



Energikommissionen

M 2015:01

Kansliet

Electricity market design for the energy transition – Seminarium arrangerat av Energikommissionen och Energiföretagen Sverige den 27 april 2016

Inledning

Som ett led i sitt arbete bjöd Energikommissionen, tillsammans med Energiföretagen Sverige, in till diskussion om hur elmarknadens utformning kan möjliggöra en omställning av elsystemet och samtidigt behålla dess robusthet.

Pernilla Winnhed, VD för Energiföretagen Sverige, och Bo Diczfalusy, kanslichef Energikommissionen hälsade en skara utvalda experter och speciellt Manuel Baritaud, IEA (International Energy Agency) välkomna. Manuel Baritaud presenterade rapporten Re-powering Markets, och efteråt följde kommentarer om marknadsmodeller och marknadsdesign av Hans Henrik Lindboe, EA Energi Analyse och Mats Nilsson, adjungerad professor vid Luleå Tekniska Universitet.

Ibrahim Baylan, Energiminister och ordförande i Energikommissionen, inledde seminariet med att kort beskriva Energikommissionens uppdrag. I sitt anförande lyfte han fram vikten av robusthet i elsystemet, vilket är centralt inte minst för den svenska industrin. Ministern markerade att den nuvarande marknadsmodellen hittills har fungerat tillfredsställande, men att vi nu står inför flera utmaningar. För att hantera dessa måste olika valmöjligheter undersökas, varav en ändrad utformning av marknaden är en möjlighet. Samtidigt har olika val olika konsekvenser och detta måste analyseras. En central faktor som ministern betonade var investeringsmöjligheter för elproduktion.

Re-Powering markets - Securing power during the transition to low-carbon power systems

Manuel Baritaud inledde med att förklara att frågan om marknadsdesign inte är ny, utan diskussionen har funnits sedan omregleringar av elmarknader startade runt om i världen för drygt 20 år sedan. En stor skillnad nu är dock målet att ”dekarbonisera” kraftsystemet, dvs. att reducera elproduktionens koldioxidutsläpp. För att nå målen menar IEA att det kommer att krävas omfattande investeringar i såväl förnybar elproduktion som kärnkraft, men även i överföringskapacitet på alla spänningsnivåer.

Dessa investeringar bör kunna ske på konkurrensutsatta elmarknader, men det kan ifrågasättas, anser Manuel Baritaud, om detta kan ske med dagens marknadsmodell. Det är mot den bakgrunden som IEA tagit fram sin rapport i vilken man tagit utgångspunkt i erfarenhet från ”best practice” inom främst OECD-länderna. Rapporten ligger också väl i tiden med det arbete som pågår inom EU, och inte minst EU-kommissionens (Konkurrensdirektoratet) undersökning av kapacitetsmekanismer i Europa.

Syftet med marknaden är enligt IEA:

- att möjliggöra en övergång till ett kraftsystem med låga utsläpp av koldioxid,
- till lägsta kostnad
- och samtidigt upprätthålla en hög leveranssäkerhet.

Det betonades att utan leveranssäkerhet är övriga syften mindre viktiga, vilket exemplifierades med utvecklingen i Japan. Men det lyftes också fram att det för närvarande tas många nationella initiativ, vilka kan få konsekvenser i omkringliggande länder med vilka man är sammankopplade, vilket i sin tur riskerar att försämra situationen ytterligare och skulle kunna motivera ytterligare reglering. Huvudfrågan är därför om den nuvarande utformningen av marknaden kan uppfylla målsättningarna.

I rapporten lyfter IEA fram fyra dimensioner:

- Tillgängliga tekniker och rollfördelning är centrala för marknads utformning
- Det krävs investeringar i elproduktion med låga koldioxidutsläpp
- Flexibilitet måste prissättas på marknader med kort tidshorisont
- Knapphetsprissättning och kapacitetsmarknader

Tillgängliga tekniker och rollfördelning är centrala för marknads utformning. IEA:s huvudbudskap är att elmarknaderna måste utvecklas och att måste finnas en balans mellan regleringar och konkurrens. Manuel Baritaud framhöll att det inte finns en entydig lösning utan att det till del beror på tekniken, dvs. kraftsystemets sammansättning av olika kraftslag, och att på lång sikt kommer marknads utveckling att ske evolutionärt där mångfald av produktionstekniker och förmåga till

flexibilitet är grundläggande. Här gjorde Manuel Baritaud en poäng av vind- och solkraftens avtagande värde för marknaden. Det räcker inte att bara att se på de enskilda kraftslagens kostnader, utan man bör även ta hänsyn till produktionens värde. Det vill säga att om man installerar så stora mängder solkraft att priset (=värdet) blir noll när solen skiner så är inte detta bra. Kraftsystemet är över en överskådlig framtid en mix av olika kraftslag bland annat av detta skäl.

Investeringar i elproduktion med låga koldioxidutsläpp

Omfattande investeringar i såväl kraftproduktion med låga koldioxidutsläpp som i nät på alla spänningsnivåer är enligt IEA en förutsättning för dekarbonisering. IEA menar att förutom i förnybar elproduktion krävs det även investeringar i kärnkraft för att uppnå målen. Nätinvesteringarna kommer att vara beroende av i vilka kraftslag som investeringarna sker, men oavsett kommer detta att medföra högre nättariffer. IEA ifrågasätter dock möjligheterna att dessa investeringar kommer att kunna ske enbart utifrån energipriser, vilket man baserar på de senaste årens sjunkande terminspriser, men även med det faktum att marknadsvärdet för sol- och vindkraft sjunker i takt med högre andelar i kraftsystemet. (Detta beror på att dessa kraftslag sällan producerar då elpriserna är höga och därmed erhåller lägre intäkter än det genomsnittliga elpriset.) IEA anser att det krävs mer långsiktiga arrangemang och att dessa måste vara uppbackade av staten. Samtidigt framhåller man dock att de olika kraftslagens värde för kraftsystemet som helhet måste respekteras för att begränsa kostnaderna för slutkunderna som står för kostnaderna.

Det konstateras att det finns många olika modeller för stöd till "low-carbon" produktionstekniker, där särskilt "feed-in" tariffer och elcertifikatsystemet lyftes fram som exempel. De olika modellerna innebär olika fördelning av affärsrisken mellan producenter och konsumenter, vilket är kopplat till i vilken mån de är utsatta för risken för variationer i energipriset. Då risken är kopplad till vem som bär kostnaderna är det viktigt att finna en modell som fördelar risken mellan kunder och producenter på ett rimligt vis.

Flexibilitet måste prissättas på marknader med kort tidshorisont

Då vind- och solkraft inte är planerbar och inte direkt sammanfaller med användningen av el, finns utmaningar med att integrera denna i kraftsystemet. Bland dessa nämndes att enbart sol- och vindkraft med största sannolikhet inte ensamma kan täcka efterfrågan i höglastsituationer. Icke-planerbarhet innebär risk för prognosfel, men också för att svängningarna i produktion kan bli stora (ramping). Lägre tillskott av nödvändiga tekniska biprodukter såsom t.ex. inertia innebär också en utmaning för att vidmakthålla den elektriska systemstabiliteten. För att hantera detta krävs en utveckling av marknaden på kort sikt för att korrekt prissätta flexibilitet i såväl produktion som konsumtion, men även för lagring och utnyttjandet av näten.

Det framhölls också att ökad penetration av sol- och vindkraft innebär att större hänsyn måste tas till geografien då denna kraftproduktion ställer andra krav på elnäten jämfört med dagens situation.

Marknader med kort tidshorisont är också viktiga för att kunna värdesätta efterfrågefleksibilitet. IEA förutser att efterfrågefleksibilitet kan spela en större roll i framtiden för att integrera större andelar icke-planerbar kraftproduktion. Flexibilitet kan även bidra till leveranssäkerheten. En viktig fråga är hur snabbt efterfrågefleksibiliteten kan utvecklas. IEA menar att den nödvändiga teknologin finns, men att kostnaderna är höga samtidigt som de enskilda aktörernas incitament är låga p.g.a. låg lönsamhet.

Knapphetsprissättning och kapacitetsmarknader

En förutsättning för att marknaden kan leverera ett robust elsystem är att regelverket är konsistent. Enligt IEA bör ett sådant bland annat:

- omfatta en definition på önskad leveranssäkerhet,
- tillåta knapphetsprissättning i ansträngda situationer, samt
- sannolikt innehålla kapacitetsbetalningar.

Kraven på grad av leveranssäkerhet finns i ett flertal länder, uttryckta på olika sätt. Vanligen uttrycks leveranssäkerheten i termer av sannolikhet för ofrivillig bortkoppling av elanvändning. Grundläggande är dock att priserna tillåts bli mycket höga för att signalera behovet av ökad flexibilitet i det korta perspektivet, och för att ge investeringssignaler på längre sikt. Men då höga priser vanligen endast uppstår i samband med mycket små marginaler i kraftsystemet, inträffar detta sällan. IEA menar att frekvensen av höga priser skulle kunna ökas genom att skapa en "administrativt justerad" priskurva som avspeglade i vilken takt som driftsreserverna tas i anspråk.

IEA menar att det kan behövas kapacitetsmarknader som ett skydds nät för att uppnå kraven på leveranssäkerhet, åtminstone under omställningsperioden. Dock lyfter IEA fram vikten av att eventuella kapacitetsmarknader är väl utformade, inte minst vad gäller regional samordning då detta kan få konsekvenser i angränsande länder. Därför ser IEA en risk med den europeiska utvecklingen med införandet av olika nationella modeller för kapacitetsmarknader i Europa. En central byggsten är regional samordning av definitionen av önskad leveranssäkerhet, vilket också var Manuel Baritauds medskick till Energikommissionen.

Regional electricity market design - Study for Electricity Market Group NCM

Hans Henrik Lindboe, från Ea Energy Analyses, som tillsammans med Hagman Energy genomfört en studie om kapacitetsmarknader på uppdrag av Nordiska Ministerrådets elmarknadsgrupp, delade inte helt IEA:s uppfattning. Slutsatsen i deras analys är att ingen vet om en kapacitetsmarknad behövs eller inte, och deras rekommendation i avvaktan på mer praktiska erfarenheter var att utveckla den strategiska

reserv som finns på plats i Sverige och Norge. Rent teoretiskt kommer en ren s.k. "energy only"-marknad att uppfylla kraven på leveranssäkerhet i avsaknad av allvarliga marknadsmisslyckanden. Dock framhåller man att marknaden i dag utmanas av brist på efterfrågefleksibilitet, pristak som förhindrar nödvändiga höga priser, en uppfattad risk för reglering om höga priser inträffar under längre perioder, samt omfattande stöd till icke planerbar kraftproduktion.

I den rapport om kapacitetsmekanismer som EU-kommissionen (Konkurrensdirektoratet) nyligen skickat ut på remiss pekas tre modeller för kapacitetsmekanismer ut som lämpliga. Tolkningen är att man menar att en strategisk reserv ses som en tillfällig lösning och att man förespråkar mer omfattande modeller för att uppfylla de långsiktiga målen.

Hans Henrik Lindboe delar dock inte Konkurrensdirektoratets slutsatser om kapacitetsmarknader. Han menar att om man inte med säkerhet vet att någon kapacitetsmekanism är nödvändig, så bör man åtminstone inledningsvis börja med en strategisk reserv då detta är den modell som har minst påverkan på marknaden. Inte minst gäller detta då det råder stor osäkerhet om hur stor flexibiliteten i efterfrågan egentligen är.

Konkurrensdirektoratets rekommendation är också motsägelsefull då deras utgångspunkt är att kapacitetsmekanismernas inverkan på prisbildningen på marknaden ska vara begränsad. Alla kapacitetsmekanismer påverkar prisbildningen i varierande grad. Påverkan är dock absolut minst då kapacitetsmekanismen är i form av en strategisk reserv.

Andra fördelar med en strategisk reserv är att den kan ses som en förlängning av dagens marknadsmodell, vilket signalerar stabilitet till aktörerna. Även enkelheten med en strategisk reserv är en fördel, dels då aktiveringen ger en tydlig indikation på behovet, dels för att den enkelt kan avvecklas utan större påverkan på marknaden. De nackdelar som påpekas är att den innebär en något större kostnad för kunderna, jämfört med en ren energy-only marknad, samt att det finns en risk att de upphandlade resurserna egentligen skulle ha kunnat medverka på marknaden. Vidare skulle den nuvarande utformningen av den svenska effektreserven kunna ändras och inte bjudas in till spotmarknaden. Dessutom bör möjligheterna undersökas för en gemensam nordisk reserv.

En rekommendation var också att de nordiska länderna gemensamt bör uppvakta EU-kommissionen för att påtala fördelarna med en strategisk reserv i förhållande till andra kapacitetsmekanismer.

Ea Analyses konstaterar att det inte funnits någon fara för leveranssäkerheten i Norden hittills med den nuvarande marknadsdesignen. I januari 2016 var elanvändningen i Norden

rekordhög, men trots detta var priserna relativt låga. Även om effektbalansen är mer ansträngd i vissa elområden, visar studier av de nordiska systemoperatörerna att leveranssäkerheten generellt sett inte är hotad i den närmaste framtiden. Dock är det osäkert om studierna till fullo omfattar planerade avstängningar av kraftproduktion när man uppskattar importmöjligheterna en kall vinterdag.

Tackling the coming climate disaster -Coordinated effort or dispersed geographic and political efforts?

Mats Nilsson delade inte heller IEA:s alla slutsatser och menade även att behovet av åtgärder måste sättas i sitt sammanhang och illustrerade detta med påpekandet att de svenska och norska kraftsystemen i princip redan är fossilfria. I utformningen av elmarknaden kan man inte bortse från de fysiska förutsättningarna och för att ge korrekta prissignaler till alla aktörer kan inte marknaden struktureras utifrån nationsgränser utan bör följa de begränsningar som finns i elnätet. Detta kräver en bättre indelning i elområden eller en övergång till nodprissättning.

Gemensamt med IEA:s slutsatser pekade Mats Nilsson på behovet av en tydlig definition av den leveranssäkerhet som önskas, vikten av gränsöverskridande samarbete och det centrala i att slutkunderna möter rätt priser vid rätt tillfälle. Dock framhölls att det erfarenhetsmässigt inte finns något konsistent sätt att förena stöd till förnybar elproduktion med en marknadsmässig prissättning av koldioxidutsläpp. Stödsystemen bidrar till att minska efterfrågan på fossila bränslen, vilket därmed undergräver marknadspriserna på utsläppsrätter.

Vidare lyftes fram att införandet av kapacitetsmarknader är en reglering och därmed går det inte att undvika ineffektivitet i form av tekniska begränsningar och att incitamenten för investeringar i såväl produktion som konsumtion rubbas.

I sin rapport påpekar IEA risken för ”övervinster” och utövande av marknadsmakt i samband med kapacitetsbetalningar, men Mats Nilsson menar att problemet är litet så länge det inte finns begränsningar för vem som kan delta i kapacitetsmekanismerna. I annat fall handlar det om en reglering av vinstnivån för aktörerna vilket innebär ett centralplanerat system och inte en marknad. En reglering av företagets vinster minskar också incitamenten att investera vilket direkt motverkar syftet med en strategi för omställning av systemet till ett karbonfritt system.

Enligt Mats Nilsson är den största bristen i IEA:s rapport att det inte finns någon mer omfattande diskussion om konsekvenserna av olika skatter och stödsystem. Detta är intressant då omfattningen av stödsystemen inom EU-området vida överstiger jordbruksstödet. I praktiken innebär det också att teknikvalet inte bestäms av marknaden utan av de nationella parlamenten i Europa. För marknaden innebär de

omfattande stöden dels att styreffekten för EU-ETS undermineras, dels att priset på elmarknaden sjunker då kostnaderna för såväl stödbaserad elproduktion som fossilbaserad produktion minskar med konsekvensen att incitamenten till nyinvesteringar i marknaden försvinner för alla kraftslag.

Detta ledde Mats Nilsson in på den mer filosofiska diskussion om vad som är en marknad och betonade att denna bygger på decentraliserat beslutsfattande av människor med entreprenöriella egenskaper. En marknad omfattas alltid av regler, skrivna eller oskrivna, men i takt med att dessa blir allt mer specifika begränsas marknadens funktion och effektivitet, med konsekvensen att beslut om priser, volymer och teknikval i praktiken fattas i den politiska sfären. Slutsatsen var att effektiva lösningar kan nås via såväl ”marknaden” som genom ”politik”, men ett vägval måste göras då det sämsta är att hamna mittemellan.

Det historiskt goda regionala samarbetet i Norden lyftes fram, men det påpekades att det finns utrymme för förbättringar. Ett exempel på detta är att utvecklingen av det nordiska stamnätet har hämmats beroende på alltför starkt nationella uppdragsbeskrivningar till systemoperatörerna. Samarbetet och handeln med el mellan de nordiska länderna har bidragit till mer vindkraft i Danmark och stängningen av kolbaserade kraftverk i Finland där inte minst tillgången till vattenkraft i Sverige har varit av stor betydelse i reduktionen av koldioxidutsläpp i grannländerna. I Sverige kan mer icke-planerbar kraft hanteras med hjälp av vattenkraften, men är den då fortfarande tillräcklig för att även stötta Danmark och Finland?

Efterföljande diskussion/frågestund ledd av Bo Diczfalusy

Som avrundning på presentationerna instämde Manuel Baritaud i att IEA:s rapport inte helt var giltig för det nordiska kraftsystemet med låga utsläpp av koldioxid. Samtidigt pekade han på utvecklingen i Mexico som står inför samma omreglering som Europa gjorde för 20 år sedan, men med det ytterligare kravet att samtidigt begränsa koldioxidutsläppen, vilket inte var giltigt på samma sätt när marknaderna utformades i de europeiska länderna. Mexiko hanterar klimatåtgärder, behov av kapacitet samt systemsäkerheten genom att hålla ett antal auktioner med längre kontrakt för producenter som uppfyller dessa kriterier.

På en fråga från publiken om Nordisk ISO svarade både Manuel Baritaud och Mats Nilsson att det är önskvärt med regionala lösningar, och att en Nordisk ISO kan vara en sådan.

Det fördes en mer översiktlig diskussion om argumentet kring ”slippery slope”, d.v.s. att börjar man med en strategisk reserv så kommer den automatiskt att behöva växa eftersom marknaden blir mer och mer beroende av denna. Hans Henrik Lindboe menade att så inte nödvändigtvis var fallet, och pekade på de svensk-finska erfarenheterna.

En fråga till föreläsarna var om ett prisgolv på utsläppsrätter kunde vara var aktuellt, och i så fall på vilken nivå? Manuel Baritaud svarade att det beror på utformningen, risken för investerare och design av lokala stödsystem. Stabilitet över tid är önskvärt. Mats Nilsson fyllde i att ett prisgolv kan vara en snabb lösning för att ge signaler till marknaden att vidta klimatåtgärder.

Vidare följde en kommentar om att nuvarande marknader inte uppstått av sig själv, dessa är konstruerade av politiker och myndigheter. Mats Nilsson svarade att vid avregleringen 1996 släpptes både kvantiteter och prisbildning fri. Därefter följde ingrepp genom stängningen av Barsebäck, vilket ledde till införandet av strategisk reserv. Sedan följde ett i början relativt begränsat stöd till RES, men inte motiverat av dekarbonisering. Problemet är att det senare fått växa till en nivå där stödsystemen skapar överkapacitet. Av systemskäl kan inte alla kraftverk stängas, ändå har vi lönsamhetsproblem. Vad ska skalas bort av överkapaciteten?

Från publiken kom också kommentaren att införandet av auktioner inte är identiskt med att skapa en marknad, utan kan egentligen innebära mer reglering.

En annan kommentar från publiken var att Hans Henrik Lindboes hänvisning till Tyskland som ett bra exempel kan ifrågasättas då man där vidtar många ad hoc-åtgärder. Hans Henrik Lindboe svarade att exemplet med Tyskland avsåg viljan att ha en marknad och att lösa leveranssäkerhetsproblem med en strategisk reserv. Vill vi ha knapphetsprissättning/korrekt prissignaler så är kapacitetsmarknader fel väg att gå. Den strategiska reserven är till för att TSO:n ska sova gott om natten.

Därefter följde en diskussion kring den strategiska reserven och en kommentar från publiken var att den strategiska reserven bevarar den existerande produktionsapparaten snarare än attraherar nya investeringar. Är verkligen stöd till förnybart och samtidigt ett koldioxidpris kompatibelt? Ska vi behålla stöden till förnybart och överge EU-ETS?

Hans Henrik Lindboe menade att frågan om koldioxidpris och stödsystemen är akademisk. Stödsystemen och sannolikt EU ETS kommer att finnas kvar. Modellberäkningar visar på att även vid koldioxidpriser på 200 € återstår en bit till dekarbonisering. Politiskt bör fokus ändras från el till andra sektorer för kostnadseffektivitet då kostnaderna för att dekarbonisera de sista 10-15% av kraftsystemet blir mycket höga. Mats Nilsson kommenterade att stödsystemens effekt på utsläppsrättspriset är ett faktum, men att vissa av stödsystemens negativa

effekter på utsläppshandeln skulle kunna begränsas med till exempel ett prisgolv eller en koldioxidskatt på elproduktion.

En annan kommentar från publiken var att en strategisk reserv är till för att säkerställa leveranssäkerheten och egentligen inget verktyg för investeringar. Från publiken hävdades också att kapacitetsmarknader innebär en återreglering av marknaden.

Diskussionen gled sedan över till efterfrågefleksibilitet och från publiken ifrågasattes varför andelen förbrukning i effektreserven minskat.

Mats Nilsson svarade att det sannolikt är en kostnadsfråga då produktionsresurser visat sig vara billigare än förbrukningsneddragningar.

Manuel Baritaud menade att det kan vara bra med kickstart av efterfrågerespons, till exempel har PJM gjort mycket för att få med mindre kunder. Elintensiv industri är redan aktiva i många länder så det kräver kanske mindre åtgärder.

Hans Henrik Lindboe menade att det fortfarande finns stora osäkerheter rörande efterfrågefleksibilitet. Mycket sol- och vindkraft leder till negativa priser, vad betyder det för efterfrågefleksibiliteten? Hur mycket efterfrågefleksibiliteten finns redan på marknaden? Grundläggande är dock att hittills har incitamenten varit otillräckliga, men med höga priser kommer tekniken att lösa det.

Manuel Baritaud menade att man bör undvika att införa stödsystem för att öka efterfrågefleksibiliteten. Marknadsmekanismer ska användas, kanske inte alltid via marknader men med konkurrens mellan aktörer och tekniker.

Från publiken påpekades att i Centraleuropa begränsas också marknaden genom implicita pristak. Om priset når 500 €/MWh ska en ny beräkning göras, vilket inte görs på Nord Pool. Vidare framhölls att de nuvarande max- och minpriserna på Nord Pool är tekniska och därmed kan förändras om omständigheterna skulle kräva detta.

Vidare påpekades från publiken att det alltid är en fråga om pengar. Kan man tjäna tillräckligt så vidtar man åtgärder. För industrin som har anläggningar i Italien, Spanien och Belgien medför det i praktiken införda prisstaket på 500 € lägre incitament.

Till panelen lyftes att en central fråga är hur vi får prissignaler till slutkunderna? Här påpekade Mats Nilsson vikten av att alla aktörer, inte minst förbrukare, har rätt information för att kunna vara flexibla och att man därför behöver se till att TSOerna publicerar reglerpriserna i realtid. Avslutningsvis lyftes frågan om hur man från svenskt håll rent praktiskt ska uppfylla IEA:s rekommendation om mer regionalt samarbete? Hans

Henrik Lindboe berättade att införandet av den svenska effektreserven föregicks av omfattande diskussioner inom Nordel (den tidigare samarbetsorganisationen för de nordiska systemoperatörerna). Så skulle ske inför alla beslut som har påverkan på de angränsande marknaderna.

Manuel Baritaud framhöll att en gemensam nordisk analys av leveranssäkerheten bör göras, i likhet med vad som görs inom Pentalateral Energy Forum¹.

¹ Pentalateral Energy Forum är ett regionalt samarbete mellan Belgien, Nederländerna, Luxemburg, Tyskland, Frankrike, Österrike och Schweiz. Forumet syftar till att ge politisk stöd från de deltagande ländernas regeringar till det regionala samarbetet mellan systemoperatörer, reglermyndigheter och marknadsaktörerna. I juni 2014 efterlyste energiministrarna i de aktuella länderna en Pentalateral Generation Adequacy Assessment.