



September 2011

Kapacitetsmekanismer:

Stora volymer av intermittent produktion leder till ökat europeiskt intresse för kapacitetsmekanismer

Kommer det att finnas tillräckligt starka drivkrafter att bygga reservkapacitet i nuvarande (samt föreslagna) energi-baserade europeiska elmarknader när mängden intermittent produktion ökar markant och därmed komplicerar traditionella investeringskalkyler för reservkapacitet? Perioder med akut brist på el och tillhörande extremt höga elpriser brukar följas av krav på pristak och hårdare reglering av elmarknaden. Det finns en ökad oro för att konkurrensutsatta energi-baserade elmarknader inte kommer att fungera på ett tillfredsställande sätt när intermittent produktion blir dominerande. Större mängder intermittent produktion kommer att påverka spotpriser, drift av kraftverk, samt investeringskalkyler. Därmed uppstår frågan om det är nödvändigt och önskvärt att införa nya styrmedel – som kapacitetsmekanismer – för att säkerställa att tillräckliga mängder med reservkapacitet ställs till marknadens förfogande.

Kraftiga pristoppar är nödvändiga i helt energi-baserade marknader

Avreglerade europeiska elmarknader har designats som energimarknader där producenter endast erhåller betalning för den mängd el de levererar. Detta innebär att det är förväntningar om framtida elpriser som är den primära faktorn i investeringskalkyler för ny produktionskapacitet. Eftersom höga elpriser är ett tecken på en obalans mellan utbud och efterfrågan på el så måste elpriserna tillåtas stiga obegränsat – ibland till mycket höga nivåer – för att marknaden skall inse att det råder brist på kapacitet. Investeringar i reservkapacitet som endast tas i bruk under mycket ansträngda situationer (d.v.s. anläggningar med den högsta marginalkostnaden) baseras därför nästan uteslutande på förväntningar på pristoppar. Utan tillräckligt kraftiga pristoppar kommer de anläggningar som bara körs ett fåtal timmar per år inte att bli lönsamma. Kraftiga pristoppar är därför nödvändiga för att säkerställa att det byggs tillräckligt med reservkapacitet för att garantera att elsystemet vid varje ögonblick kommer att kunna leverera den mängd el som konsumenterna efterfrågar.

Ett annat problem med rena energimarknader är att de kräver att det finns en viss kortsiktig priskänslighet hos konsumenterna för att marknaden skall fungera. Under perioder med brist på kapacitet och höga priser måste konsumenten

vara beredda på att reducera sin efterfrågan eller flytta sin konsumtion till perioder med lägre efterfrågan och lägre priser. Utan denna priskänslighet fungerar elmarknaden inte överhuvudtaget! Slutkonsumenternas priskänslighet kan stimuleras på olika sätt. Exempelvis kan man utsätta slutkonsumenterna för priser som i mycket högre omfattning än i dag följer spot-priset. Man kan även hos slutkonsumenter installera smarta elmätare eller utrustning som med automatik minskar elförbrukningen då priserna går upp. Inom branschen har man hittills lärt sig att enbart hotet om möjliga kraftiga pristoppar inte är tillräckligt för att konsumenter och elleverantörer skall vidta några åtgärder som leder till ökad priskänslighet – det är endast efter det att man faktiskt upplevt flera kraftiga pristoppar som man är beredd att agera.

Man har även lärt sig att det är lättare att genomföra åtgärder som leder till ökad priskänslighet om det existerar kapacitetsmarknader. Orsaken till detta är att konsumenter inte är speciellt intresserade av konsumtionsminskande åtgärder om de bara får betalt för dessa när deras konsumtion faktiskt minskas – de föredrar konstruktioner där de får betalt i förskott för att de går med på att minska sin konsumtion med kort varsel. I vissa elmarknader i USA har s.k. aggregatorer framgångsrikt konkurrerat med vanliga elproducenter på kapacitetsmarknader genom att sälja efterfrågeminskningar från stora mängder konsumenter som ingått avtal med aggregatorerna. Ironin är att i rena energi-baserade elmarknader är priskänslighet viktigt men svårt att uppnå, medan i marknader med inslag av kapacitetsbetalningar så är det lättare att uppnå priskänslighet men denna behövs inte i lika stor utsträckning i dessa marknader.

Varför kapacitetsbetalningar?

Ökande mängder intermittent förnybar elproduktion kommer att ställa rena energibaserade elmarknader inför nya utmaningar. För det första är förnybar el subventionerad – förnybar el är inte nödvändigtvis den bästa ur ett marknadsperspektiv och kan snedvrider balansen mellan basproduktion, intermediär produktion, samt den produktion som tillkommer endast vid ansträngda situationer. För det andra så bjuds förnybar produktion ofta till mycket låga priser eller till noll-priser. Stora mängder förnybar produktion som bjuds ut till låga (eller t.o.m. negativa) priser ökar risken för

att elpriserna faller och därmed gör det svårare för ägare till kraftverk att erhålla de intäkter de behöver för att täcka sina fasta kostnader. Vidare kommer ökade mängder förnybar elproduktion att leda till att elpriset svänger kraftigare med djupa svackor under perioder då vindkraften producerar stora mängder el, och mycket höga toppar då vinden avtar och återstående kapacitet förväntas fylla tomrummet efter vindkraften. Allmänt lägre priser gör det mindre attraktivt att investera i ny produktionskapacitet, och kraftigare prissvängningar ökar risken att investera i de konventionella kraftverk som behövs som reservkapacitet. I exempelvis Spanien, där vindkraft stod för 20 % av den totala installerade kapaciteten år 2010, har vindkraftens andel av den totala elproduktionen under ett och samma år varierat mellan 1 % och 45 %. Spot-priset på el slog i pris-golvet inte mindre än 335 timmar under ett år.

Dessutom finns ingen korrelation mellan den mängd förnybar el som kan produceras under en viss timma och efterfrågan på el under denna timma. Förnybar intermittent el har därför ett lågt "kapacitetsvärde". Sannolikheten att förnybara anläggningar kan nå maxproduktion under höglasterperioder är låg för vindkraft och försumbar för solenergi.

Två möjliga vägar

I allmänhet kan man säga att en kapacitetsmekanism består av två komponenter – en bedömning av den kapacitet (t.ex. 115 % av förväntat högsta totala effektuttag) som behövs, samt incitament till marknadens aktörer att tillhandahålla denna kapacitet. Producenter erhåller betalning både för den el de levererar och för den kapacitet som de ställer till förfogande. Flexibla kunder erhåller betalning för den

el de lovar att inte konsumera. Kapacitetsmekanismer kan konstrueras på flera olika sätt – vissa mycket enkla, andra mycket komplexa. Trots att det finns flera olika kapacitetsmekanismer, var och en i flera olika variationer, så är antalet grundläggande val begränsat. I princip finns det bara två huvudsakliga vägar att gå för att skapa de förutsättningar som behövs för att kraftbolag skall bygga och underhålla reservkapacitet, samt för att slutkunder skall vara villiga att delta i åtgärder som leder till priskänslighet:

- Ett sätt är att behålla den nuvarande marknadsdesignen där prissvängningar och pristoppar på spotmarknaden ger aktörerna de incitament de behöver för att tillhandahålla reservkapacitet och priskänslighet. För att säkerställa att det alltid finns tillräckligt med produktion för att tillfredsställa efterfrågan kan man bygga ut den normala effektreserven med en strategisk effektreserv. En sådan åtgärd garanterar leveranssäkerhet men löser inte problem med kraftiga prissvängningar och ökade investeringsrisker.
- Det andra sättet är att fundamentalt förändra marknadsdesignen och införa en fullskalig kapacitetsmarknad – exempelvis som den kapacitetsmarknad som drivs av PJM i östra USA. En sådan marknad, anpassad till EU:s decentraliserade marknader, skulle kunna lösa de flesta problemen, men då detta är en komplex lösning ökar risken för att marknaden inte fungerar som man tänkt sig.

Så valet står mellan (bortsett från valet att inte göra någonting) en enkel lösning som bara löser vissa problem, och en mer komplex lösning som är mer heltäckande men samtidigt svårare att implementera.

ÖKAT INTRESSE FÖR KAPACITETSMEKANISMER I EUROPA

- **Frankrike** kommer att införa ett system där elleverantörer blir förpliktigade att upphandla en viss mängd reservkapacitet. Bakom beslutet ligger en oro för ständigt växande effekttoppar, ett behov att utveckla vissa olje- och koldade kraftverk som inte klarar av nya miljökrav, samt ett behov av att på ett adekvat sätt värdera efterfrågeminskningar. Systemet kommer att införas 2015-2016 och exakta riktlinjer för hur systemet kommer att fungera kommer att publiceras 2012. Lagen föreskriver dock att all kapacitet som är ansluten till det publika elnätet, både produktion och flexibel konsumtion, måste godkännas av systemoperatören, och därefter göras tillgänglig för elleverantörer, direkt eller indirekt. Lagen föreskriver dessutom att kapacitetsgarantier skall kunna köpas och säljas. Både producenter som inte tillhandahåller kontrakterad kapacitet och elleverantörer som inte uppfyller sin kvotplikt kommer att bestraffas.
- **Storbritannien** funderar på att införa en kapacitetsmekanism för den brittiska elmarknaden och DECC (Department of Energy and Climate Change) publicerade därför 2011-07-12 en offentlig "konsultation" där man söker åsikter från elbranschen om hur en sådan mekanism skall designas. Målet är att ha en kapacitetsmekanism på plats 2015.
- **Irland** har haft kapacitetsbetalningar baserade på tillgänglig kapacitet sedan 2005.
- **Italien** införde kapacitetsbetalningar år 2004, och den italienska regeringen publicerade år 2010 en offentlig "konsultation" för att samla in åsikter om hur en kapacitetsmarknad

skall designas. I juli 2011 publicerades den valda designen som baseras på "reliability options".

- I **Tyskland** skriver regeringen i sin långtidsplan "Energy Concept 2050" att frågan om behovet av kapacitetsmarknader måste utredas.
- **Spanien** har haft kapacitetsbetalningar sedan 2007 och **Portugal** sedan 2010. I Spanien infördes dagliga kapacitetsbetalningar för att stödja flexibla CCGT-anläggningar som byggts innan vindkraftens kraftiga expansion påbörjades. Vindkraftens kraftiga expansion ledde till att flexibla CCGT-anläggningar fick svårt att täcka sina fasta kostnader, och regeringen beslutade därför att införa ett stödsystem för dessa anläggningar. Befintliga anläggningar som togs i bruk efter 1998 erhåller max 20 euro/kW per år, medan nya anläggningar (2010) erhåller max 28 euro/kW per år. Systemet har kritiserats hårt då ägarna erhåller betalning för nästan ingenting – även om en anläggning inte är tillgänglig en viss dag förlorar man endast ersättning för just denna dag. Systemet skall ses som en sorts kompensation till ägare av anläggningar som "lidit skada" av vindkraftens kraftiga expansion.
- I **Sverige** har Svenska Kraftnät fått i uppdrag av Riksdagen att upphandla en strategisk reserv. För år 2012 uppgår reserven till 1759 MW, och reserven kommer gradvis att reduceras ner till 750 MW till år 2020. Reservens får endast användas under akuta bristsituationer under vintern.
- **Polen** och **Finland** har strategiska reserver som upphandlas av respektive lands systemoperatör.