

Timbros Briefing Paper är en serie kortrapporter som belyser komplexa frågor i ett kortare format. För att läsa detta eller andra av våra briefing papers, besök www.timbro.se/bp.

OM FÖRFATTAREN

Thomas Tangerås är docent i nationalekonomi och forskar på elmarknader. Han arbetar på Institutet för näringslivsforskning.

KONTAKT

thomas.tangeras@ifn.se

BRIEFING PAPER #31

maj 2021

Reformer för mer marknadsekonomi på elmarknaden

Thomas P. Tangerås

SAMMANFATTNING

- Handel och produktion av el sker på en avreglerad marknad sedan 1996. Syftet med avregleringen var att marknadspriser skulle styra investeringar, produktion och konsumtion.
- Men trots ambitionen har investeringar på elmarknaden drivits fram av politiska beslut som har syftat till att öka andelen förnybar el på bekostnad av andra energislag. Det är en ökande utmaning är att upprätthålla försörjningstryggheten när den väderberoende elproduktionen såsom vindkraften inte går att nyttja.
- På en avreglerad elmarknad ska priserna skicka de signaler som behövs för att företag ska investera i ny kapacitet. För att marknaden ska fungera så effektivt som möjligt, behöver priserna bli så finkorniga att de överallt och vid varje tidpunkt återspeglar de resursbegränsningar som finns i systemet.
- Mot den bakgrunden föreslås tre ändringar av elmarknaden:
 1. Fler elområden. En indelning av Sverige i fler elområden skulle synliggöra flaskhalsar i produktionen samtidigt som lönsamheten skulle öka för kritisk elproduktion. Det skulle också stimulera till nyinvesteringar där de behövs som mest.
 2. Offentlig prisinformation. Det finns spekulationer om hur korsägande och marknadskoncentration påverkar elmarknaden. Elbörsen bör därför offentliggöra individuella och anonymiserade data om aktörernas budgivning, åtminstone på elområdesnivå.
 3. En auktionsbaserad marknad för samma dag-leverans. Detta skulle öka effektiviteten på den kortsiktiga marknaden som behövs för att korrigera obalanser som uppstår till följd av svårigheten att i förväg planera tillgängligheten i den väderberoende elproduktionen.

-
- Det behövs också en mer principiell diskussion om energipolitiken. Eftersom marknadens aktörer agerar på politiska signaler, behöver riksdagen ta ställning till kärnkraftens framtid och eventuella roll i den framtida elförsörjningen.
 - I ett bredare perspektiv kan man ifrågasätta påståendet att Sverige av klimatskäl måste investera mer i förnybar el eller kärnkraft för att hålla utsläppen nere. Under ett välfungerande system med utsläppsrätter bestäms den totala mängden utsläpp av den gemensamma utsläppskvoten. Lägre eller högre utsläpp i Sverige genom förändrad energiproduktion kommer då att motsvaras av högre eller lägre utsläpp på annat håll i EU.
-

INLEDNING

Sverige är ett av de länder i världen som är mest beroende av el. Under 2014 låg Sverige på nionde plats vad gällde elförbrukning per capita. Island, Norge och Finland var bland de få länder som använde mer el än Sverige.¹ Tillverkningsindustri och servicenäringar står för två tredjedelar av elförbrukningen. En resurseffektiv och tillförlitlig elförsörjning är därför av största betydelse för Sveriges ekonomiska välbefinnande och konkurrenskraft. Denna betydelse kommer sannolikt att öka. El- och värmeproduktion är dessutom världens största källa till utsläpp av växthusgaser. Därför är det fundamentalt i ett globalt perspektiv att elproduktionen är ekologiskt hållbar.

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. Mycket av produktionen närmar sig sin tekniska livslängd och måste förnyas eller ersättas med annan produktion. Stora investeringar behövs i elnätet för att ersätta åldrande infrastruktur, anpassa nätet till nya mönster i förbrukning och produktion och öka integrationen med andra länder.

Detta briefing paper beskriver kort hur elsystemet fungerar, ger en historisk tillbakablick på elreformen som ledde till avreglering, förklarar de viktigaste aspekterna av dagens elmarknad och belyser energipolitikens roll. Till slut skissas vilka utmaningar Sverige står inför när man ska ställa om till en elförsörjning som bygger på förnybara energikällor.²

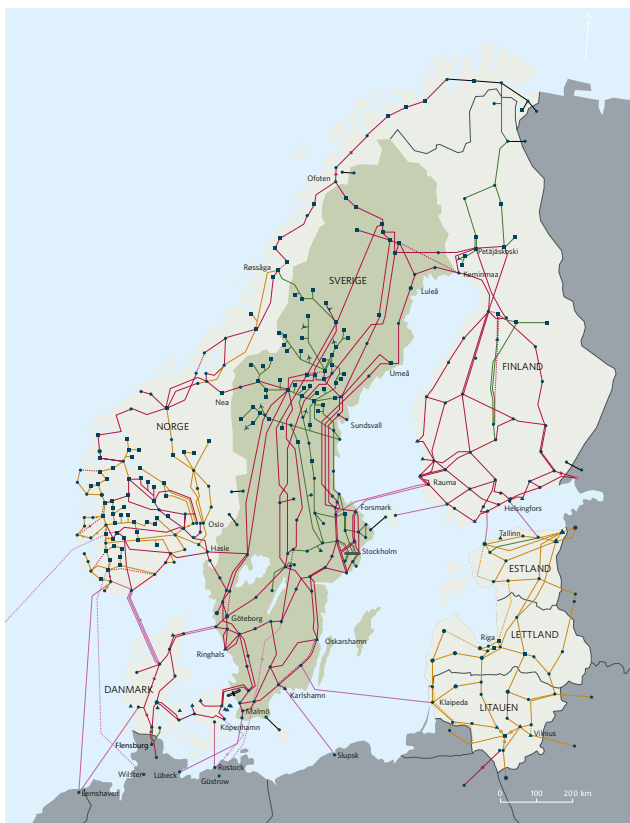
DET FYSISKA ELSYSTEMET

Det fysiska elsystemet består av en mängd anslutningspunkter (noder) för produktion och förbrukning sammankopplade genom ett ledningsnät. Huvudpulsådern i systemet är det högspända transmissionsnätet som i Sverige utgör den delen av ledningsnätet som har en spänning om 220 kilovolt (kV) eller mer. Kärnkraft, vattenkraft och annan storskalig elproduktion är direkt anslutna till transmissionsnätet. Det gäller även elintensiva industrianläggningar som stålverk och pappersbruk. Transmissionsnätet är sammankopplat med utlandet genom överföringsförbindelser till de nordiska grannländerna, samt Litauen, Polen och Tyskland, se Figur 1.

¹ Världsbanken (2014).

² Holmberg och Tangerås (2020) ger en djupare beskrivning av elmarknaden och analyserar incitamenten att investera i ny elproduktion i Sverige. Rapporten innehåller också en genomgång av fördelar och nackdelar med olika kapacitetsmekanismer. En diskussion av marknadsdesign och konkurrens på elmarknaden finns i Holmberg och Newbery (2010) samt i Holmberg och Lazarczyk (2015). Den svenska regleringen av elnät behandlas i större detalj i Bergman och Diczfalusy (2020). Persson och Tangerås (2020) fokuserar på internationella aspekter av investeringar i elnät. Högselius och Kaijser (2007) ger ett historiskt perspektiv på den svenska elmarknaden.

Figur 1: Transmissionsnätet för el 2020

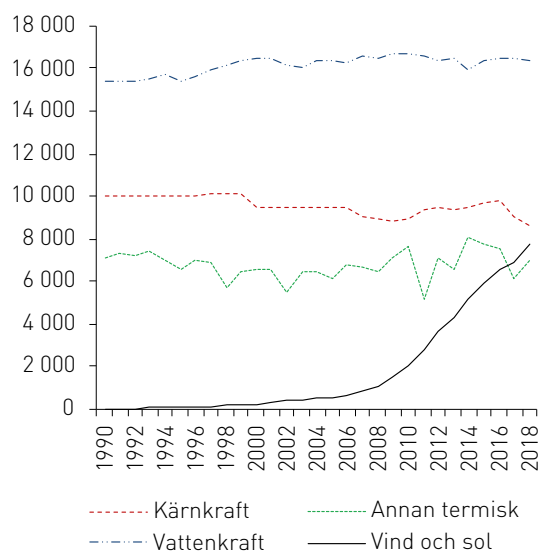


Källa: Svenska Kraftnät svk.se

Det inhemska transmissionsnätet är statligt ägt genom Svenska Kraftnät (SvK) som även är delägare i de flesta internationella överföringsförbindelserna. Transmissionsnätet ansluter sedan till regionnäten. Dessa har spänningsnivåer i regionen 30–130 kV och är till största delen ägda av Vattenfall, E.ON och Ellevio. Viss småskalig elproduktion som exempelvis vindkraftverk är anslutna till regionnäten. Längst ner hittar man lokalnäten som ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till elnätet. Nätföretagen som äger och driver lokalnäten kan både vara privata, kommunala och statliga (Vattenfall).

Elförsörjningen i Sverige vilar på två huvudben, kärnkraft och vattenkraft. Det finns även annan termisk elproduktion som mestadels består av kraftvärme. De senare åren har särskilt vindkraften vuxit i betydelse. Det mesta av den storskaliga elproduktionen ägs av Vattenfall, Fortum och E.ON. Figur 2 visar utvecklingen av installerad produktionskapacitet sedan 1990. Till följd av dessa investeringar exporterar Sverige el till sina grannländer.

Figur 2: Installerad produktionskapacitet (MW) i Sverige 1990–2018



Källa: Eurostat ec.europa.eu/eurostat

HISTORISK TILLBAKABLICK

De första stegen mot en reformerad elmarknad togs i Norge 1991. Orsaken var ett ökande missnöje med ineffektiviteten i elförsörjningen. Industrin hade gynnsamma leveranskontrakt till priser under den långsiktiga produktionskostnaden. I stället var hushåll och mindre verksamheter tvungna att betala överpriser för att kompensera för förlusterna. Direkta subventioner var också vanliga. Många elproducenter hade begränsad tillgång till nätet för att sälja elöverskott, något som medförde slöseri när vatten i stället slussades förbi turbinerna i de lokala vattenkraftverken och ut i havet. Elöverskott såldes även till underpris till utlandet.

En del av lösningen blev att avreglera produktionen och handeln med el. Det underlättades av att norska producenter redan hade erfarenhet av marknadsbaserad prissättning av el. Reformen följde även en global trend med avreglering av infrastrukturmarknader. Ekonomisk forskning hade dessutom skissat på hur en avreglerad elmarknad kunde se ut.

I Sverige var många överens om att elproduktionen var effektiv på kort sikt, alltså att den befintliga produktionskapaciteten utnyttjades på ett effektivt sätt. Ett syfte med att reformera elmarknaden skulle i stället vara att öka effektiviteten på lång sikt genom att investeringar i ny kapacitet skulle ske på marknadsmässiga villkor. Sverige reformerade således elmarknaden 1996. Samma år bildade Norge och Sverige grundstenen till den nordiska

elmarknaden genom skapandet av den gemensamma elbörsen, *Nord Pool*. Inom några få år anslöt sig även Finland och Danmark till Nord Pool. Senare följde de baltiska länderna.

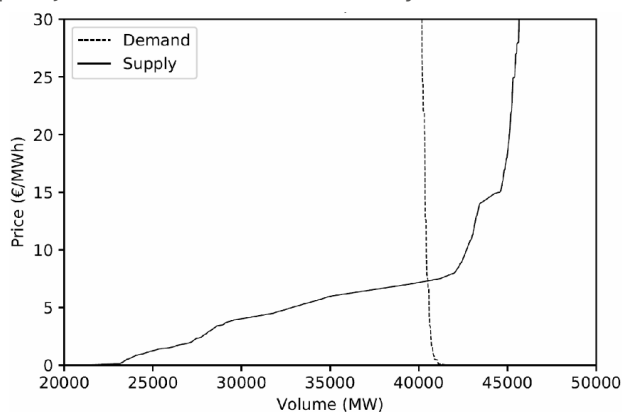
DEN REFORMERADE NORDISKA ELMARKNADEN

Elmarknaden består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade och konkurrensutsatta marknaden för handel med el. Syftet med en oberoende elbörss är att producenter, industriella konsumenter och elhandlare ska kunna sälja och köpa el på marknadsmässiga villkor. Den andra delen är marknaden för överföring av el. Denna är prisreglerad eftersom överföring av el anses vara monopolverksamhet till följd av kostnaden för att bygga konkurrerande infrastruktur. Alla marknadsaktörer har fullständig och icke-diskriminerande tillgång till transmissionsnätet. För att åstadkomma det uppdelades de tidigare nationella monopolen i en produktions- och elhandelsdel å ena sidan och en transmissionsnät-sägare och systemoperatör å andra sidan. I Sverige är dessa Vattenfall respektive Svenska Kraftnät.

Den avreglerade marknaden för handel med el

Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på Nord Pool. Den största av Nord Pools marknader är grossistmarknaden Elspot där elhandelsföretag och stora industriella konsumenter köper sin el från producenterna. Det slutkundspris som hushållen betalar för sin elförbrukning beräknas oftast som ett påslag på Elspotpriset. Under 2018 handlades 95 procent av den totala produktionen i Nord Pool-området på Elspot. Elspot täcker Danmark, Finland, Norge och Sverige samt Estland, Lettland och Litauen. Marknaden är sammankopplad med Nederländerna, Polen, Ryssland och Tyskland. Sedan juni 2020 finns det även en konkurrerande elbörss, EPEX Spot.

Figur 3: Utbuds- och efterfrågekurvor på systemnivå, 14–15 den 5 maj 2020



Källa: Nord Pool nordpoolgroup.com

På Elspot anger elproducenterna varje dag före klockan tolv hur mycket el de önskar att sälja till olika priser varje timme under nästa dygn. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Ägarna av transmissionsnäten anger den tillgängliga nätkapaciteten per timme. Nord Pool skapar därefter en utbudskurva för varje timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud för den timmen samt en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud för den timmen. Systempriset på Elspot för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan. Figur 3 visar utbuds- och efterfrågekurvorna för timme 14–15 den 5 maj 2020. Systempriset var 7,32 EUR/MWh, och totalt handlades 40 500 MWh el till systempriset. Efterfrågan är mycket okänslig för ändringar i priset. Detta beror till stor del på att hushåll och andra små konsumenter har långsiktiga leveransavtal.

En stor del av elen produceras med vattenkraft i norr och mycket av elen konsumeras i södra Sverige. Till följd av regionala obalanser mellan produktion och förbrukning uppstår ofta flaskhalsar då elnätet inte har tillräcklig kapacitet att hantera alla elflöden som behövs för att balansera utbud och efterfrågan till systempriset. För att hantera kapacitetsbegränsningarna i elnätet delar Nord Pool in Elspot i femton olika elområden med lokal klarering av marknaden. Fem av dessa finns i Norge, fyra finns i Sverige och två finns i Danmark. De andra länderna utgör ett elområde vardera. Figur 4 illustrerar denna indelning.

Figur 4: Indelningen i elområden på Nord Pool



Källa: Svenska Kraftnät svk.se

Elpriset är lägre i elområden med produktionsöverskott och högre i elområden med efterfrågeöverskott. De regionala prisskillnaderna kan ibland bli mycket stora. Till exempel kostade elen mindre än 10 öre/kWh på Elspot i SE1 och SE2 under leveranstimmen 08-09 den 26 juni 2020 medan priset var över 75 öre/kWh i SE3 och SE4 under samma timme. I jämförelse var systempriset under 6 öre/kWh. Viktiga orsaker till dessa och liknande prisskillnader som uppstod sommaren 2020, var stora bortfall av kärnkraft i södra Sverige, lite vindkraftsproduktion och problem med nätöverföringarna till Norge.

På en konkurrensriktig elmarknad signalerar skillnader i elområdespriser var i systemet knappheten på resurser är störst och investeringar mest lönsamma. Elområdespriserna ger incitament att förlägga elintensiv industri och datahallar i norra Sverige där det finns elöverskott och incitament att bygga ut produktionskapaciteten i södra Sverige där det är elunderskott. Sådana regionala prisskillnader är av nyare dato. Innan Sverige delades in i elområden 2011 fanns det inga sådana prissignaler om var i Sverige ny kapacitet behövdes som mest, eftersom Sverige då utgjorde ett enskilt elområde på Elspot.

All elförbrukning inom ett enskilt elområde betalar det lokala elområdespriset och all produktion inom samma elområde ersätts med det lokala elområdespriset. De som tjänar på prisskillnaderna mellan elområden är företagen som äger transmissionsnätet. Till exempel är det SvK som får *flaskhalsinkomsterna* av att exportera billig el från producenter i norr till konsumenter i söder när det uppstår flaskhalsar mellan södra och norra Sverige. Eftersom dessa prisskillnader bland annat beror på den tillgängliga nätkapaciteten, har nätägarna stora möjligheter att påverka sina egna flaskhalsinkomster.

Det är mycket viktigt att hela tiden balansera hur mycket el som matas in på nätet och hur mycket som förbrukas för att undvika kostsamma störningar och avbrott i elnätet. I Sverige är det SvK som har det här systemansvaret. Priserna på Elspot kan sättas så mycket som 36 timmar före leverans och mycket kan hända på den tiden. Då kan det uppstå behov för företagen att ändra sina positioner allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade prognoser för väder och elförbrukning, eller att tillgängligheten i elproduktionen eller överföringsnätet förändras. Utmaningen att balansera systemet har ökat i takt med utbyggnaden av vindkraft de senare åren. Det finns två huvudsakliga sätt att ombalansera produktionen och förbrukningen. Det ena är Nord Pools marknad för samma dag-leverans. Denna marknad öppnar två timmar efter att Elspot har stängts och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Det andra sättet är någon av SvK:s olika marknader för reservkraft. Den största av dessa är *reglerkraftmarknaden*. Reglerkraftmarknaden stänger 45 minuter innan leveranstimmen. Marknaden för samma dag-leverans och reglerkraftmarknaden följer båda Nord Pools elområdesindelning.

Resursbrist uppstår ibland när den el som bjuds in på Elspot inte är tillräcklig för att täcka efterfrågan; det uppstår inget "priskryss". I Sverige hände det senast vintern 2009/2010 då iskyla kombinerad med reducerad kapacitet i kärnkraften och transmissionsnätet gjorde att det inte fanns tillräcklig kapacitet för att möta efterfrågan även efter att all tillgänglig importkapacitet tagits i anspråk. I sådana lägen använder SvK sin strategiska effektreserv för att täcka efterfrågeöverskottet på marknaden. Effektreserven består av olje- och gaseldade kraftverk och förbrukningsreduktion som SvK handlar upp varje år. Fram till 2018 sattes priset i situationer med resursbrist till det högsta inkomna säljbudet på Elspot. Numera är regeln i stället att all elproduktion ska ersättas till Elspots pristak om 30 kr/kWh. Som en

sista utväg kan fysisk bortkoppling av kunder bli nödvändig för att upprätthålla balansen, men det har inte hänt – åtminstone inte sedan avregleringen.

En utmaning med att säkerställa en välfungerande elmarknad är att mycket av produktionen är koncentrerad i händerna på få ägare. Denna marknadskoncentration förstärks när flaskhalsar i elnätet ger upphov till elområden. Dessutom samäger de stora elbolagen den svenska kärnkraften och viss vattenkraft. Koncentrerat ägande ger upphov till marknadsmakt varvid bolagen tjänar på att hålla tillbaka produktion för att driva upp elpriserna. Sådana effekter har dokumenterats bland annat av Tangerås och Mauritzen (2018), Lundin (2020) samt Lundin och Tangerås (2020). Marknadsmakt ger även incitament att lägga ner produktion i förtid och att underinvestera i ny kapacitet.

Trots dessa bekymmer har reformen av elmarknaden varit framgångsrik på många sätt. Avregleringen har visat att marknadsprissättning av el fungerar så till vida att det mesta av elen som konsumeras och produceras nu handlas på elbörsen. Elområden är ett effektivt sätt att styra elproduktion dit den behövs som mest och elförbrukningen dit där elen är som billigast. På en reglerad marknad finns inte sådana prissignaler.

Den reglerade marknaden för överföring av el

Nätföretagen har snarlik reglering oavsett om de äger transmissions-, region- eller lokalnät. Centralt för regleringen är den intäktsram som varje nätföretag blir tilldelat inför varje tillsynsperiod. Denna bestämmer hur höga nättariffer ett nätföretag maximalt får ta ut av sina kunder och sätts för fyra år i taget av Energimarknadsinspektionen (Ei). Intäktsramen ska täcka de löpande kostnaderna för att driva verksamheten och ge sådan avkastning ”som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar” (5 kap. 1 § ellagen).

Nätföretagens löpande kostnader består dels av deras opåverkbara kostnader, exempelvis nätförluster, abonnemang till överliggande och angränsande nät och myndighetsavgifter. För dessa kostnader får nätföretagen full kostnadstäckning. Dessutom uppstår påverkbara kostnader i form av drift och underhåll, kundspecifika kostnader för mätning, beräkning och rapportering av nätförluster och annat. Nätbolagen påläggs ett effektiviseringskrav över sina påverkbara kostnader eftersom de har visst inflytande över storleken på dessa poster. Ei bestämmer effektiviseringskravet individuellt för varje

nätföretag mot bakgrund av företagets historiska kostnader jämförda med kostnaderna hos andra nätföretag som opererar under liknande villkor.

Kapitalkostnaden utgör nätföretagens andra stora kostnadspost. En utmaning är att skatta en rimlig kapitalkostnad. Det första steget är att beräkna företagets kapitalbas. Det görs med utgångspunkt i de tillgångar som företaget behöver för att bedriva nätverksamheten och med hänsyn till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. Kapitalbasen sätts utifrån det uppskattade nuanskningsvärdet, det vill säga hur mycket det skulle kosta att bygga motsvarande nät till dagens priser. Det andra steget är att beräkna en kalkylränta. Ei använder samma ränta för alla nätbolag. För tillsynsperioden 2012–2015 satte Ei den reala kalkylräntan före skatt (WACC) till 5,2 %. Räntan sjönk till 4,53 % under 2016–2019. För perioden 2020–2023 tillämpar Ei en kalkylränta på 2,4 %. Eftersom räntan utgör en så viktig komponent i att beräkna intäktsramen, har nätföretagen konsekvent överklagat nivåerna, och med framgång. Kammarrätten uppjusterade räntan till 6,5 % för 2012–2015 och 5,85 % för 2016–2019. I skrivande stund finns inga rättsliga beslut för nästa tillsynsperiod.

SvK tjänar flaskhalsinkomster på sin verksamhet, till skillnad från alla andra nätföretag. Dessa inkomster hålls utanför intäktsramen och används för att förstärka transmissionsnätet.

ENERGIPOLITIKEN I SVERIGE OCH EU

En bärande tanke med en avreglerad marknad är att investeringar ska ske på marknadsmässiga villkor. I verkligheten har elmarknaden sedan avregleringen varit föremål för energipolitik som systematiskt har syftat till att driva investeringar i en viss riktning. Särskilt viktiga har åtgärderna varit som införts för att ställa om till förnybar elproduktion och för att begränsa utsläppen av växthusgaser. Energipolitiken bestäms både i Sverige och på EU-nivå.

Stödsystemet för förnybar elproduktion i Sverige

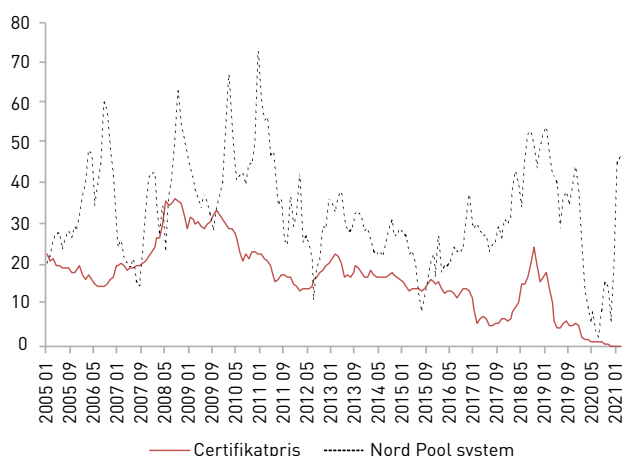
Sverige införde 2003 ett ekonomiskt stöd för investeringar i elproduktion från förnybara energikällor, *elcertifikatsystemet*. Det var ett led i genomförandet av EU:s förnybarhetsdirektiv (2001/EC/77) som anger bindande mål för förnybar elproduktion i EU:s medlemsländer. Själva förnybarhetsdirektivet var ett av EU:s åtaganden för att minska utsläppen av växthusgaser enligt Kyoto-protokollet. Sveriges ursprungliga mål var att öka den årliga produktionen av förnybar el med 17 TWh mellan 2002 och 2016. Ambitionerna har sedan utökats flera

gångerna och uppgår nu till 48 TWh från 2002 års nivå. Under 2017 producerade svensk vindkraft ensam 17,6 TWh el.

Om man exempelvis bygger ett vindkraftverk, erhåller man ett certifikat för varje MWh producerad el. Dessa certifikat kan man sedan sälja till elhandlare som är skyldiga att köpa certifikat för en viss andel av den el som deras kunder förbrukar. Denna skyldighet kallas för kvotplikt. På så sätt skapas en efterfrågan på och ett marknadspris för certifikat. Försäljningen av certifikat utgör en extra inkomstkälla utöver det man tjänar på att sälja själva elen på elbörsen, vilket stimulerar investeringar i förnybar elproduktion jämfört med annan elproduktion. Stöd kan ges till sol- och vindkraft, vatten- och vågkraft, biobränslen och torv samt geotermisk energi. Produktionen kan komma från helt nya anläggningar, kapacitetsökningar i befintliga anläggningar och avvecklade anläggningar som har öppnats på nytt. Det ekonomiska stödet till en anläggning inom elcertifikatsystemet är tidsbegränsat till maximalt 15 år. Sedan 2012 har Sverige och Norge ett gemensamt certifikatsystem.

Figur 5 visar det genomsnittliga priset per månad för elcertifikat och systempriset på Elspot i öre/kWh från och med 2005 till och med januari 2020. Som figuren visar, har certifikat utgjort en viktig källa till inkomst. På månadsbasis har certifikatpriset motsvarat runt hälften av systempriset. Denna andel har sjunkit till 25 procent de senaste åren.

Figur 5: Månadspris på elcertifikat och Elspot i öre/kWh 2005–2020



Källa: Holmberg och Tangerås (2020), Ekonomifakta

På en konkurrensriktig marknad utgör certifikatpriset skillnaden mellan den långsiktiga kostnaden (rörlig kostnad plus kapitalkostnad) av den dyraste anlägg-

ningen för förnybar elproduktion å ena sidan och elpriset å andra sidan. En förklaring till det trendmässigt sjunkande certifikatpriset i Figur 5 kan vara att kostnaden för förnybar elproduktion har sjunkit sedan 2008. Ibland hävdas det att särskilt landbaserad vindkraft nu har blivit så kostnadseffektiv att den står på egna ben. Om vindkraften vore så kostnadseffektiv, skulle den konkurrera ut all annan förnybar elproduktion och driva certifikatpriset till noll. Som vi ser av figuren, är certifikatpriset i dag nära noll. Dessa resultat antyder att certifikatsystemet åtminstone med nuvarande ambitionsnivå har spelat ut sin roll.

Kostnaderna för elcertifikat innebär inte att hushållen nödvändigtvis förlorat på systemet då investeringar i förnybar elproduktion även sänkt elpriset. Ett hushåll har en genomsnittlig kostnad för elcertifikat på 7,5 öre/kWh förbrukad el med ett certifikatpris på 25 öre/kWh och dagens kvotplikt på 30 procent. Om ny elproduktion sänker elpriset med mer än 7,5 öre/kWh förbrukad el, har hushållet tjänat på systemet. Skattningar antyder att effekten av lägre elpriser faktiskt har dominerat effekten av certifikaten (Liski och Vehviläinen, 2016). Företag verksamma inom elintensiv industri har gynnats särskilt av certifikatsystemet. Dessa är helt undantagna från kvotplikten och tjänar direkt på ett lägre elpris. Förlorarna har varit de som äger icke-certifierad elproduktion som exempelvis kärnkraft. Minskad lönsamhet kan tvinga dessa bolag att stänga ner elproduktion. Certifikatsystemet driver alltså energiomställningen genom att stödja förnybar elproduktion och missgynna annan elproduktion genom lägre elpriser.

Med ett certifikatsystem kan man i princip skapa den elförsörjning man har bestämt sig för genom att gynna vissa typer av elproduktion framför andra. Problemet från ett samhällsekonomiskt perspektiv är att utvecklingen på elmarknaden då styrs av politiska beslut i stället för att investeringarna återspeglar kundernas betalningsvilja. Resultatet kan bli en energiförsörjning som fundamentalt avviker från det samhället egentligen efterfrågar.

Energiöverenskommelsen

Syftet med energiöverenskommelsen som ingicks 2016 mellan partierna i riksdagen, förutom Liberalerna, Sverigedemokraterna och Vänsterpartiet, var att bestämma ramvillkoren för en framtida svensk elmarknad. Ett av de fundamentala målen i överenskommelsen är 100 % förnybar elproduktion år 2040. Samtidigt är överenskommelsen tydlig med att den inte innehåller ett stoppdatum för svensk kärnkraft. Målet om 100 % förnybart

verkar oförenligt med fortsatt kärnkraftsproduktion efter 2040. Det råder därför tveksamhet om ny kärnkraft kommer att vara möjlig inom ramen för nuvarande energioverenskommelse. En gradvis utfasning av all befintlig svensk kärnkraft de närmaste 20 åren är därför ett sannolikt scenario.

Energioverenskommelsen anger att utbyggnad av vattenkraft främst ska ske genom höjningar av effekten i befintliga anläggningar. Särskilt gäller att nationalälvarna fortsatt ska skyddas från utbyggnad. Ny storskalig vattenkraft i Sverige torde därför vara osannolik under överenskommelsens premisser. Vad som återstår för att möta framtidens elbehov är då storskalig utbyggnad av annan förnybar elproduktion, särskilt land- och havsbaserad vindkraft och solkraft. Överenskommelsen lyfter även fram potentialen i bioeldad fjärrvärme. Dessutom kan minskad export eller ökad import från omkringliggande länder bidra till elförsörjningen.

EU:s system för handel med utsläppsrätter

EU införde 2005 systemet för handel med utsläppsrätter, EU-ETS. Varje anläggning som ingår i systemet måste redovisa utsläppsrätter motsvarande anläggningens utsläpp av växthusgaser. Den totala mängden utsläppsrätter är lägre än anläggningarnas totala historiska utsläpp. EU-ETS skapar ett pris på utsläppsrätter då bolag med höga kostnader för att minska sina utsläpp köper utsläppsrätter från bolag som kan minska sina utsläpp till relativt låg kostnad. Det driver på omställningen till en fossilfri elförsörjning genom att öka kostnaden för att producera el med kolkraft och andra fossila bränslen relativt annan elproduktion.

Elproduktionen i Sverige bestod för det mesta av kärnkraft och vattenkraft redan innan införandet av EU-ETS. Numera finns endast ett fåtal oljeeldade kraftverk kvar. EU-ETS har därför inte någon direkt effekt på den svenska elmarknaden. Däremot uppstår indirekta effekter till följd av att det svenska elnätet är integrerat med elnäten i Litauen, Polen och Tyskland som alla har betydande portföljer av fossil elproduktion. Ökningar i utsläppspriset kommer således att driva upp priset på el i Sverige genom att fördyra viss elproduktion utomlands. EU-ETS ökar därför lönsamheten att investera i ny produktion i Sverige i exportsyfte.

Det hävdas ofta att Sverige måste investera mera i förnybar elproduktion eller upprätthålla kärnkraften i klimatsyfte eftersom det bidrar till att minska utsläppen av växthusgaser. Under ett välfungerande system med utsläppsrätter bestäms dock den totala mängden

utsläpp av den gemensamma utsläppskvoten. Lägre eller högre utsläpp i Sverige kommer exakt att motsvaras av högre eller lägre utsläpp på annat håll i EU. Utsläppsminskningar på nationell nivå kommer endast att ha en nettoeffekt om utsläppstaket har satts så högt att det egentligen inte utgör någon restriktion för hur mycket företagen får släppa ut.

EU:s inre elmarknad

En av de viktigaste ambitionerna med energipolitiken i EU är att skapa en inre elmarknad. För att realisera handelsvinsterna med en sådan elmarknad, krävs tillräcklig kapacitet i elnätet inom och mellan länderna. De nordiska länderna har länge investerat i de inhemska elnäten och ökar ständigt kapaciteten till kontinenten.

En betydande vinst av ökad marknadsintegration på den nordiska marknaden har varit att utnyttja skillnader mellan länderna vad gäller deras elproduktion. 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 minskar marknadsintegration kostnaden av att uppnå tillförlitlighet i elsystemet. Marknadsintegration ökar även effektiviteten på elmarknaden på kort och längre sikt genom att öka konkurrensen på marknaden.

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 vissa investeringar. På europeisk nivå koordineras utbyggnaden av elnätet genom nätplaner framtagna av samarbetsorganet för nätägarna och systemoperatörerna i Europa, *ENTSO-E*.

Till skillnad från företag som producerar el, är nätägare inte direkt beroende av gynnsamma marknadspriser för att investeringar ska vara lönsamma. Orsaken är den avkastningsreglering som nätföretagen är underkastade och som 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 nätkapacitet. Därför är det troligt att investeringar i ny produktion kommer att anpassa sig mera till planer om nya nätförbindelser än tvärtom.

REFORMFÖRSLAG

En stor utmaning är att säkerställa att det finns tillräckligt med annan kapacitet för att upprätthålla försörjningstryggheten till skäliga priser när den väderberoende elproduktionen inte är tillgänglig. På en avreglerad elmarknad är det prissignalerna som ska ge incitament att investera i den kapacitet som behövs. För att marknaden ska fungera så effektivt som möjligt på kort och lång sikt, måste priserna vara så finkorniga att de överallt och vid varje tidpunkt återspeglar de resursbegränsningar som finns i systemet.

Fler elområden

Indelningen av Sverige i fyra elområden lyfte fram begränsningarna i elnätet mellan norra och södra Sverige. Nu är den ekonomiska och demografiska utvecklingen på väg att skapa kapacitetsbrister som inte återspeglas av de nuvarande elområdena. Det illustreras bland annat av situationen i Stockholm, som ingår i elområde SE3. I Stockholm finns en maximal produktionskapacitet på 320 MW från fjärrvärmerna. Till det kommer importkapaciteten via transmissionsnätet som är på 1 525 MW. Under 2018 var den genomsnittliga förbrukningen 800 MW, alltså mindre än hälften av den totala kapaciteten. Emellertid uppgick den maximala förbrukningen samma år till 1 721 MW, eller 93 % av den totala kapaciteten. Det ska därför inte mycket till innan efterfrågan överstiger kapaciteten. Då måste SvK koppla bort kunder för att undvika elavbrott. Elpriset i Stockholm måste återspegla denna resursbrist för att ge incitament att investera i ny produktion, batterier, energi-effektivisering och så vidare. I dagsläget hotas i stället lönsamheten i befintlig produktion av de låga priserna i SE3.

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

Auktioner för samma dag-leverans

Det måste hela tiden vara balans mellan den el som förbrukas och vad som produceras för att elförsörjningen ska fungera. Energiomvandlingen har ökat behovet av att ombalansera elsystemet på kort sikt då den väderbero-

ende elproduktionen oftast avviker från de volymer som ägarna sålde på dagen-före marknaden. Sådan ombalansering sker ofta på marknaden för samma dag-leverans. Att delta på denna marknad är särskilt lönsamt för vattenkraft och olika typer av batterier med flexibiliteten att ändra sitt utnyttjande på kort sikt. Denna handel skulle stimuleras ytterligare om marknaden vore mera strukturerad och transparent. Ett sätt att åstadkomma detta är en auktionsbaserad marknadsdesign, liknande den på dagen-före marknaden.

Offentliga bud på elmarknaden

Utnyttjande av marknadsmakt leder till överpriser och underinvesteringar. Problemet skulle minska om man kunde upphäva korsägandet, något man har försökt med kärnkraften i många år utan framgång. Marknadsmakt kan vara ett problem även på nätsidan, men om detta vet man mycket lite. Forskningen om konkurrensen på elmarknaden skulle gynnas av ökad insyn i budgivningen på Nord Pool. Därför borde Nord Pool offentliggöra individuella och anonymiserade data om aktörernas budgivning, åtminstone på elområdesnivå.

Tydliggör kärnkraftens roll

Kritiska frågor rör kärnkraftens framtid till följd av dess historiska betydelse för den svenska elförsörjningen. Energiöverenskommelsen skapar politisk osäkerhet genom de tvetydiga signalerna om vilken plats kärnkraften kommer att ha i framtida elsystem efter 2040. Denna osäkerhet påverkar även investeringarna i andra typer av elproduktion. Därför borde riksdagen tydliggöra huruvida inhemsk kärnkraft har en roll att spela i Sveriges elförsörjning efter 2040.

Det är högst osäkert huruvida det är företagsekonomiskt lönsamt att bygga nya kärnkraftverk som uppfyller säkerhetskraven i Europa. Om man likväl anser att nya kärnkraftverk vore önskvärda, kommer det med stor sannolikhet att behövas någon form av riktat stödssystem. Men Energiöverenskommelsen är tydlig med att subventioner till kärnkraften inte är aktuella. Kärnkraft kan dock fortfarande utgöra en viktig del av Sveriges framtida elförsörjning, trots den politiska och ekonomiska osäkerheten. På den integrerade elmarknaden kan Sverige importera kärnkraft från utlandet om Finland eller länder på kontinenten fortsätter utbyggnaden av sin egen kärnkraft. Skillnader i produktportföljen mellan länder är en viktig källa till handelsvinster och en orsak till att marknadsintegration är lönsamt.

Överväg om en effektreserv behövs

Investeringscykler, teknikskiften och regeländringar kan leda till ändringar i kapaciteten som under en övergående period medför förhöjd risk för elbrist. Därför kan det finnas skäl att komplettera marknaden med en effektreserv. SvK fördelar sina kostnader för effektreserven genom schablonmässiga avgifter. Effektreserven kan lätt bli för stor om den uppfattas som en billig försäkring mot bortkoppling för vissa aktörer med stort politisk inflytande. Beslut om effektreserven bör därför föregås av en noggrann utvärdering av behovet.

På en framtida elmarknad med efterfrågefleksibilitet, kommer förbrukning automatiskt att kopplas bort vid priser som konsumenterna själva har valt. Det skapar en priskänslighet i efterfrågan som ökar möjligheten att balansera förbrukning och produktion på kort sikt. Tillförlitligheten i systemet ökar, vilket minskar risken för bortkoppling och därmed behovet av effektreserver. 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

- Bergman, Lars och Diczfalusy, Bo (2020): Spänning på hög nivå: En ESO-rapport om elnätets betydelse för säkra elleveranser. ESO Rapport 2020:4.
- Holmberg, Pär och Lazarczyk, Ewa (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *The Energy Journal* 36, 145–166.
- Holmberg, Pär och Newbery, David (2010): The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy* 18, 209–226.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2020): Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden. IFN Policy Paper 92.
- Högselius, Per och Kaijser, Arne (2007): När folkhemselen blev internationell—Elavregleringen i historiskt perspektiv. SNS Förlag.
- Liski, Matti och Vehviläinen, Iivo (2016): Gone with the wind? An empirical analysis of the renewable energy rent transfer. CESifo Working Paper 6250.
- Lundin, Erik (2020): Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden. *Journal of Industrial Economics*, under utgivning.
- Lundin, Erik och Tangerås, Thomas (2020): Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool. *International Journal of Industrial Organization* 68, 1–20.
- Persson, Lars och Tangerås, Thomas (2020): Transmission network investment across national borders: The liberalized Nordic electricity market. I Hesamzadeh, Mohammad R., Rosellón, Juan och Vogelsang, Ingo (red.): *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, Springer Lecture Notes in Energy, Vol. 79.
- Tangerås, Thomas och Mauritzen, Johannes (2018): Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market. *Journal of Industrial Economics* 66, 904–941.
- Världsbanken (2014): "Electric power consumption (kWh per capita)". data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC

TIMBRO

Kungsgatan 60, Box 3037,
103 61 Stockholm, Sweden
Telefon: +46 8 587 898 00
E-mail: info@timbro.se