektionen, 2020).

mindre andel förbrukningsreduktion som ett komplement. Möjligen skulle det vara bättre att ställa krav på prestanda i termer av kapacitet, snabbhet och uthållighet istället för att specificera produktionskapacitet kontra förbrukningsreduktion. En sådan förändring skulle kunna göra upphandlingen effektivare och mer konkurrensutsatt. Förändringen skulle även vara i linje med EU:s nya förordning, som ställer högre krav på teknikneutralitet vid upphandling till strategiska effektreserver (Energimarknadsinspektionen, 2020).

Konkurrensen förbättras om det är mer flexibilitet i upphandlingen. Istället för att upphandla en fast kapacitet kan man ange en efterfrågekurva i linje med många av USA:s kapacitetsmarknader. Kanske vore det bra med en uttalad avvägning i upphandlingen mellan produktion och uthållighet å ena sidan och förbrukningsreduktion och snabbhet å andra sidan? I viss utsträckning ger den befintliga lagstiftningen utrymme för den här typen av avvägningar under upphandlingen. I SvK:s utvärderingsmodell görs redan avvägningar av den här karaktären, men emellan likartade anläggningar med olika prestanda.

Marginalprissättning har många fördelar och är normalt förstahandsvalet på elbörsen och i andra likartade auktioner. En svaghet är dock att endast ett bud sätter marknadspriset. Budgivningen kan spåra ur och elpriset bli väldigt högt om konkurrensen är dålig och det på förhand är möjligt att förutse vilket bud som blir prissättande. Erfarenheterna från upphandling av kapacitet i omvärlden indikerar att marginalprissättning kan vara olämplig för att bestämma den fasta ersättningen för kapacitet. I rapporten diskuterar vi alternativa prissättningsmetoder som skulle kunna vara mer lämpliga för denna upphandling. Betalning enligt bud som SvK tillämpar, är en av dem. Marginalprissättning kan vara ett bra val för den rörliga ersättningen till anläggningar i reserven som aktiverats. Det är svårt för aktörerna att på förhand förutsäga hur stor andel av reserven som kommer användas, och vilken anläggning i reserven som blir prissättande vid aktivering. Förbrukningsreduktion som avropas via reglerkraftsmarknaden ersätts idag med marginalprissättning. Produktionskapacitet betalas dock enligt bud även för den rörliga ersättningen. En anledning skulle kunna vara att produktionskapacitet har olika prestanda, inte är helt jämförbara, och att det därmed blir svårt att definiera ett marknadspris.

På en förenklad elmarknad bör den rörliga ersättningen inte beaktas när effektreserven upphandlas. Detta gäller vid perfekt konkurrens. Normalt ingår dock endast ett fåtal anläggningar i den svenska effektreserven, och därmed finns det goda möjligheter för aktörerna att överdriva sina rörliga kostnader. Därför kan det nog vara bra att den rörliga kostnaden beaktas redan vid upphandlingen i Sverige. Exakt hur den bör vägas in är dock ett utredningsarbete i sig.

De höjda miljökraven innebär att produktionsanläggningar kan behöva byggas om för att uppfylla effektreservens krav. Motsvarande miljökrav finns inte för anläggningar som verkar på spotmarknaden. Av denna anledning skulle antagligen utbudet av kapacitet som uppfyller effektreservens krav öka om produktionsanläggningarna i effektreserven upphandlades längre i förväg. Det skulle ge vinnaren i en sådan upphandling tid att genomföra ombyggnaden efter upphandlingen. Vad gäller efterfrågefleksibilitet, tycks erfarenheten vara den omvända. Den

elintensiva industrin tycks snarare förorda att tiden mellan upphandling och leverans av kapacitet kortas ned.

All elproduktion ska naturligtvis bära kostnaderna för sina utsläpp och miljökostnader. Dock blir det problematiskt när miljökraven är strängare för produktion inom reserven jämfört med produktion utanför. Dessutom tycks de höjda miljökraven på effektreserven ha försämrat konkurrensen i upphandlingen, då många anläggningar inte uppfyller dessa miljökrav. Reservan används så sällan, så miljökrav skulle knappast påverkas om regeringen släppte kravet på 100 % förnybarhet i effektreserven.

Det har varit uttalat att effektreserven har använts som ett instrument för att underlätta Sveriges kärnkraftsavveckling. Det tycks vara det främsta skälet till att Sverige införde en effektreserv och till att den kommer behållas åtminstone fram till 2025. Effektreserven har även bidragit till att elmarknaden har kunnat absorbera oväntade politiska beslut på energiområdet. Det finns nog kortsiktiga fördelar med det, men kanske energipolitiken hade tvingats bli mer förutsägbar och långsiktig utan en effektreserv? Det har allmänt varit mycket dribblande med reserven avseende eventuell avveckling, storleken, andelen förbrukningsreduktion och miljökrav. Detta har varit olyckligt, då det har ökat den politiska osäkerheten och säkerligen försvårat investeringar.

## 8 Alternativ till kapacitetsmekanismer

En fördel med ett lågt pristak och kompenserande kapacitetsbetalningar är att risken på marknaden minskar och att konkurrensen blir bättre. Men dessa fördelar finns även om elproducenter prissäkrar sin förväntade produktion. Wolak (2019) menar att om elhandlare köper långsiktiga terminskontrakt motsvarande den förväntade konsumtionen några år i förväg, så ger det producenterna en indikation om hur mycket kapacitet som behövs. Detta bör förbättra investerarnas prognoser av framtida elanvändning och även hjälpa till med att koordinera aktörernas investeringar och avvecklingsbeslut. Ett sådant förslag bör alltså minska risken för att kapaciteten på marknaden väsentligt avviker från marknadens jämvikten. I de här avseendena skulle en reglerad terminshandel kunna vara ett alternativ till en kapacitetsmekanism.

Wolak (2019) menar vidare att ett problem på marknader med lågt pristak är att elhandlars incitament att prissäkra med terminer minskar, och att den lägre terminsvolymen minskar producenters intresse att investera i kapacitet. De investeringar som görs gynnar även de elhandlare som inte köpt någon el på termin, då de som köpt el på termin inte får någon förtur i händelse av elbrist. Därmed menar Wolak (2019) att det finns en positiv extern effekt (*reliability externality*) förknippad med köp av terminer. Det är en anledning till att han föreslår att handeln av terminer bör regleras. Denna effekt anser han är särskilt påtaglig på marknader med låga pristak, som exempelvis i Latinamerika. I dessa länder pålägger regleringsmyndigheten elhandlare att köpa upp till 90 % av sina kunders planerade elförbrukning ett eller flera år i förväg. Den reglerade terminshandeln är finansiell; det finns inga krav på att producenternas utställda terminer ska backas upp med fysisk kapacitet. I övrigt finns vissa likheter med kapacitetsobligationer. Om PPA och/eller terminshandeln inte

fungerar tillräckligt effektivt, så skulle en reglerad terminshandel minska risken för investeringarna. En sådan åtgärd torde särskilt gynna kapitaltunga investeringar.

## 9 Vad är en lämplig design för Sveriges framtida elmarknad?

En förväntad ökning i elförbrukningen i kombination med åldersstigen elproduktion och elnät kommer kräva stora investeringar på elmarknaden de nästa 20-30 åren. Sannolikt kommer mycket av investeringarna i ny kapacitet vara vind- och solkraft. En stor utmaning med sådan väderberoende elproduktion är tillförlitligheten. För att undvika elbrist och bortkoppling av förbrukning när vinden inte blåser och solen inte skiner, krävs att det finns tillräcklig annan kapacitet i Sverige eller utomlands för att täcka upp för bortfallet av produktion. Omställningen mot en energiförsörjning som i större del bygger på elproduktion från förnybara källor kommer därför innebära viss dubblering av produktionskapacitet. Hur ska samhället åstadkomma alla dessa investeringar?

Baserat på erfarenheten med stödsystemet för förnybar elproduktion i Sverige, är svaret i viss mån enkelt. Har man först bestämt sig för hur mycket av en viss typ elproduktion man vill ha, kan man införa en kvotplikt för elhandlare att en viss andel av deras kunders elförbrukning ska bestå av just sådan elproduktion. Därefter certifierar man nya anläggningar som uppfyller villkoren. Till slut ställer man ut elcertifikat baserat på produktionen i certifierade anläggningar och skapar en marknadsplats för att handla med certifikat. Försäljningen skapar ett ekonomiskt incitament att investera i just sådan produktion man vill gynna. Systemet bekostas av konsumenterna och ägarna till de icke-certifierade anläggningarna. För Sveriges del har stödsystemet rört förnybar elproduktion, men man skulle lika gärna kunna certifiera anläggningar på basis av tillgänglighet, flexibilitet och annat.<sup>38</sup> Med rätt utformade elcertifikat som verktyg kan man i princip bygga den elmarknad man bestämt sig för.

Problemet med konstruktionen ovan är att den inte vilar på marknadsmässiga principer. Efterfrågan är konstruerad, och det finns inte något som tillsäger att de investeringar man får sammanfaller med vad konsumenterna är villiga att betala för. Risken är att man hamnar i en ineffektiv elförsörjning där vissa konsumentgrupper får betala överpriser för sin förbrukning. Det var just för att komma bort från sådana problem som marknaden avreglerades.

Syftet med en avreglerad elmarknad är att lägga förhållanden till rätta så att de priser som producenterna möter, återspeglar kundernas betalningsvilja för elen. Med rätt marknadsdesign och marknadsstruktur blir investeringarna kostnadseffektiva och anläggningarna förläggs där kapaciteten behövs som mest. Kostnaden för att bygga ny kapacitet motsvarar det ekonomiska värdet. Normalt är en *energy-only* marknad den mest samhällseffektiva marknadslösningen. På en sådan marknad får producenterna endast betalt för den el de levererar ut på nätet och konsumenterna betalar endast för den el som de förbrukar. Det var även en sådan lösning man initialt valde när man reformerade den nordiska elmarknaden.

---

<sup>38</sup> Exempelvis lanserades hösten 2020 en idé om en certifikatmarknad för systemtjänster.

Den ursprungliga marknaden hade emellertid svagheter. För det första var spotpriset det samma i hela Sverige. Då fick marknaden inga prissignaler om var i systemet knappheten på resurser var som störst. Detta förbättrades med indelningen av Sverige i fyra elområden, men det verkar nu som om det finns en brist på resurser särskilt i storstadsområden. Detta antyder att nuvarande indelning inte är tillräcklig effektiv. Vi rekommenderar därför att dela in Sverige i ytterligare elområden. På elmarknaderna i USA definieras elområden helt ned på nodnivå, men vi är inte övertygade om att en så finmaskig indelning vore det bästa för Sverige. En sådan omställning skulle innebära ökad centralisering, vilket inte nödvändigtvis skulle öka effektiviteten.

En annan svaghet var att marknadspriset i situationer med resursbrist sattes lika med det högsta budet på elbörsen. På en annars konkurrensnärlig marknad ger detta svaga incitament att investera i ny kapacitet, särskilt sådan toppkraft som ska användas just i situationer med resursbrist. Sedan 2018 är det pristaket på Nord Pool som gäller i situationer med resursbrist. Numera är det dessutom EU som bestämmer nivån på pristaket på elbörserna i EU. Dessa ändringar kommer sannolikt öka den förväntade ersättningen vid resursbrist och därigenom stimulera till ökade investeringar, inte minst i toppkraft.

En ökad andel variabel elproduktion som vindkraft ger ett ökat behov för aktörerna på elmarknaden att balansera om sina ursprungliga positioner i takt med att ny information om efterfråge- och produktionsförhållanden når marknaden. Trenden går i riktning mot ökande handel på Nord Pools intra-dagmarknad, Elbas. Ökad balanshandel förstärker incitamenten att investera i flexibel elproduktion, särskilt vattenkraft och batterier som gör sina vinster på prisskillnader på marknaden. Vi tror att denna handel skulle stimuleras ytterligare om intra-dag marknaden blev auktionsbaserad. Detta innebär att handeln klareras vid regelbundna och förutbestämda tidpunkter istället för att den klareras kontinuerligt varje gång som en ny order anländer. Vi menar att detta skulle öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på Elbas. Auktionsbaserad intra-dag handel tillämpas bland annat i Spanien.

I dag är leveransperioden 60 minuter, vilket innebär att all el som produceras inom samma leveransstimme får samma pris. En ökad andel variabel elproduktion innebär att mera högfrekventa prisändringar blir nödvändiga för att återspegla förändrad tillgänglighet på kort sikt. För att anpassa marknaden till dessa behov, kommer EU korta leveransperioderna på elmarknaderna till 15 minuter. Möjligen vore ännu kortare leveransperioder optimala. På vissa marknader utanför Europa är dessa på väg att kortas till 5 minuter. Ett alternativ till kortare leveransperioder vore att utgå ifrån premisen att produktion och konsumtion förväntas vara konstant under leveransperioden, och att avvikelser från en sådan profil belastas med en avgift som får bidra till att finansiera balanstjänsterna. Ett annat alternativ vore att införa individuella nättariffer som beaktar behovet av systemtjänster för olika teknologier.

Elsäkringsavtal för vindkraft (PPA) och andra långsiktiga leveranskontrakt är viktiga för att minska prisrisken i samband med investeringar i ny produktion. Vi uppfattar det som att denna marknad är ganska omfattande, men inte särskilt transparent. En organiserad handel kring standardiserade kontrakt skulle bidra till att öka konkurrensen, transparensen och likviditeten på marknaden och därigenom förenkla för investerare att minska

investeringsrisken. Om handeln med långsiktiga kontrakt inte fungerar tillräckligt väl för att säkra risken vid kapitaltunga investeringar, så kan man överväga att reglera handeln med långsiktiga kontrakt. I vissa länder i Latinamerika pålägger regleringsmyndigheten elhandlare att i förväg köpa upp till 90 % av sina kunders planerade elförbrukning.

Ökad marknadsintegration i syfte att skapa en inre marknad för energi i EU kommer att öka priset på el i Sverige eftersom Sverige för det mesta exporterar el till länderna omkring. Samma effekt kommer en eventuell ökning av ambitionerna på EU:s utsläppsmarknad EU-ETS ha, eftersom det ökar kostnaderna att producera el med fossila bränslen. Sådana prisökningar gynnar i sin tur investeringar i ny fossilfri elproduktion i Sverige. Sammantaget kommer alla dessa förbättringar öka effektiviteten på marknaden, förbättra incitamenten att investera och öka tillförlitligheten i elförsörjningen.

Den nordiska elmarknaden har bättre förutsättningar än många andra länder att ställa om till en helt fossilfri energiförsörjning, även med en förväntad ökning i elförbrukningen. Orsaken är tillgången till norsk och svensk vattenkraft som erbjuder den nödvändiga flexibiliteten för att motverka svängningarna som uppstår i ett system med väderberoende produktion från sol- och vindkraft. Huvudproblemet vad gäller den långsiktiga tillförlitligheten i systemet är inte att det skulle finnas otillräckliga incitament att investera i gasturbiner eller annan toppkraft. I stället är den fundamentala utmaningen att mycket av den tillförlitliga svenska baskraften kan komma att läggas ner om inte befintlig kärnkraft ersätts. Energiöverenskommelsen är tydlig med att ny storskalig vattenkraft inte får byggas i Sverige eftersom man bejaktar fortsatt skydd av nationalälvarna. Effekten i befintlig vattenkraft kan höjas, men det kan även bli nödvändigt att komplettera systemet med toppkraft som gasturbiner för att säkra tillförlitligheten.

Uppgraderingar av befintlig kärnkraft torde vara okontroversiella, och dessa kommer mest bero på om ägarna anser att de förväntade elpriserna är tillräckligt höga för att investeringarna ska vara lönsamma inom ramen för anläggningarnas resterande livslängd. Däremot råder det stor tveksamhet kring de politiska förutsättningarna för och lönsamheten av att investera i nya reaktorer. Energiöverenskommelsen ger tvetydiga signaler om vilken plats kärnkraft kommer ha i ett framtida elsystem. Ny kärnkraft fordrar ett tydliggörande att kärnkraft har en roll i Sverige även efter 2040. Trots den politiska osäkerheten i Sverige, kan kärnkraft ändå komma utgöra en viktig del av Sveriges framtida elförsörjning. På den integrerade elmarknaden kan Sverige importera kärnkraft från utlandet i stället för att producera den själv om Finland eller länder på kontinenten fortsätter utbyggnaden av sin egen kärnkraft. En annan möjlighet att importera vore om Norge utökade kapaciteten i sin vattenkraft. Skillnader i produktportföljen mellan länder är en viktig källa till handelsvinster och orsak till varför marknadsintegration är lönsamt.

Det är högst osäkert huruvida det är ekonomiskt lönsamt att bygga nya kärnkraftverk som uppfyller säkerhetskraven i Europa, och om det på sikt går att finansiera och driva sådana anläggningar. Den senaste generationens kärnkraftverk byggs för nuvarande i Hinkley Point i södra England. Dessa två reaktorer har en statlig prisgaranti om £89,5 per MWh över 35 år. Om dessa priser utgör de långsiktiga kostnaderna för att producera ny kärnkraft, förefaller det i dagsläget svårt för kärnkraften att stå på egna ben. Kärnkraften framstår då inte som ett

konkurrensmässigt alternativ i dagsläget eftersom annan produktion kommer in i systemet till mycket lägre priser. Om man ändå anser att ny kärnkraft vore önskvärt redan idag, kommer man i så fall inte undan någon form av riktat stödsystem.

I samband med omställningen av den svenska elförsörjningen, kommer det antagligen tas en rad politiska beslut som ska styra elmarknaden i den planerade riktningen. Parallellt sker en teknologisk utveckling av solkraft, vindkraft, batterier, efterfrågefleksibilitet och liknande. Investeringscykler, teknikskiften och regeländringar kan leda till ändringar i kapaciteten som under en övergående period leder till förhöjd risk för elbrist. Den här problematiken gör att det kan finnas skäl att komplettera marknaden med kapacitet som en försäkring mot elbrist.

Dessutom är det inte säkert att marknaden ger tillräckliga starka prissignaler för investeringar. Inte ens ideala marknadsvillkor på en teoretisk elmarknad ger rätt incitament om pristaket på elmarknaden sätts lägre än det pris  $p_{VOLL}$  där kunderna hellre önskar att bli bortkopplade än att fortsätta konsumera el. Det är notoriskt svårt att mäta  $p_{VOLL}$ , men det är inte osannolikt att det ligger över pristaket 3 000 EUR/MWh på Elspot. Om så är fallet, kan inte Sverige höja pristaket även om man skulle vilja, eftersom detta sätts på EU nivå. Då kommer inte marknaden leverera de investeringar som behövs för att uppnå den önskade tillförlitligheten i elförsörjningen. Då kan det vara nödvändigt med någon form av investeringsstöd.

Det vanligaste stödet är att betala producenterna en ersättning för att tillhandahålla kapacitet i en viss period även om denna kapacitet kanske inte används under perioden. Vi är inte helt övertygade om att det är samhällsoptimalt för Sverige att ha en sådan *kapacitetsmekanism*. Det är inte heller säkert att EU förordningen 2019:943 kommer tillåta detta, då den påbjuder att en kapacitetsmekanism bara kan godkännas om landet kan visa att den behövs för att säkra leveranssäkerheten. Om vi ändå utgår ifrån att Sverige behöver och har rätt att införa en kapacitetsmekanism, hur bör den då utformas?

Det finns två huvudtyper av mekanismer. Det ena är en marknadsomfattande mekanism där all kapacitet på marknaden får kapacitetsbetalningar. Sådana *kapacitetsmarknader* är vanliga på elmarknaderna i USA. Vår tolkning av forskningen är att en kapacitetsmarknad inte är lämpad för en marknad med mycket vattenkraft och annan förnybar elproduktion. Dessutom har en sådan mekanism svårigheter att hantera batterier och efterfrågefleksibilitet, vilka kan bli viktiga teknologier på en framtida elmarknad. En orsak är att man för varje anläggning behöver mäta en tillförlitlig kapacitet eftersom man inte önskar att betala för en kapacitet man inte får. Kapacitetsmarknader passar bättre på centraliserade elmarknader av amerikanskt snitt, särskilt marknader med stora andelar termisk elproduktion med hög tillgänglighet.

Vi tror att en *strategisk effektreserv* är en mera lämplig kapacitetsmekanism för Sverige. Detta innebär att man endast handlar upp den kapacitet som behövs för att täcka elunderskottet i fall av hotande elbrist. Sverige har en effektreserv redan i dag. En effektreserv är ett relativt litet ingrepp då det mesta av kapaciteten bestäms på marknadsmässiga villkor. Man undviker problem relaterade till att mäta tillförlitlig kapacitet för vatten- och vindkraft och batterier då dessa ändå inte kommer ingå i någon effektreserv. Mätproblemen för efterfrågefleksibilitet återstår dock. Effektreserver risker även bli ett verktyg för att gynna särintressen eller för att driva politiska målsättningar på energiområdet som inte handlar om leveranssäkerhet.

I rapporten lämnar vi förslag på hur effektreserven i Sverige kan förbättras. Vi tänker oss att effektreserven i första hand ska vara en extra marginal som hjälper till när kapaciteten blir tillfälligt låg till följd av kortsiktiga obalanser i elförsörjningen eller oförutsägbara avvikelser från den långsiktiga marknadsjämvikten. Miljökraven ska inte vara högre på anläggningar i reserven jämfört med anläggningar utanför. I övrigt kan vi inte identifiera några uppenbara problem med den svenska effektreserven, men vi diskuterar prissättningen och andra detaljer i upphandlingen som antagligen kan finjusteras. Om Svenska Kraftnät ska upphandla reserven, vilket de gör idag, så är det en fördel att effektreservens storlek inte har någon långsiktig inverkan på spotpriserna, och därmed inte heller någon långsiktig inverkan på SvK:s flaskhalsintäkter från spotmarknaden.

Till slut vill vi nämna att prisokänslig efterfrågan som inte reagerar på kortsiktig resursbrist, är det fundamentala problemet som pristak och kapacitetsmekanismer försöker åtgärda. På en framtida elmarknad med större efterfrågefleksibilitet, kommer förbrukning automatiskt kopplas bort vid priser som konsumenterna själva har valt. Detta skapar en priskänslighet i efterfrågan som ökar möjligheten att balansera förbrukning och produktion på kort sikt. Tillförlitligheten i elsystemet ökar, vilket minskar behovet av kapacitet och bortkoppling. Då kan man fokusera på att förbättra marknaderna för produktion och konsumtion av el för att öka den kortsiktiga och långsiktiga effektiviteten i elförsörjningen.



## Referenser

ACER (2019). Market Monitoring Report 2018 -- Electricity Wholesale Markets Volume. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 11 November 2019.

Ahlqvist, V., P. Holmberg och T. Tangerås (2018). Central-versus self-dispatch in electricity markets. IFN Working Paper 1257.

APPA – American Public Power Association (2017): RTO capacity markets and their impacts on consumers and public power, Issue Brief, July.

Anderson, E. J., P. Holmberg och A.B. Philpott (2013): Mixed strategies in discriminatory divisible-good auctions. *RAND Journal of Economics* 44(1), 1-32.

Armstrong, M., S. Cowan och J. Vickers (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press.

Ausubel, L. och P. Milgrom (2006): The lovely but lonely Vickrey auction. Kapitel 1 i P. Cramton, Y. Shoham, och R. Steinberg (red.): *Combinatorial Auctions*. MIT Press.

Battle, C., P. Mastropietro, P. Rodilla och I.J. Pérez-Arriaga (2015). The system adequacy problem: Lessons learned from the American continent. I L. Hancher, A. de Houteclocque och M. Sadowska (red.). *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics*. Oxford University Press.

Bergman, L. och C. Le Coq (2019): Blowing in the wind. *Energiforsk* 2019:587.

Biggar, D.R. och M. R. Hesamzadeh (2014): *The Economics of Electricity Markets*. IEEE Press.

Budish, E., P. Cramton och J. Shim (2015): The high-frequency trading arms race: Frequent batch auctions as a market design response. *Quarterly Journal of Economics* 130(4), 1547-1621.

Bushnell, J.B., E.T. Mansur och C. Saravia (2008): Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *American Economic Review* 98(1), 237-266.

Bye, T. och E. Hope (2005): Deregulation of electricity markets: The Norwegian experience. *Economic and Political Weekly* 40, 5269-5278.

Bye, T. och E. Hope (2007): Deregulering av elmarkedet—Norske erfaringer. *Økonomisk Forum* 1, 17-25.

Bye, T. och T.A. Johnsen (1991): Effektivisering av kraftmarkedet. Statistisk Sentralbyrå, Rapport 91/13.

Ceije, J. (2016): En konsekvensanalys till förordning om effektreserv". Promemoria, Miljö- och energidepartementet.

- Chao, H.-P. och R. Wilson (2004): Resource adequacy and market power mitigation via option contracts. EPRI rapport, Palo Alto, Kalifornien.
- Cramton, P. (2006): New England's forward capacity auction. Opublicerat manuskript, University of Maryland.
- Cramton, P. och S. Stoft (2007). Colombia's firm energy market. Opublicerat manuskript.
- Cramton, P. och S. Stoft (2008): Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency. *Utilities Policy* 16(3), 194-201.
- Cramton, P., A. Ockenfels och S. Stoft (2013): Capacity market fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2), 27-46.
- Andreas Ehrenmann, A., P. Henneaux, G. Küpper, J. Bruce, Björn Klasman och L. Schumacher (2019): The future electricity intraday market design. Rapport skriven på uppdrag av EU kommissionen.
- ENTSO-E (2015). Statistical Factsheet 2015. [www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/#statistical-factsheet](http://www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/#statistical-factsheet)
- Energimarknadsinspektionen (2008). Effektfrågan – Behövs en centralt upphandlad effektreserv? Rapport 2008:15.
- Energimarknadsinspektionen (2020). Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter. Rapport R2020:02.
- European Parliament (2009): Regulation No 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity. *Official Journal of the European Union*, L 211, 15-35.
- Fabra, N. (2018): A primer on capacity mechanisms. *Energy Economics* 75, 323-335.
- Fabra, N., N.H. von der Fehr och D. Harbord (2006): Designing electricity auctions. *RAND Journal of Economics* 37(1), 23-46.
- Fanebust, E. och N-H. von der Fehr (2013): The combinatorial clock auction: A critique. Opublicerat manuskript, Universitet i Oslo.
- Fehr, N. H. och D. Harbord (1993): Spot market competition in the UK electricity industry. *Economic Journal* 103(418), s. 531-546.
- Fridolfsson, S.-O. och T. Tangerås (2013): A reexamination of renewable electricity policy in Sweden. *Energy Policy* 58, 57-63.
- Harbord, D. och M. Pagnozzi (2008): Review of Colombian auctions for firm energy. Report commissioned by the Colombian Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Harbord, D. och M. Pagnozzi (2014): Britain's electricity capacity auctions: lessons from Colombia and New England. *The Electricity Journal* 27(5), 54-62.

- Harvey, S.M., W.W. Hogan och S.L. Pope (2013): Evaluation of the New York Capacity Market. *Cambridge, MA*.
- Hirth, L., I. Schlecht, C. Maurer och B. Tersteegen (2019): Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany. Rapport som skrivits på uppdrag av Näringsdepartementet i Tyskland.
- Hobbs, B.F. (2005): Affidavit of Benjamin F. Hobbs on Behalf of PJM Interconnection, LLC. Filed before the Federal Energy Regulatory Commission. August 5, 2005.
- Hobbs, B.F., M.-C. Hu, J.G. Iñón, S.E. Stoft och M.P. Bhavaraju (2007): A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: The PJM reliability pricing model. *IEEE Transactions on Power Systems* 22(1), 3-14.
- Holmberg, P. och E. Lazarczyk (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *The Energy Journal* 36(2).
- Holmberg, P. och D. Newbery (2010). The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy* 18(4), 209-226.
- Holmberg, P. och R. Ritz (2019): Capacity mechanisms and the technology mix in competitive electricity markets. IFN Working Paper 1292.
- Holmberg, P. och F.A. Wolak (2018): Comparing auction designs where suppliers have uncertain costs and uncertain pivotal status. *RAND Journal of Economics* 49(4), 995-1027.
- Horn, H. och T. Tangerås (2019): Economics of international investment agreements. IFN Working Paper 1140.
- Högselius, P. och A. Kaijser (2007): *När folkhemselen blev internationell*. Stockholm: SNS Förlag.
- IVA (2016): Framtidens elanvändning. Delrapport i IVA-projektet Vägval el.
- Joskow, P. och J. Tirole (2007): Reliability and competitive electricity markets. *RAND Journal of Economics* 38(1), 60-84.
- Klomp, H. (2016): Elmarknader – En internationell utblick. Underlagsstudie inom IVA-projektet vägval el.
- Lambin, X. (2020). The integration of demand response in capacity mechanisms, *Utilities Policy*. Under utgivning.
- Llobet, G. och J. Padilla (2018): Conventional power plants in liberalized electricity markets with renewable entry. *The Energy Journal*, 39(3), 69-91
- Léautier, T.O. (2019): *Imperfect Markets and Imperfect Regulation: An Introduction to the Microeconomics and Political Economy of Power Markets*. MIT Press.

Liski, M. och I. Vehviläinen (2016): Gone with the wind? An empirical analysis of the renewable energy rent transfer. CESifo Working Paper 6250.

Lundin, E. (2016): Market power and joint ownership: Evidence from nuclear power plants in Sweden. IFN Working Paper 1113.

Lundin, E. och T. Tangerås (2020): Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool. *International Journal of Industrial Organization* 68, 1-20.

Mauritzen, J. (2013): Dead battery? Wind power, the spot market, and hydropower interaction in the Nordic electricity market. *The Energy Journal* 34(1), 103- 124.

Mauritzen, J. (2014): Scrapping a wind turbine: Policy changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first. *The Energy Journal* 35(2), 157-181.

McRae, S.D. och F.A. Wolak, (2019): Market power and incentive-based capacity payment mechanisms. Opublicerat manuskript, Stanford University.

Nelder, C. (2013): The perils of electricity capacity markets, September 4, 2013, *Greentechmedia*.

Neuhoff, K. och R. Boyd (2011): International experiences of nodal pricing implementation. Working Document (Version July). Berlin: Climate Policy Initiative.

Neuhoff, K., J. Richstein och N. May (2016): Auctions for intraday - Trading impacts on efficient power markets and secure system operation, FPM Report, DIW, Berlin.

Newbery, D. (1997): Pool reform and competition in electricity. Opublicerat manuskript, University of Cambridge.

Newell, S.A., K. Spees, J.P. Pfeifenberger, R.S. Mudge, M. DeLucia, och R. Carlton (2012): ERCOT investment incentives and resource adequacy. Consultancy report by The Brattle Group.

NordREG (2014): Nordic Market Report 2014. Report 4/2014.

Persson, L. och T. Tangerås (2020): Transmission network investment across national borders: The liberalized Nordic electricity market. I M.R. Hesamzadeh, J. Rosellón och I. Vogelsang (red.). *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, Springer Lecture Notes in Energy, Vol. 79.

Proposition 2009/10:113. Effektreserven i framtiden.

Proposition 2015/16:117. Effektreserv 2020–2025.

Roques, F. och C. Verhaeghe (2015): Different Approaches for Capacity Mechanisms in Europe: Rationale and Potential for Coordination? I L. Hancher, A. de Houteclocque och M.

Sadowska (red.). *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics*. Oxford University Press.

Ruddell, K., A.B. Philpott och A. Downward (2017): Supply function equilibrium with taxed benefits. *Operations Research*, 65(1), 1-18.

Schwenen, S. (2015): Strategic bidding in multi-unit auctions with capacity constrained bidders: the New York capacity market. *RAND Journal of Economics*, 730-750.

Spees, K., S.A. Newell, och J.P. Pfeifenberger (2013): Capacity markets—Lessons learned from the first decade. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2), 1-26.

Stoft, S. (2002): *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.

Stoft, S.E. (2004): Prepared direct testimony on behalf of ISO New England. Submitted before the FERC.

Stoft, S.E. (2005): Prepared rebuttal testimony on behalf of ISO New England. Submitted before the FERC.

SvK (2013): Effektreserven - En uppföljning och analys av avvecklingen av den svenska effektreserven. Rapport.

Tangerås, T. (2018): Equilibrium supply security in a multinational electricity market with renewable generation. *Energy Economics* 72, 416-435.

Tangerås, T. (2020): Competition for flexible distribution resources in a 'smart' electricity distribution network. Opublicerat manuskript, IFN.

Tangerås, T. och J. Mauritzen (2018): Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market. *Journal of Industrial Economics* 66(4), 904-941.

Tangerås, T. och F.A. Wolak (2019): Locational marginal network tariffs for intermittent renewable generation. IFN Working Paper 1310.

Tohidi, Y., M.R. Hesamzadeh och F. Regairaz (2017a): Sequential coordination of transmission expansion planning with strategic generation investments. *IEEE Transactions on Power Systems* 32, 2521 - 2534.

Tohidi, Y., L. Olmos, M. Rivier och M.R. Hesamzadeh (2017b): Coordination of generation and transmission development through generation transmission charges - A game theoretical approach. *IEEE Transactions on Power Systems* 32, 1103-1114.

Wolak, F.A. (2004): What's wrong with capacity markets? Opublicerat manuskript, Stanford University.

Wolak, F.A. (2007): Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets. *Journal of Applied Econometrics* 22(7), 1179–1209.

Wolak, F.A. (2019). Wholesale electricity market design. Opublicerat manuskript, Stanford University.