

2016-11-24

Marknadsdesign för framtidens elsystem

Rapport till Energikommisionen

Björn Hagman

Hagman Energy AB

hagmanenergy@bredband.net

+46 709302582

Innehåll

Sammanfattning	3
1 Bakgrund.....	9
1.1 Uppdraget.....	9
1.2 Arbetets uppläggning	9
2 Centrala byggstenar i den nuvarande elmarknadsdesignen	11
2.1 1990-talets elmarknadsreform.....	11
2.2 Förändringar efter elmarknadsreformen	13
3 Elmarknadens nya möjligheter och nya utmaningar.....	16
4 Alternativa marknadsdesigner för att klara leveranssäkerheten.....	17
4.1 Storbritannien.....	17
4.2 Frankrike	19
4.3 Tyskland.....	20
4.4 Danmark.....	21
4.5 EUs kommande vinterpaket	22
5 Bör en kapacitetsmarknad nu införas i Sverige?.....	24
5.1 Leveranssäkerheten hittills.....	24
5.2 Konsekvenser för leveranssäkerheten när expansion av förnybar el	25
5.3 Prisbildning under efterfrågetoppar	27
5.4 Kapacitetsmarknad jämfört med effektreserv	28
5.5 Regional effektreserv som en övergångslösning.....	29
6 Behöver marknadsdesignen ändras för att klara den momentana balanseringen?	31
6.1 Ökande behov av kortsiktig flexibilitet.....	31
6.2 Systemtjänster och systemnyttor för att klara den momentana balanseringen?.....	32
6.3 Bör marknadsaktörernas ansvar utökas från timplanering till kvartsplanering?.....	33
6.4 Konsekvenser för marknadsdesignen av intradagmarknadens ökande betydelse	35
7 En aktivare kundroll.....	37
7.1 Potential för ökad efterfrågeflexibilitet.....	37
7.2 Åtgärder för en aktivare kundroll.....	38
8 Nätoperatörsrollen i framtidens elsystem	41
Referenser	44

Sammanfattning

Den övergripande marknadsdesignen definierar vilka mekanismer och instrument som finns på marknaden och vilka roller som ges till marknadsaktörer. Marknadsdesignen definierar således ramarna för marknaden och dess utveckling.

Energikommissionen gav i september Björn Hagman, Hagman Energy AB, i uppdrag att ta fram en rapport som ger underlag för en diskussion om marknadsdesign för framtidens energisystem. Huvudfrågan var om dagens marknadsmodell och marknadsmekanismer är tillräckliga för att klara den leveranssäkerhet och den flexibilitet i produktions- och förbrukningssidan som krävs, eller om det behövs förändringar i regleringen kring elmarknaden för att möjliggöra omställningen.

Den nuvarande elmarknadsdesignen skapades i allt väsentligt i samband med 1990-talets elmarknadsreform som innebar att en ny ellag trädde i kraft 1996. Det övergripande syftet med elmarknadsreformen var att skapa ramar för en effektivt fungerande elmarknad där konkurrens i produktion och elhandel skulle leda till ökad effektivitet och bevarad konkurrenskraft för det svenska näringslivet.

Den nya marknadsdesignen innebar en övergång till en energy-only marknad, dvs en producers intäkter kommer från levererad el och inga separata intäkter kommer från tillhandahållen kapacitet förutom i de fall Svenska kraftnät upphandlar systemtjänster och reserver. Svenska kraftnät tilldelades ett ansvar för den momentana balanseringen men inget ansvar för leveranssäkerheten eller för att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns långsiktigt tillgänglig. Detta var ett ansvar för elmarknaden och dess aktörer.

Efter 1996 har marknadsdesignen vid flera tillfällen kompletterats eller reviderats men den grundläggande designen är fortfarande densamma. Den övergripande marknadsdesignen har också fungerat väl under de 20 år som gått sedan 1990-talets elmarknadsreform men det finns nya utmaningar för elmarknaden som eventuellt bör föranleda en ändrad design av elmarknaden.

Expansionen av vindkraft och solbaserad el leder till två huvudutmaningar för marknadsdesignen:

- Hur ska leveranssäkerheten klaras vid toppar i efterfrågan på el?
- Hur ska den momentana balansen klaras vid snabba variationer i produktionen av väderberoende kraft?

Den första huvudutmaningen gäller om leveranssäkerheten även fortsättningsvis kan klaras med en energy-only marknad eller om det är nödvändigt att också införa en kapacitetsmarknad. En kapacitetsmarknad innebär att en producent inte bara får betalt för den energi som produceras utan också via kapacitetsmarknaden får betalt för att ställa kapacitet till förfogande när elsystemet så kräver.

Inom EU har bland andra Storbritannien, Frankrike och Italien beslutat att införa kapacitetsmarknader. Tyskland, Nederländerna och de nordiska länderna har tagit ställning för att inte nu införa kapacitetsmarknader.

Den brittiska kapacitetsmarknaden är utformad som en centraliserad auktionsbaserad marknad med två årliga auktioner. Den ena auktionen avser leverans fyra år efter auktionsåret (T-4) och avser huvuddelen av den målsatta kapaciteten. Den andra auktionen avser leverans ett år efter auktionsåret (T-1) och avser resterande volym av den uppdaterade målsatta kapaciteten.

Den franska kapacitetsmarknaden är till skillnad från den brittiska en decentraliserad marknad. Det är inte staten som i en auktion köper kapacitet. I stället har Frankrike ålagt elleverantörerna att inneha kapacitetscertifikat. Däremot är det staten som fastställer hur kravet på elleverantörerna ska beräknas och på så sätt är det också i Frankrike staten som fastlägger vilken kapacitet som ska vara tillgänglig.

I Tyskland har det under åtskilliga år varit en intensiv debatt kring behovet av att införa en kapacitetsmarknad. Den tyska regeringen slog förra året fast att elmarknaden bör vara en energy-only marknad och att hinder för korrekta prissignaler ska elimineras. Någon kapacitetsmarknad bör inte införas. Däremot behövs en strategisk reserv (effektreserv) under en övergångsperiod för att ge extra leveranssäkerhet utöver den som erhålls genom elmarknaden under energiomställningen.

Under de 20 år som gått sedan elmarknadsreformen har bristande produktionskapacitet aldrig lett till avbrott i leveransen av el till kunder i Sverige. Detta innebär dock inte att alla kunder alltid fått el i Sverige. Det innebär däremot att alla elavbrott har berott på nätfel. Eventuella mål för leveranssäkerhet bör därför vara inriktade på avbrott till kund och icke levererad energi till kund – oavsett om orsaken är otillräcklig produktionskapacitet eller driftstörningar i stamnät, regionnät eller lokalnät.

De första tre veckorna under 2016 var mycket kalla i Norden. Den nordiska konsumtionen var högre än 69 000 MW under 25 olika timmar fördelade på fem olika dagar under dessa veckor. Ett nytt nordiskt konsumtionsrekord registrerades den 21 januari. Det fanns hela tiden extra kapacitet tillgänglig för marknaden. Det högsta spotpriset blev 2 kr/kWh och gällde för timmen med det nya nordiska konsumtionsrekordet.

Att priset inte blev högre i en sådan Extremsituation signalerar att det hittills har varit en överkapacitet på den nordiska elmarknaden. Det är därför inte förvånande att flera producenter i Norden nu planerar eller överväger en avveckling av produktionskapacitet. Detta gäller inte bara de äldre kärnkraftverken i Sverige. Det gäller också mycket av kondenskraften i Danmark, Finland och Sverige samt viss kraftvärme i Danmark och Finland.

Den hittillsvarande överkapaciteten kan därför förändras till en betydande bristrisk redan på kort sikt. Denna risk gäller framför allt Finland, södra Sverige och östra Danmark. Det är angeläget att en analys avseende bristrisk vid

efterfrågetoppar sker samordnat för södra Sverige, Finland och östra Danmark. Om den samordnade analysen visar på en icke acceptabel bristrisk redan på kort sikt för södra Sverige, Finland och östra Danmark bör en gemensam regional effekt-reserv tillskapas för dessa områden. Omfattningen av en sådan effektreserv är beroende av i vilken utsträckning som avveckling av produktionskapacitet nu kommer att ske i södra Sverige, Finland och östra Danmark.

Efterfrågan på el minus utbudet av vindkraft och solbaserad el definierar behovet av annan produktion. Varaktighetskurvan för de högsta timvärdena för denna resterande efterfrågan stiger brantare än varaktighetskurvan för de högsta timvärdena för efterfrågan. Skälet är att vissa efterfrågetoppstimmar är vindstilla medan andra är blåsig. En ökande andel förnybar el leder därför till att det blir allt svårare att på marknadsmässiga grunder få till en produktionsutbyggnad som helt svarar mot maximal resterande efterfrågan, dvs den del av efterfrågan som inte täcks av vindkraft och solbaserad el.

Den lösning som rekommenderas av många nationalekonomer är att pristaket höjs från f_n 30 kr/kWh till värdet av bortkopplad last (value of lost load, VOLL). Problemet med denna lösning är att VOLL är ett elegant begrepp i teorin men i praktiken är det omöjligt att entydigt definiera VOLL för en marknad. Skälet är att olika kunder värderar en bortkoppling olika. Dessutom kan samma kund värdera en bortkoppling olika beroende på om det är hela förbrukningen som är bortkopplad eller bara en del samt i vilken utsträckning kunden har möjlighet att flytta sin förbrukning. Värdet varierar också beroende på hur länge som bortkopplingen varar och vilken förvarningstid som gäller. Dessutom kan vissa kunder ha tillgång till ett energilager, t ex batterier eller varmvattenackumulator om kunden har vattenburen elvärme.

Helt andra perspektiv öppnas om det i stället är eller blir möjligt för elkunderna att påverka prisbildningen med sin individuella värdering av en lastminskning alternativt en lastförflyttning. Troligen kommer det att innebära att vi finner en balans mellan utbud och efterfrågan vid ett pris under pristaket (precis som hittills i Sverige). I så fall finns det inget behov av ett politiskt beslut som fastställer värdet av bortkopplad last, dvs VOLL. En huvudorsak till att vi redan idag har en efterfrågan som till viss del är priskänslig är att många industrier i sin budgivning till spotmarknaden lämnar bud som är prisberoende, dvs den efterfrågade kvantiteten varierar med vilket spotpris som kommer att gälla. För framtiden är det angeläget med fokus på åtgärder som kan ge elkunderna en aktivare kundroll så att alla kundkategoriers priskänslighet i ökad utsträckning kommer till uttryck i prisbildningen.

Att införa en kapacitetsmarknad är en mycket långsiktig lösning i dubbel bemärkelse. Den tar lång tid att införa. Frankrike och Storbritannien tog 2010 de första principbesluten om att införa en kapacitetsmarknad men kapacitetsmarknaderna kommer trots ett intensivt förberedelsearbete att inte vara i drift förrän tidigast 2017 resp 2018/19. Samtidigt är ett införande av en kapacitetsmarknad en så genomgripande och omfattande förändring av elmarknaden att det är svårt att identifiera hur en kapacitetsmarknad skulle kunna avvecklas om man

så skulle önska i framtiden. Ett införande av en kapacitetsmarknad är också förknippat med betydande risker. Det är en omfattande reglering och resultatet är beroende av reglerarens utgångspunkter och antaganden när denne utformar reglerna.

Det finns en betydande potential för en ökad efterfrågefleksibilitet. Det finns också åtgärder för en aktivare kundroll som bör kunna medföra att en ökande andel av denna potential i framtiden tillvaratas i marknadens prisbildning. Det finns därför all anledning att inte nu införa en kapacitetsmarknad. Först om det visar sig att en ökad efterfrågefleksibilitet inte är möjlig att förverkliga bör införandet av en kapacitetsmarknad kunna aktualiseras. Ett beslut om införande av en kapacitetsmarknad bör då förutsätta en politisk samsyn om att andra alternativ inte kan klara leveranssäkerheten.

När elmarknadsreformen genomfördes för 20 år sedan var behovet av kortsiktig flexibilitet helt kopplat till efterfrågans kortsiktiga variationer. De kortsiktiga variationerna i svenska kunders efterfrågan är i stort desamma idag och de följer kända mönster. Det ökande behovet av kortsiktig flexibilitet hänger i stället ihop med en ökande väderberoende produktion och en ökande handel med andra länder. På kontinenten talar man allt mer om ”Batteri Norden”. Man önskar att delvis klara sitt behov av flexibilitet genom att exportera till Norden under natten och importera från Norden under dagen.

En driftsäker elförsörjning förutsätter att Svenska kraftnät som systemoperatör har tillgång till olika marknadsbaserade systemtjänster och andra systemnyttor som erhålls på annat sätt.

En problemställning som lyfts fram under senare tid är behovet av svängmassa. Att kraftsystemet uppvisar en tröghet mot förändringar i generatorernas rotations-hastighet utgör en första mycket viktig balansering av kraftsystemet och är fundamentalt för systemets frekvensstabilitet.

En annan problemställning som också analyseras av de nordiska stamnätsoperatörerna är om det verkligen kommer att finnas tillräckliga resurser för störningshantering i framtiden när allt mer av tillgänglig flexibilitet kommer att utnyttjas för upp- eller nedreglering av kraftsystemet. Även här analyseras olika möjliga lösningar. Det är också i detta sammanhang angeläget att utveckla åtgärder som möjliggör ett tillvaratagande av den efterfrågefleksibilitet som finns hos elkunderna.

Sammanfattningsvis finns det all anledning att förvänta att behovet av systemtjänster kommer att förändras. Detta gäller både omfattningen av befintliga systemtjänster som behov av nya systemtjänster. Det är redan i dagens marknadsdesign en uppgift för den systemansvariga myndigheten Svenska kraftnät att analysera i vilken utsträckning det finns behov av ändrade systemtjänster och ändrade krav på de anläggningar som är anslutna till kraftsystemet och om sådana åtgärder bör genomföras nationellt, nordiskt eller europeiskt.

Nu gällande marknadsdesign innebär att varje balansansvarig skall planera sig i balans på timnivå och är ekonomiskt ansvarig för sina obalanser på timnivå. De

balansansvariga har inget ansvar för obalanser inom timmen utan det är en uppgift för Svenska kraftnät att hantera sådana obalanser. Det ökande behovet av kort-siktig flexibilitet som hänger samman med en ökande väderberoende produktion och en ökande handel med andra länder leder dock till ökande obalanser inom timmen.

Under timmar med snabbt ökande efterfrågan på produktion är det behov av en omfattande nedreglering i början av timmen och en omfattande uppreglering i slutet av timmen. Motsvarande gäller under timmar med snabbt minskande efterfrågan på produktion. Vid en kvartsplanering från balansansvariga i stället för nuvarande timplanering kommer produktionen i stället att öka i fyra steg under timmen. Det blir då en kostnadseffektivare hantering jämfört med om de strukturella obalanserna hanteras först under drifttimmen. De nordiska stamnätsoperatörerna har startat ett projekt för att gemensamt analysera konsekvenserna av en kortare tidsskala än timme, t ex kvart, för marknadsaktörernas balansplanering och balansavräkning.

En ökande andel vindkraft och solbaserad el ökar intradagmarknadens betydelse. En ändrad väderprognos leder till behov av att anpassa balansen, t ex att sälja ytterligare el om prognosändringen visar på en ökad produktion. På vissa marknader i Europa kompletteras nu den kontinuerliga intradagmarknaden av intradagauktioner. Syftet är att koncentrera likviditeten och förenkla för aktörerna att justera och anpassa den balans de har efter spotmarknadsauktionen. Det kan finnas skäl för en sådan förändring också på den nordiska marknaden. Ett eventuellt genomförande av en sådan förändring av marknadsdesignen är dock en fråga för marknaden – inte för den politiska nivån.

Den syn på marknaden som gällde när elmarknadsreformen utformades innebar att producenter sålde till storförbrukare och elhandelsföretag. Slutkunder med liten förbrukning sågs som passiva på elmarknaden. I dag är situationen en helt annan. Åtgärder för att främja efterfrågefleksibiliteten kommer framöver att vara mycket betydelsefulla. Det är därför angeläget att vidta åtgärder som stärker kundrollen. Kunder med en huvudsäkring om högst 63 ampere är inte timavräknade utan schablonavräknade (totalt 5,3 miljoner kunder). De kan inte förändra sin elkostnad genom att flytta förbrukning från högpristimmar till lågpristimmar.

En avräkning som grundas på timvis mätning är en nödvändig förutsättning för att efterfrågefleksibilitet ska vara lönsam för hushållskunder och mindre yrkeskunder. Det är dock ingen tillräcklig förutsättning. När timavräkning för alla är genomförd kommer styrkan och snabbheten i utvecklingen av efterfrågefleksibilitet att bero på i vilken utsträckning som befintliga eller nya aktörer på elmarknaden väljer att utveckla och erbjuda nya kontraktsformer och nya tjänster till elkunderna.

Under 1980-talet innefattade nätägarrollen ofta också marknadsåtgärder för att hantera bristande kapacitet i det lokala nätet och för att kunna senarelägga eller minska behövliga nätinvesteringar. Kapacitetsproblemen var framför allt orsakade av elvärmens snabba utbyggnad. Den dåvarande tidstariffens differentiering

syftade minst lika mycket till att ge en styrsignal om lokala nätkapacitetsproblem som till att avspegla förväntade prisskillnader på inköpt kraft.

I 1990-talets elmarknadsreform betonades skillnaden mellan nätverksamhet i nätföretag och marknadsverksamhet i elhandelsföretag. Nätägarrollen koncentrerades till effektiv nätdrift. Det finns åter ett omfattande investeringsbehov i regionnät och lokalnät och utvecklingen beträffande smarta nät och smarta hem aktualiserar också nya uppgifter för ett nätföretag. I den utsträckning som det är möjligt att tillåta en sådan vidgning av nätägarrollen skapas förutsättningar för en kostnadseffektiv nätutbyggnadsplanering som ger rätt avvägning mellan nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och investeringar i energilagring.

Inom EU pågår nu en intressant diskussion kring nätägarrollen. I en rapport konstateras att problematiken är olika om nätföretagen är oberoende eller ingår i en koncern som också inkluderar elhandel och/eller produktion. En enda rollmodell bör därför inte gälla för alla nätföretag inom EU. Rapporten diskuterar också om den ekonomiska regleringen av nätföretagen bör förändras så att den stöder innovation och den ändrade nätägarrollen.

Det finns nu 20 år efter elmarknadsreformen skäl att också i Sverige förutsättningslöst pröva om den närmare preciseringen av nätägarrollen bör förändras. Betydande fördelar erhålls om det är möjligt att också för regionnät och lokalnät definiera en tydlig systemansvarsroll. Det kan konstateras att en viktig framgångsfaktor för elmarknaden hittills har varit att Svenska kraftnät tilldelades en tydlig systemansvarsroll med ett ansvar att främja marknadens utveckling.

1 Bakgrund

1.1 Uppdraget

En viktig del i Energikommissionens uppdrag är att belysa energimarknadernas funktion och organisation.

I ramöverenskommelsen juni 2016 om riktlinjer för energipolitiken framhålls följande:

”Marknadens funktion och upplägg är det som sätter ramarna för energimarknaden och alla dess intressenter. Sverige ska arbeta aktivt för att stärka nordiskt samarbete kring nätinvesteringar, utveckla samarbetet kring Nord Pool och bidra till att fullfölja utvecklingen mot en fungerande slutkundsmarknad.

I Europa och i Sverige förs en bred diskussion om vilken framtida marknadsmodell som ska användas. Det finns inget skäl att i det korta perspektivet ändra den befintliga marknadsmodell Sverige och Norden använder. Däremot är det rimligt att över tid föra en bred diskussion om den framtida marknadsdesignen.

Energikommissionen ska ta fram en särskild underlagsrapport där olika framtida marknadsdesigner med fakta och effekter beskrivs”.

Energikommissionen gav i september Björn Hagman, Hagman Energy AB, i uppdrag att ta fram en rapport som ger underlag för en diskussion om marknadsdesign för framtidens energisystem.

Frågan var om dagens marknadsmodell och marknadsmekanismer är tillräckliga för att klara den leveranssäkerhet och den flexibilitet i produktions- och förbruknings- sidan som krävs, eller om det behövs förändringar i regleringen kring elmarknaden för att möjliggöra omställningen.

1.2 Arbetets uppläggning

Den övergripande marknadsdesignen definierar vilka mekanismer och instrument som finns på marknaden och vilka roller som ges till marknadsaktörer. Marknadsdesignen definierar således ramarna för marknaden och dess utveckling. Policydesign är däremot inriktad på vilken styrka som behövs i olika instrument och mekanismer för att styra marknaden i en önskad riktning. Jag har tolkat att mitt uppdrag gäller den övergripande marknadsdesignen.

I enlighet med mitt uppdrag har jag främst utgått från befintligt material. Jag har tagit del av de studier och rapporter som kommit under de senaste åren beträffande kraftsystemets utmaningar och framtida marknadsdesign. Vidare har jag sökt följa EU-kommissionens pågående lagstiftningsarbete kring marknadsdesign.

Med hänsyn till den korta tid som gällt för uppdraget har det inte funnits tid för att genomföra avstämningar med olika intressenter rörande den analys som redovisas i denna rapport.

I stället har en kvalitetssäkring genomförts med hjälp av Hans Henrik Lindboe, Ea Energianalyse a/s i Danmark och Jørgen Bjørndalen, EC Group AS i Norge. De är två av Nordens ledande konsulter beträffande elmarknadsdesign.

De har läst rapportutkast och gett synpunkter och också deltagit i ett kvalitetssäkringsmöte tillsammans med Energikommissionens kansli. Syftet med mötet var dels att granska och förbättra rapporten, dels att ge kansliet en förståelse av de olika kritiska frågeställningar som är av betydelse. Under kvalitetssäkringen har jag fått många värdefulla synpunkter men det är jag ensam såsom rapportförfattare som är ansvarig för rapportens slutliga utformning.

I avsnitt 2 beskriver jag den nuvarande elmarknadsdesignens centrala grundstenar. De viktigaste utmaningarna som kraftsystemet står inför beskrivs därefter i avsnitt 3. Avsnitt 4 beskriver hur olika europeiska länder valt olika alternativa marknadsmodeller för att klara leveranssäkerheten. I avsnitt 5 analyseras i vilken utsträckning det i Sverige finns anledning att införa en kapacitetsmarknad för att klara leveranssäkerheten. Frågan om ändrad marknadsdesign för att klara nödvändig kortsiktig flexibilitet diskuteras i avsnitt 6. Behovet av en aktivare kundroll och möjliga åtgärder härför diskuteras i avsnitt 7. Motsvarande diskussion kring frågan om en utvidgad nätoperatörsroll innebärande ett systemansvar för region- och lokalnätoperatörerna finns avslutningsvis i avsnitt 8.

2 Centrala byggstenar i den nuvarande elmarknadsdesignen

2.1 1990-talets elmarknadsreform

Den nuvarande elmarknadsdesignen skapades i allt väsentligt i samband med 1990-talets elmarknadsreform som innebar att en ny ellag trädde i kraft 1996. Denna reform beskrivs ofta som en avreglering men någon avreglering var det knappast fråga om. Det var inte heller detaljreglering utan en tydlig makroreglering. Tyngdpunkten i regleringen vara att definiera roller och att ge aktörerna stort utrymme att inom sina respektive roller utveckla verksamheten och på så sätt främja en dynamisk utveckling av elmarknaden. Tillsynen inriktades mot marknadens funktionssätt och utveckling.

Det övergripande syftet med elmarknadsreformen var att skapa ramar för en effektivt fungerande elmarknad där konkurrens i produktion och elhandel skulle leda till ökad effektivitet och bevarad konkurrenskraft för det svenska näringslivet.

En första grundsten var därför att **elnäten skulle hållas åtskilda från produktion och handel med el.** ”Keep the generators from the grid” var mantrat i den engelska elmarknadsreform som genomfördes runt 1990 och det blev också ett mantra i den svenska elmarknadsreformen. Ett statligt affärsverk, Svenska kraftnät, skapades genom att bryta ut ansvaret för stamnätet från Vattenfall i samband med Vattenfalls ombildning från affärsverk till aktiebolag. Region- och lokalnät fick fortfarande ägas av koncerner med elproduktion eller elhandel men måste i så fall läggas i företag som var legalt åtskilda från företag som producerade eller handlade med el.

En andra grundsten var att **elnäten skulle vara tillgängliga för alla producenter och förbrukare på lika villkor.** Villkoren fick inte vara diskriminerande för någon aktör. Nätföretagen gavs en monopolställning men till monopolet koplades ett antal skyldigheter. Nätföretagen fick skyldighet att ansluta den som vill mata in eller ta ut ström från nätet, att överföra ström som matas in eller tas ut från nätet samt att mäta och rapportera i inmatningspunkter, uttagpunkter och överföringspunkter mellan nät.

En tredje grundsten var att **ta bort inträdes- och konkurrenshinder.** På elmarknaden fanns tidigare ett antal inträdeshinder och konkurrenshinder som försvårade eller omöjliggjorde för nya aktörer att ta sig in på elmarknaden. En förutsättning för att få delta i den tidigare svenska samkörningen av el var att företaget kunde visa att det uppfyllde de fastställda leveranssäkerhetskriterierna. De tidigare leveranskraven togs bort och ersattes av ett krav på ekonomiskt balansansvar. Den systemansvariga myndigheten Svenska kraftnät fick i uppgift att säkerställa den fysiska balansen under drifttimmen. Svenska kraftnät fick också som en uttalad uppgift att främja konkurrensen på elmarknaden.

En fjärde grundsten var att skapa en **gemensam svensk elmarknad.** Alla som var anslutna till elnätet skulle betala en så kallad punkttariff och få tillgång till hela den svenska elmarknaden oberoende av eventuella flaskhalsar. Detta innebar att

aktörerna skulle möta ett oändligt starkt svenskt nät. Det tidigare systemet med reservation av överföringskapaciteter skulle upphöra. Flaskhalsar inom Sverige skulle hanteras av Svenska Kraftnät genom mothandel eller begränsningar i tillgängliga kapaciteter för export eller import av el.

Det sågs som viktigt för konkurrensen att elmarknaden öppnades även för utländska producenter och förbrukare av el. En överenskommelse träffades mellan de nordiska energiministrarna om att skapa förutsättningar för en **nordisk elmarknad**. Ministrarna uttalade sin ambition att skapa en nordisk marknad för el och sin avsikt att ta bort de nationella hinder som eventuellt kunde finnas för en sådan marknad. I praktiken blev det en uppgift för de nordiska stamnätsföretagen att skapa förutsättningar för denna marknad. Elbörsen Nord Pool blev 1996 en gemensam elbörse för Norge och Sverige.

Den nya marknadsdesignen innebar en övergång till en **energy-only marknad**, dvs en producers intäkter kommer från levererad el och inga separata intäkter kommer från tillhandahållen kapacitet förutom i de fall Svenska kraftnät upphandlar systemtjänster och reserver. Svenska kraftnät tilldelades ett ansvar för den momentana balanseringen men inget ansvar för leveranssäkerheten eller för att säkerställa att tillräcklig kapacitet finns långsiktigt tillgänglig. Detta var ett ansvar för elmarknaden och dess aktörer, dvs producenter och förbrukare. Det var aktörerna som förväntades agera så att målen om en effektiv elförsörjning till gagn för konsumenterna skulle uppnås. Den dåvarande energikommissionen framhöll följande (Energikommissionen 1995, s 55 i underbilagan om försörjningstrygghet):

Rollfördelningen på den reformerade elmarknaden innebär att ansvaret för elproduktionssystemets tillräcklighet kommer att ligga i producenternas affärsmässiga ansvar gentemot sina kunder. Den planering som hittills har skett i samverkan mellan kraftföretagen kommer således i det nya regelverkets ramar i stället att ske genom uppgörelser mellan producenter och deras kunder.

Balansansvar och systemansvar var två centrala begrepp i den nya marknadsdesignen. Alla som har en anslutning till det svenska elnätet måste ha ett avtal med en balansansvarig som har tecknat ett balansansvarsavtal med Svenska kraftnät. Varje balansansvarig skall planera sig i balans på timnivå och är ekonomiskt ansvarig för sina obalanser på timnivå.

Svenska Kraftnät utsågs till **systemansvarig** myndighet och fick det övergripande ansvaret för en driftsäker elförsörjning och för att upprätthålla den momentana elbalansen, dvs. att tillförseln momentant balanserar efterfrågan. En driftsäker elförsörjning kräver att spänning, frekvens och effektflöden hålls inom fastställda gränser.

Den kortsiktiga balanseringen sker i första hand genom en reglerkraftsmarknad som är organiserad enligt marknadsmässiga principer. Dessutom har Svenska kraftnät ett bemyndigande att beordra elproducenter att, mot marknadsmässig ersättning, öka eller minska produktionen av el. Om dessa åtgärder inte är

tillräckliga får Svenska kraftnät, i den utsträckning det behövs, beordra nätägare att begränsa eller avbryta överföringen till användare av el. Tillräckliga reserver måste vara tillgängliga för att klara driftsäkerheten om bortfall av produktion eller nätdelar skulle inträffa. I annat fall kan en störning förorsaka en nätkollaps som innebär att elöverföringen upphör till alla användare av el.

2.2 Förändringar efter elmarknadsreformen

Efter 1996 har marknadsdesignen vid flera tillfällen kompletterats eller reviderats.

En av de första förändringarna var att 1999 infördes bestämmelser om **schablonavräkning av alla mindre kunder**. En grundsten i elmarknadsreformen var att alla kunder oavsett förbrukningens storlek skulle ha rätt att fritt välja elleverantör. Haken var att ett fritt val av leverantör förutsatte att kunden hade en mätare som mätte förbrukningen timvis och att kunden själv skulle bekosta mätarbytet. Det fanns därför en hög ekonomisk tröskel för mindre kunder att byta elleverantör och för nya elleverantörer att ta sig in på marknaden.

Schablonavräkningsreformen tog bort behovet av nya mätare hos mindre kunder som valde en ny leverantör. Förändringen åstadkoms genom att det skapades detaljerade regler för en schabloniserad balansavräkning för de kunder som inte var timmätta.

En annan viktig förändring var att riksdagen 2003 beslutade att elnätsföretagen skulle åläggas att läsa av alla kunders elmätare minst en gång per månad. Elnätsföretagen gavs dock en övergångstid för att göra nödvändiga anpassningar, vilket innebar att **månadsvis avläsning** gällde som ett krav först från och med den 1 juli 2009. Tidigare skulle kundernas elmätare läsas av minst en gång per år.

Ett skäl för reformen var att den dittillsvarande årliga avläsningen innebar betydande osäkerhet för elleverantörerna beträffande en kunds verkliga förbrukning. En månadsvis avläsning av elmätarna skulle minska osäkerheten och därigenom minska elleverantörernas obalanskostnader. Ett annat skäl var att underlätta för kunderna att följa sin förbrukning och att göra fakturorna begripligare för kunderna. Flertalet av de mätare som installerades till följd av reformen klarar inte bara månadsvis avläsning utan också att läsa av och rapportera förbrukningen timvis och många är dessutom utrustade för tvåvägskommunikation.

När elmarknaden konkurrensutsattes genom elmarknadsreformen valde flera producenter att lägga befintliga oljekondenskraftverk i malpåse av lönsamhetsskäl. Detta skapade en osäkerhet om försörjningstryggheten verkligen var acceptabel. År 2000 kom Svenska kraftnät överens med branschorganisationen Svensk Energi om att upphandla en **effektreserv** på ca 1 000 MW under åren 2000-2003 och att kostnaden skulle fördelas på de balansansvariga företagen. År 2003 beslutade riksdagen om en ordning som reglerade upphandlingen av effektreserv. Effektreserven fick uppgå till högst 2 000 MW. Lagen var tillfällig. Inledningsvis skulle den gälla i fem år till mars 2008. Lagen har därefter förlängts vid ett antal tillfällen. Riksdagen beslutade 2016 att förlänga lagen till 2025.

Elcertifikatsystemet infördes 2003 och är ett marknadsbaserat stödsystem för utbyggnad av elproduktion. De elproducenter vars elproduktion uppfyller kraven i lagen om elcertifikat får ett elcertifikat för varje megawattimme (MWh) el som de producerar. Efterfrågan på elcertifikat skapas då elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller elanvändning. Mängden elcertifikat som ska köpas ändras från år till år i takt med att kvoten successivt ändras. Elcertifikatsystemet påverkar investeringarna i förnybar elproduktion genom att det ger producenterna en extra intäkt för den producerade elen. Det är marknadsbaserat eftersom priset på elcertifikat inte är fastställt av staten utan är ett marknadspris som beror på utbudet av och efterfrågan på elcertifikat. Här finns en viktig skillnad i förhållande till de vanliga stödsystemen inom andra EU-länder där staten garanterar priserna på el från förnybara energikällor med så kallade feed in-tariffer.

EUs utsläppshandel regleras genom ett särskilt direktiv som omfattar alla EUs medlemsländer. **Handel med utsläppsrätter** infördes för att vara det huvudsakliga verktyget för att nå EUs åtagande om minskade utsläpp av växthusgaser enligt Kyotoprotokollet. Målet var att skapa en effektiv europeisk marknad för utsläppsrätter med minsta möjliga negativa påverkan på ekonomisk utveckling och sysselsättning inom unionen.

Systemet med utsläppsrätter avser koldioxidutsläpp från industriproduktion generellt varav elproduktion är en del. Utsläppsrätter tilldelas dels genom auktioner, dels gratis enligt vissa regler. De kan därefter handlas. Den av EU tilldelade mängden utsläppsrätter blir ett tak för de totala utsläppen från den handlande sektorn. En anläggningsinnehavare måste årligen redovisa ett innehav av utsläppsrätter som motsvarar anläggningens utsläpp. Handelssystemets första fas löpte under perioden 2005-2007. Den andra handelsperioden var 2008-2012 medan den tredje perioden varar 2013-2020. Inom EU diskuteras nu den slutliga utformningen av det direktiv som ska gälla för den fjärde handelsperioden 2021-2028.

Den första november 2011 delades den svenska elmarknaden i **fyra elområden**. I stället för ett svenskt budområde till Nord Pools spotmarknad blev det fyra budområden och i stället för ett svenskt område för balansavräkningen blev det fyra områden för balansavräkningen. När elmarknadsreformen infördes i mitten av 1990-talet var det närmast självklart att Sverige skulle vara en enda sammanhållen marknad. Eventuella överföringsbegränsningar inom Sverige hanterade Svenska Kraftnät genom mothandel eller begränsningar i export- och/eller importkapaciteter. På så sätt kunde Svenska Kraftnät skapa förutsättningar för ett enda anmälningssområde till spotmarknaden och ett gemensamt elpris för hela landet. Perspektivet var nationellt och inriktat på att skapa en gemensam svensk elmarknad.

Utvecklingen av först den nordiska och senare också den europeiska elmarknaden innebar emellertid att den svenska hanteringen av överföringsbegränsningar ifrågasattes av utländska aktörer. Det ifrågasattes om reduktion av exportkapaciteter är förenlig med principerna för den gemensamma nordiska

elmarknaden och för EUs inre marknad. EU-kommissionen kom efter en anmälan från danska aktörer att vara pådrivande i frågan. Svenska kraftnät lämnade förslag på ett frivilligt åtagande till EU-kommissionen under 2009. EU-kommissionen godkände detta åtagande och gjorde det bindande under en tioårsperiod. I korthet innebar åtagandet att Svenska kraftnät ska förändra Sveriges sätt att hantera överföringsbegränsningar i det svenska elnätet genom att dela in landet i fyra budområden till Nord Pools spotmarknad. Indelningen av Sverige i elområden kan mot denna bakgrund ses som en konsekvens av utvecklingen från en nationell elmarknad till en nordisk och en europeisk elmarknad.

EUs första **elmarknadsdirektiv** beslutades 1997, det andra beslutades 2003 och det tredje 2009. EUs elmarknadsdirektiv har i mycket inneburit att den marknadsdesign som gällt i Sverige och i Norden har blivit gällande i hela EU. De förändringar i den svenska lagstiftningen som genomförts till följd av EUs elmarknadsdirektiv är därför få och förhållandevis marginella.

Ett viktigt undantag är att det tredje paketet 2009 också innehöll detaljerade regler för hur ”**nätkoder**” ska tas fram för tolv olika områden. Av EU beslutade nätkoder blir på samma sätt som EU-förordningar bindande i sin helhet och direkt tillämpliga i varje medlemsstat. Förändringar i nätkoder kommer att kräva en så kallad ”commitmentology procedure”.

Den nätkod som har störst betydelse för spotmarknadens design är riktlinjen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (på engelska ”guideline on capacity allocation and congestion management” (CACM GL)). Denna riktlinje beslutades 2015 och föreskriver bland annat en utveckling mot **marknads-koppling** mellan budområden och regler för hur budområden ska definieras och hur överföringskapaciteter mellan budområden ska beräknas.

Utvecklingen under de senaste åren har inneburit att nu är över 20 europeiska länder marknadskopplade i en gemensam spotmarknad. På samma sätt som tidigare varit möjligt i den gemensamma nordiska spotmarknaden kan handel mellan dessa länder nu ske utan att några fysiska överföringskapaciteter behöver anskaffas. Det är nu möjligt för kunder och elhandlare att köpa sin el i spotmarknaden och för producenter att sälja sin el i spotmarknaden. När bilaterala fysiska avtal inte längre är nödvändiga underlättas konkurrens på lika villkor eftersom alla aktörer möter samma spotpris oberoende av vilken marknadstygnd de har. En förutsättning för strategier som innebär köp och försäljning i spotmarknaden är att det finns finansiella marknader som möjliggör för aktörerna att hantera den risk som är kopplad till spotprisets svängningar. Det finns nu mogna finansiella marknader inte bara i Norden utan också i flera andra länder.

3 Elmarknadens nya möjligheter och nya utmaningar

Elmarknadens övergripande marknadsdesign har fungerat väl under de 20 år som gått sedan 1990-talets elmarknadsreform. Det är dock angeläget att identifiera om det nu finns nya möjligheter och nya utmaningar för elmarknaden och att analysera om de nya möjligheterna och utmaningarna bör föranleda en ändrad design av elmarknaden.

Expansion av förnybar el baserad på vind och sol är önskvärd utifrån de energipolitiska målsättningarna. Denna elproduktion är dock ostyrbar och oreglerbar jämfört med annan elproduktion. Annan elproduktion styrs och regleras med hänsyn till hur efterfrågan på el varierar medan förnybar el baserad på vind och sol är väderberoende och varierar i enlighet med variationerna i vindens och solinstrålningens energiinnehåll.

Expansionen av vindkraft och solbaserad el leder till två huvudutmaningar för marknadsdesignen:

- 1) Hur ska leveranssäkerheten klaras vid toppar i efterfrågan på el?**
- 2) Hur ska den momentana balansen klaras vid snabba variationer i produktionen av väderberoende kraft?**

Expansionen av vindkraft och solbaserad el leder vidare till ett behov av omfattande nätutbyggnader. Detta gäller inte bara stamnät utan också regionnät och lokalnät. Till detta kommer de nya möjligheter som smarta nät kan innebära. IT-utvecklingen har inneburit att det nu finns helt andra möjligheter än tidigare till kostnadseffektiv kommunikation och styrning. För **regionnät och lokalnät** finns nu följande två huvudutmaningar för marknadsdesignen:

- 3) Hur få nätföretagen att agera optimalt utifrån de nyttor som smarta nät kan ge?**
- 4) Hur främja kostnadseffektiv utbyggnadsplanering som ger rätt balans mellan nätutbyggnader, åtgärder på efterfrågesidan och energilagring?**

Beträffande utmaning 1) beskrivs i avsnitt 4 några länders alternativa marknadsdesigner för att klara leveranssäkerheten. I avsnitt 5 analyseras om det nu finns skäl att införa en kapacitetsmarknad i Sverige. Frågan om utmaning 2) bör föranleda en ändrad marknadsdesign analyseras i avsnitt 6. En gemensam slutsats beträffande utmaningarna 1) och 2) är behovet av en aktivare kundroll. Möjliga åtgärder härför diskuteras i avsnitt 7. Utmaningarna 3) och 4) är kopplade till nätoperatörsrollen. Frågan om en utvidgad nätoperatörsroll innebärande ett systemansvar också för region- och lokalnätsoperatörer diskuteras avslutningsvis i avsnitt 8.

4 Alternativa marknadsdesigner för att klara leveranssäkerheten

En huvudfråga är om en **energy-only marknad** kan klara den framtida leveranssäkerheten **eller** om det är nödvändigt att också införa en **kapacitetsmarknad**. En kapacitetsmarknad innebär att en producent inte bara får betalt för den energi som produceras utan också via kapacitetsmarknaden får betalt för att ställa kapacitet till förfogande när elsystemet så kräver. Vissa länder som inte inför kapacitetsmarknader för all produktion har sett behov av att övergångsvis införa kapacitetsmekanismer såsom effektreserv eller strategisk reserv för att under en övergångstid behålla olönsamma anläggningar som annars skulle ha lagts ned.

Inspirationen till kapacitetsmarknader kommer från USA. Den största marknaden är den så kallade PJM-marknaden i nordöstra USA. Den moderniserades 1999 och kom då att innefatta ett kapacitetselement. År 2007 infördes en ny design av **PJMs kapacitetsmarknad** som benämndes *Reliability Pricing Model (RPM)*. All förbrukning är tvungen att köpa kapacitet motsvarande sin toppförbrukning plus en reservmarginal. Syftet är att etablera ett marknadspris på kapacitet som ger behövlig ny kapacitet en totalintäkt (inklusive energiintäkter) som täcker dess kostnad.

Ett problem med PJMs kapacitetsmarknad har varit att kapacitetsmarknadens pris ibland avvikit kraftigt från vad som uppfattats vara ett rimligt pris på kapacitet vilket har lett till tryck på att vidta ad hoc-ändringar i marknadsreglerna som senare i sin tur har lett till oavsedda konsekvenser. Ett annat problem har varit att säkra att den kapacitet som fått betalning faktiskt finns till förfogande när den ska finnas till förfogande. Ett tredje problem har varit att systemet är administrativt tungt.

Inom EU har bland andra Storbritannien, Frankrike och Italien beslutat att införa kapacitetsmarknader. Tyskland, Nederländerna och de nordiska länderna har tagit ställning för att inte nu införa kapacitetsmarknader. I det följande beskrivs översiktligt för Storbritannien, Frankrike, Tyskland och Danmark hur marknadsdesignen avses utformas för att klara leveranssäkerheten. Avslutningsvis beskrivs vilka förändringar i EUs marknadsdesign som troligen kommer att ingå i EUs kommande vinterpaket.

4.1 Storbritannien

I Storbritannien är utmaningen att många äldre kolkraftverk ska stängas av miljöskäl och att man förväntar att förbrukningen ska stiga.

Department of Energy and Climate Change (DECC) publicerade 2010 ett konsultationsdokument om elmarknadsreformer för att klara de långtgående målen. Efter bearbetning av konsultationssvaren publicerades 2011 ett så kallat

White Paper (DECC 2011). De viktigaste förslagen var ett lägsta-pris för utsläppsrätter, investeringsstöd för nya produktionsanläggningar med låga koldioxidutsläpp samt en kapacitetsmarknad för att säkra leveranssäkerheten. Parlamentet beslutade 2013 om en elmarknadsreform som innehöll dessa förslag. Det första regelverket för kapacitetsmarknaden fastställdes 2014 (DECC 2014). Regelverket har därefter ändrats vid flera tillfällen.

Kapacitetsmarknaden är utformad som en **centraliserad auktionsbaserad marknad** med två årliga auktioner. Den ena auktionen avser leverans fyra år efter auktionsåret (T-4) och avser huvuddelen av den målsatta kapaciteten. Den andra auktionen avser leverans ett år efter auktionsåret (T-1) och avser resterande volym av den uppdaterade målsatta kapaciteten.

Den målsatta kapaciteten fastställs av regeringen efter rekommendation av National Grid. National Grid ska basera sin rekommendation på det leveranssäkerhetskrav som fastställts av regeringen. För närvarande är detta krav att den förväntade förlusten av last (*loss of load expectation, LOLE*) ska vara maximalt tre timmar per år.

Den som vill delta i auktionen måste genomgå en prekvalificeringsprocess. I denna process fastställs vilken kapacitet som kan antas vara tillgänglig i en höglastsituation (*de-rated capacity*) från en produktionsenhet, en efterfrågeminskning eller en utlandsförbindelse. En anläggning som får annat statligt stöd får inte delta i auktionen. Detta innebär att auktionen inte innefattar vind, sol, biomassa, ny kärnkraft m m. Däremot tas hänsyn till dessas produktion när den målsatta kapaciteten beräknas.

Kontraktperioden är ett år för existerande kapacitet, tre år för reinvesteringar och femton år för nyinvesteringar. Kontrakterade kapaciteter är skyldiga att leverera (produktion eller efterfrågeminskning) när systemoperatören publicerar en kapacitetsmarknadsvarning att elsystemet är ansträngt. Straffavgift ska betalas om skyldigheten inte uppfylls.

Kostnaderna ska finansieras genom en avgift på alla elleverantörers leveranser mellan 16.00 och 19.00 vinter vardagar.

EU-kommissionen beslutade juli 2014 att godkänna att Storbritanniens kapacitetsmarknadsutformning är förenlig med EUs statsstödsregler. De brittiska åtaganden som gjordes innefattade bl a att utlandsförbindelser ska kunna delta i auktionen. Däremot innefattade åtagandena inte en direkt möjlighet för aktörer i grannländerna att delta i auktionen.

Den första T-4 auktionen genomfördes december 2014 och avsåg 2018/19. Den andra genomfördes december 2015 och avsåg 2019/20. En tredje auktion genomförs december 2016 avseende 2020/21. Den första T-1 auktionen genomförs om ett år avseende 2018/19.

Den första auktionen resulterade i att 49 300 MW anskaffades till en årlig ersättning om 19 400 £/MWh. I den andra auktionen anskaffades 46 300 MW till en årlig ersättning om 18 000 £/MWh. Ca 5 procent av anskaffad kapacitet är ny

kapacitet. I den första auktionen anskaffades 200 MW efterfrågeminuskningar medan 500 MW anskaffades i den andra auktionen.

4.2 Frankrike

Frankrike beslutade 2010 en lag om ny organisation av elmarknaden, den så kallade NOME-lagen. Lagen innefattade bl a att det ska införas ett krav på elleverantörerna att inneha kapacitetsgarantier och att dessa garantier ska kunna handlas på en marknad.

Ett regeringsdekret 2012 preciserade de generella riktlinjerna för organisering av den kommande kapacitetsmarknaden. Kravet på elleverantörerna ska baseras på deras kunders verkliga förbrukning under topplastperioder. En leverantör måste inneha **kapacitetscertifikat** motsvarande detta krav. Den franska systemoperatören RTE ska utfärda kapacitetscertifikat baserade på en anläggnings eller en efterfrågeminskningsåtgärds förväntade bidrag under en topplastperiod (beräkningen motsvarar i mycket Storbritanniens beräkning av "de-rated capacity").

RTE redovisade 2014 ett förslag till preciserade regler för den nya kapacitetsmarknaden (RTE 2014). De nya reglerna fastställdes senare av regeringen.

Den franska kapacitetsmarknaden är till skillnad från den brittiska en decentraliserad marknad. Det är inte staten som i en auktion köper kapacitet. I stället har Frankrike ålagt elleverantörerna att inneha kapacitetscertifikat. Däremot är det staten genom RTE som fastställer hur kravet på elleverantörerna ska beräknas och på så sätt är det också i Frankrike staten som fastlägger vilken kapacitet som ska vara tillgänglig.

Utgångspunkten för kravet på en elleverantör är dennes faktiska levererade effekt under ansträngda perioder. Sådana ansträngda perioder ska indikeras av RTE en dag i förväg. Leverantörens topp effekt korrigeras i efterhand av RTE till vad den skulle ha varit under en tioårsvinter. Den korrigeras också med hänsyn till sammanlagring m m. Beräkningen utgår från en bristrisk om tre timmar per år. Elleverantören måste inneha kapacitetscertifikat motsvarande denna korrigerade leveranstopp. Genom att de parametrar som RTE använder för att kalkylera kravet är kända i förväg anses elleverantören ha tillräcklig förutsättning för att i förväg beräkna sitt behov av kapacitetscertifikat.

All produktion som är nätansluten deltar i en certifieringsprocess. RTE fastställer i denna process vilket bidrag som en anläggning kan förväntas ge i en bristsituation med hänsyn till möjlig produktion och förväntad tillgänglighet. Kapacitetscertifikat tilldelas i förväg utifrån denna beräkning. Det är olika processer för existerande anläggningar, för planerade anläggningar och för efterfrågereduktioner. I en verifieringsprocess i efterhand fastställs den verkliga tillgängligheten under systemkritiska perioder.

En elleverantör kan anskaffa kapacitetscertifikat genom egna produktionsanläggningar eller egna åtgärder för efterfrågefleksibilitet, genom bilaterala köp

eller genom handel på en marknadsplats. EPEX Spot beslutade 2015 att lansera en marknadsplats för handel i franska kapacitetscertifikat.

EU-kommissionen startade november 2015 en fördjupad granskning av om den franska kapacitetsmarknadens utformning är förenlig med EUs statsstödsregler. Under granskningen åtog sig Frankrike att genomföra ett antal förändringar. Nya anläggningar ska kunna få sjuåriga kapacitetscertifikat i stället för ettåriga. Också produktion och efterfrågefleksibilitet i grannländerna ska kunna få kapacitetscertifikat inom ramen för förväntad importkapacitet på utlandsförbindelserna när det är effekttoppar. Frankrike har vidare åtagit sig att införa en serie åtgärder för att förhindra möjlig marknadsmanipulation. EU-kommissionen beslutade den 8 november 2016 att godkänna att den franska kapacitetsmarknaden med dessa förändringar är förenlig med EUs statsstödsregler (COM 2016b).

Tidigare franska beslut har inneburit att 2017 ska vara det första leveransåret för den franska kapacitetsmarknaden. I samband med offentliggörandet av EU-kommissionens godkännande deklarerade Frankrike att det fortfarande gäller att den franska kapacitetsmarknaden ska börja gälla från och med 2017.

4.3 Tyskland

I Tyskland har det under åtskilliga år varit en intensiv debatt kring behovet av att införa en kapacitetsmarknad. Branschorganisationer och många andra har menat att ett införande av en kapacitetsmarknad är nödvändigt för framtida leveranssäkerhet när andelen el baserad på vind och sol blir allt större och kärnkraften ska vara helt avvecklad 2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) publicerade 2014 en så kallad grönbok avseende åtgärder för en förändring av elmarknadens design (BMWi 2014). Grönboken ställer två huvudriktningar mot varandra. Den ena innebär att elmarknaden utvecklas mot ”**Strommarkt 2.0**” där hinder mot korrekta prissignaler eliminerats. Den andra är att det också skapas en kapacitetsmarknad. Grönboken sändes ut som ett diskussionsunderlag på en bred konsultation.

Resultaten av konsultationen och ministeriets ställningstaganden publicerades 2015 i vitboken ”Ein Strommarkt für die Energiewende” (BMWi 2015). Vitboken presenterar vilka byggstenar som bör finnas i en elmarknad 2.0 för att energiomställningen ska kunna genomföras på ett sätt som står i samklang med målen om en långsiktigt ekonomisk, ekologisk och säker elförsörjning.

Det slås i vitboken fast att elmarknaden 2.0 bör vara en energy-only marknad där hinder för korrekta prissignaler ska elimineras. Någon kapacitetsmarknad bör inte införas. Däremot behövs en strategisk reserv (effektreserv) under en övergångsperiod för att ge extra leveranssäkerhet utöver den som erhålls genom elmarknaden under energiomställningen. De anläggningar som ingår i den strategiska reserven ska vara anläggningar som annars skulle ha lagts ned. De ska hållas utanför elmarknaden och inte få påverka dess prisbildning. Den strategiska

reserven bedöms behöva vara ca 5 procent av topplasten. Det framhålls att det dessutom i södra Tyskland behövs en regional nätreserv för att klara säkerheten fram tills överföringsnätet mellan norra och södra Tyskland är utbyggt.

Tre huvudargument anförs för valet av energy-only marknad i stället för kapacitetsmarknad.

- **Leveranssäkerhet:** Kapacitet får ersättning implicit i en energy-only marknad. Elmarknad 2.0 där hinder mot korrekta prissignaler har eliminerats säkrar den långsiktiga leveranssäkerheten. Genomförda analyser visar att den nödvändiga kapaciteten via marknadsmekanismerna erhåller tillräcklig ersättning utan att en kapacitetsmarknad behöver skapas.

- **Kostnadseffektivitet:** Kombinationen av en energimarknad och en kapacitetsmarknad ökar kundernas totala kostnader. Kapacitetsmarknader är dessutom komplicerade och ger risk för fel i samband med regleringen av dess utformning och dess drift som kan medföra stora konsekvenser för olika grupper av aktörer.

- **Innovation och hållbarhet:** En elsystem med en hög andel vind och sol förutsätter utveckling och införande av nya flexibilitetsmöjligheter. Introduktion av nya flexibilitetsmöjligheter är svårt på en reglerad marknad där fokus blir på existerande lösningar. Nya innovativa lösningar utvecklas i stället bäst på en konkurrensmarknad. Korrekta prissignaler leder därför till mest samhälls-ekonomiskt effektiv integration av vind och sol på såväl kort som lång sikt.

4.4 Danmark

En viktig frågeställning i Danmark är att en mer fluktuerande elproduktion baserad på vind och sol leder till nya utmaningar i fråga om leveranssäkerheten.

Den danska systemoperatören Energinet.dk bjöd 2014 in olika organisationer och aktörer till ett projekt där utmaningarna skulle analyseras i ett brett perspektiv och lösningar utarbetas. Syftet var att utarbeta ”**Markedsmodel 2.0**” som skulle ange hur den framtida marknadsdesignen bör utformas.

Projektets slutrapport 2015 pekade på tre huvudområden där det är behov av förändringar (Energinet.dk 2015).

- Bristrisken riskerar att bli för hög i östra Danmark. Däremot förväntas de leveranssäkerhetskriterier som Energinet.dk fastställt även fortsättningsvis komma att uppfyllas i västra Danmark.

- Efterfrågefleksibilitet behöver öka. Det är dels behov av ökad elanvändning när det är mycket god tillgång på vindkraft och solbaserad el, dels behov av minskad elanvändning i knapphetssituationer när elproduktionen är otillräcklig.

- Viktiga systemnyttor försvinner när stora kraftverk stänger eller producerar allt färre timmar. De viktiga systemnyttor för elsystemets drift som de stora kraftverken i dag levererar kommer inte att bli naturligt levererade i samband med elproduktion från kraftverken.

När det gäller leveranssäkerheten i östra Danmark bedöms utbyggnaden av Kriegers Flak ge ett viktigt bidrag från 2019. Anslutning av Kriegers Flak till såväl det tyska som det danska stamnätet möjliggör att effekt kan levereras från Tyskland till Danmark och därigenom minska bristrisken i Östdanmark. Att införa en kapacitetsmarknad bedöms vara en onödigt stor och långtgående förändring. I stället föreslås strategisk reserv som lösning om leveranssäkerheten bedöms riskera bli otillräcklig i östra Danmark. Det påpekas också att eftersom Tyskland och Sverige väljer strategisk reserv i stället för kapacitetsmarknad är det också av detta skäl förnuftigt att Danmark inte isolerat går en väg mot en kapacitetsmarknad.

Marknadsregler som är hinder för att efterfrågefleksibiliteten ska komma till uttryck i marknaden behöver förändras. Det är angeläget att möjliggöra nya affärsmodeller i marknaden för tillvaratagande av efterfrågefleksibilitet.

När det gäller tillgången på de systemnyttor som nu erhålls från stora kraftverk konstateras att funktionaliteten kan säkras via tekniska föreskrifter, via utformning av nya systemtjänster som inköps marknadsbaserat samt via installationer i anläggningar som innehas av Energinet.dk.

4.5 EUs kommande vinterpaket

Sommaren 2015 lanserade EU-kommissionen en allmän konsultation kring ny marknadsdesign. Samtidigt lanserades också en allmän konsultation kring försörjningssäkerhet. Under 2016 har det varit ett intensivt arbete med att analysera konsekvenser av olika åtgärder och att ta fram lagförslag.

Sedan länge har kommissionen aviserat att ett vinterpaket med lagförslag om förändrad elmarknadsdesign ska presenteras i slutet av 2016. Många kommissionsföreträdare har under hösten medverkat i olika sammanhang där de kommenterat det kommande vinterpaketet. Även om vinterpaketet i skrivande stund ännu inte är offentliggjort är det således möjligt att dra vissa slutsatser om det kommande vinterpaketet.

Mycket tyder på att en huvudinriktning kommer att vara att föreslå åtgärder som stärker de kortsiktiga marknadernas funktion, dvs spotmarknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. De regler som vissa länder har om att viss produktion har prioriterad tillgång till näten kommer troligen att föreslås begränsas. Likaså kommer det troligen att föreslås att eventuella pristak slopas eller sätts till VOLL, dvs värdet av förlorad last. Paketet kommer att innehålla regler syftande till att stärka efterfrågefleksibilitetens roll i de kortsiktiga marknaderna. Vikten av att handelskapaciteter inte begränsas mellan olika länder för att lösa interna överföringsproblem har också tagits upp i olika sammanhang.

En annan huvudinriktning kommer att vara att vidta åtgärder som stärker samarbetet mellan olika länder. Det kan vara krav på regionalt samarbete i vissa frågor och europeiskt samarbete i andra. När det gäller analys av leveranssäkerhet och

hantering av krissituationer kommer kommissionen att föreslå åtgärder som kräver regionalt samarbete.

Frågan om nätägarrollen har också ibland kommenterats av kommissionsföreträdare. Det har påpekats att det nuvarande regelverket inte ger lämpliga verktyg för nätägare att aktivt styra elflödena i sina nät och inte heller ger nätägarna incitament att investera i innovativa lösningar. Vidare har det påpekats att flexibilitet måste kunna ses som ett alternativ till nätexpansion.

Kommissionens konkurrensdirektorat lanserade april 2015 en sektorsgranskning avseende kapacitetsmarknader och kapacitetsmekanismer i elva länder, däribland Sverige. Frågeställningen är i vilken utsträckning existerande kapacitetsmekanismer är i strid med statsstödsreglerna. En interimrapport presenterades april 2016 (COM 2016a). Ett fokus i interimrapporten var i vilken utsträckning det finns möjlighet för aktörer i andra länder att omfattas eller om mekanismen är begränsad till det egna landet. Det har aviserats att slutrapporten från sektorsgranskningen kommer att presenteras i slutet av 2016. Det är oklart i vilken utsträckning också vinterpaketet kommer att innehålla ställningstaganden beträffande kapacitetsmarknader och kapacitetsmekanismer.

5 Bör en kapacitetsmarknad nu införas i Sverige?

5.1 Leveranssäkerheten hittills

Under de 20 år som gått sedan elmarknadsreformen har bristande produktionskapacitet aldrig lett till avbrott i leveransen av el till kunder i Sverige.

Detta innebär dock inte att alla kunder alltid fått el i Sverige. Det innebär däremot att **alla elavbrott har berott på nätfel**.

Svenska kraftnät redovisar att antalet driftstörningar på stamnätet med elavbrott som konsekvens varierade mellan 1 och 22 under åren 2011-2015 (Svenska kraftnät 2015). Den icke levererade energin varierade under dessa år mellan 0,2 och 42,3 MWh. Den icke levererade effekten varierade mellan 10 och 235 MW.

Energimarknadsinspektionen presenterar årligen en sammanställning av leveranssäkerheten i Sveriges lokal- och regionnät baserat på elnätsföretagens inrapporterade avbrottsdata. Den senaste redovisningen avser 2014 (Energimarknadsinspektionen 2016). Leveranssäkerheten i både region- och lokalnät låg under 2014 överlag på en nivå nära medianvärdet för perioden 2003–2013. Den genomsnittliga avbrottstiden per kund uppgick under 2014 till 84 minuter. Ungefär 0,4 procent av kunderna hade under året en sammanlagd årlig avbrottstid på över ett dygn. Under 2014 drabbades 0,9 procent av kunderna av 12 eller fler avbrott. Ungefär 90 procent hade färre än fyra avbrott och cirka 50 procent av kunderna hade inga avbrott alls under 2014. Den genomsnittliga avbrottsfrekvensen uppgick 2014 till cirka 1,3 avbrott/kund.

Diskussionen kring leveranssäkerhet fokuserar i Sverige och i andra länder oftast kring frågan om produktionskapaciteten verkligen är tillräcklig för att klara en extrem efterfrågetopp i samband med en tioårsvinter. Även om detta är en väsentlig aspekt i frågan om leveranssäkerhet är det angeläget med en helhetssyn på leveranssäkerhet. Nätfel orsakar avbrott till kunder varje år, inte endast i samband med tioårsvintrar eller extremstormar. Eventuella **mål för leveranssäkerhet bör därför vara inriktade på avbrott till kund och icke levererad energi till kund** – oavsett om orsaken är otillräcklig produktionskapacitet eller driftstörningar i stamnät, regionnät eller lokalnät.

De första tre veckorna under 2016 var mycket kalla i Norden. Den nordiska konsumtionen var högre än 69 000 MW under 25 olika timmar fördelade på fem olika dagar under dessa veckor. Ett **nytt nordiskt konsumtionsrekord** (70 860 MW) registrerades den 21 januari kl 08-09 (Entso-E 2016). Samma timme registrerades ett nytt konsumtionsrekord i Norge medan effekttopparna i Danmark, Finland och Sverige inträffade vid andra tillfällen under de tre veckorna. Summan av de nationella effekttopparna var 72 576 MW eller 2,4 procent högre än den nordiska effekttoppen. Den nordiska elmarknaden är indelad i tolv budområden (fem i Norge, fyra i Sverige, två i Danmark och ett i Finland). Summan av de olika effekttopparna i de tolv budområdena var 73 447 MW eller 3,7 procent högre än den nya nordiska effekttoppen.

Två slutsatser kan dras av detta. Den ena är att det sannolikt med en sammanlagring som innebär att den nordiska effekttoppen är lägre än summan av de nationella effekttopparna och att de nationella effekttopparna är lägre än summan av effekttopparna i landets olika budzoner. Den andra är att det naturligtvis alltid finns en risk för att en extrem vädersituation gäller samtidigt över hela Norden och att det i ett sådant fall inte blir någon sammanlagringseffekt utan en markant högre effekttopp än det nya nordiska effekttoppen.

Den nordiska elmarknaden fungerade mycket väl under de tre toppförbrukningsveckorna. Inga allvarigare bortfall av kapacitet inträffade. Det fanns hela tiden extra kapacitet tillgänglig för marknaden. Det högsta spotpriset blev 214 €/MWh och gällde för timme 08-09 den 21 januari. Det kan ses som ett tecken på en välfungerande marknad att det högsta spotpriset inträffade under timmen med den högsta förbrukningen. Priset 214 €/MWh var gemensamt för alla budområden i Norden förutom södra Norge och västra Danmark. Dessa budområden hade 85 €/MWh som gemensamt pris med Tyskland och Nederländerna. Ett gemensamt pris innebär att det finns oanvänd tillgänglig överföringskapacitet mellan budområdena. Under många av de andra högförbrukningstimmarna användes all tillgänglig överföringskapacitet mellan norra och södra Sverige och högprisområdet innefattade endast Finland, södra Sverige och östra Danmark.

Den signal som ges av prisbildningen under de tre toppförbrukningsveckorna är att produktionskapaciteten i Norden var mer än tillräcklig för att klara ett nytt förbrukningsrekord. Det är därför inte förvånande att flera producenter i Norden nu planerar eller överväger en avveckling av produktionskapacitet. Detta gäller inte bara de äldre kärnkraftverken i Sverige. Det gäller också mycket av kondenskraften i Danmark, Finland och Sverige samt viss kraftvärme i Danmark och Finland.

Det bör observeras att en avveckling av produktionskapacitet förvärrar kapacitetssituationen inte bara i det berörda området. En minskad produktionskapacitet i ett område reducerar också den kapacitet som kan exporteras till angränsande områden och kan på så sätt öka de angränsande områdenas bristrisk. Även om det hittills varit överkapacitet på den nordiska elmarknaden kan det således bli en betydande bristrisk redan på kort sikt. Denna risk gäller framför allt Finland, södra Sverige och östra Danmark.

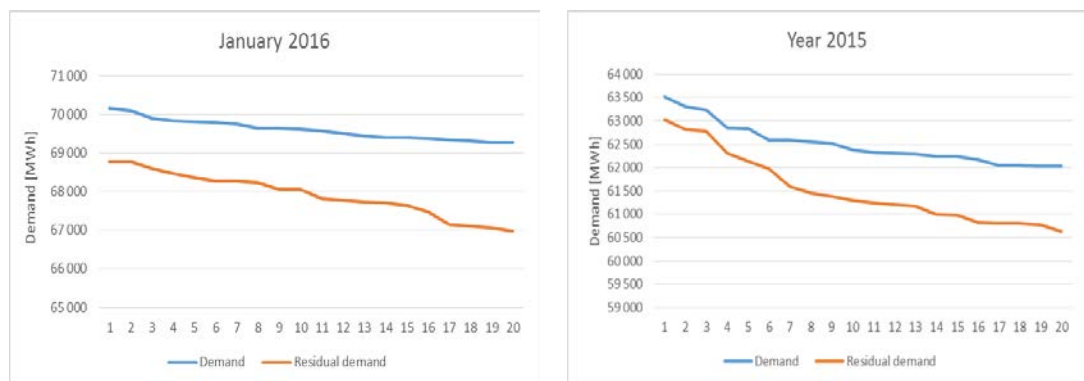
5.2 Konsekvenser för leveranssäkerheten när expansion av förnybar el

Vid en första anblick kan det tyckas att en expansion av vindkraft och solbaserad el inte bör föranleda någon problematik beträffande leveranssäkerheten. En sådan expansion innebär, allt annat lika, att den totala produktionskapaciteten ökar. Även om det skulle vara relativt vindstilla vid en efterfrågetopp är det osannolikt att det inte är någon produktion av vindkraft i Sverige. (Däremot kan det vara obefintlig produktion av solceller eftersom det är mörkt på vintern i samband med morgon- och kvällstopparna i efterfrågan på el.)

Problematiken kommer först i nästa steg och är en följd av att prisbildningen på el påverkas av ett ökat utbud av el. Lägre priser till följd av ett ökat utbud av vindkraft och solbaserad el minskar lönsamheten för annan produktion. Detta leder i sin tur till att investeringar i annan produktion senareläggs. Det leder också till avveckling av befintlig produktion i den utsträckning som ägaren bedömer att den är olönsam.

Efterfrågan på el minus utbudet av vindkraft och solbaserad el definierar behovet av annan produktion. Detta är en konsekvens av att marginalkostnaden för vindkraft och solbaserad el är låg och till och med negativ om produktionen är berättigad till elcertifikat. Denna resterande efterfrågan på annan produktion brukar betecknas "residual demand". Denna resterande efterfrågan är som nyss konstaterats alltid lägre än den totala efterfrågan. Skillnaden kan dock vara liten om väderförhållandena är sådana att det är ringa produktion av vindkraft och solbaserad el under den aktuella timmen. Om skillnaden mellan en restefterfrågetopp och en efterfrågetopp är mindre än den produktionskapacitet som avvecklats får vi i det andra steget en ökad bristrisk.

Under de tre kalla veckorna i början av 2016 varierade den danska vindkraftsproduktionen mellan 25 MW och 3 673 MW medan den svenska varierade mellan 471 MW och 2 938 MW. Timmen med det nya nordiska konsumtionsrekordet var också timmen med högst resterande efterfrågan. Under den timmen var den danska vindkraftsproduktionen 612 MW och den svenska 695 MW. Den följande figuren visar för januari 2016 och för året 2015 dels en varaktighetskurva med de 20 högsta timvärdena för efterfrågan, dels en varaktighetskurva med de 20 högsta timvärdena för resterande efterfrågan.



Figur 1: Varaktighetskurvor för januari 2016 och för året 2015 med dels de 20 högsta timvärdena för efterfrågan, dels de 20 högsta timvärdena för resterande efterfrågan. Källa: Nord Pool.

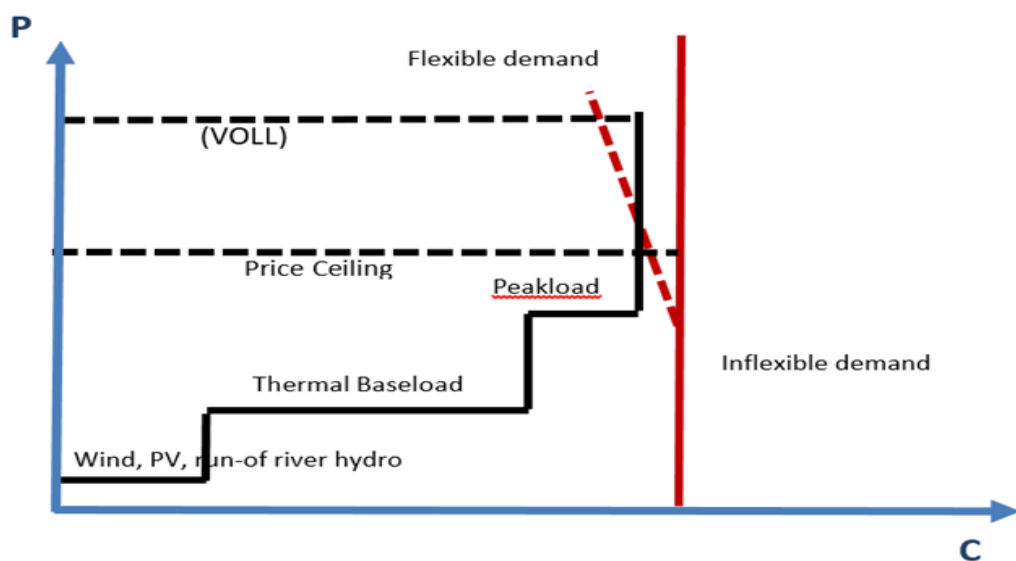
Figuren visar hur annorlunda januari 2016 var i förhållande till 2015. Det fanns inga kalla perioder under 2015 och 2015 års efterfrågetopp var 6 600 MW lägre än efterfrågetoppen januari 2016.

Figuren visar också att för både januari 2016 och för året 2015 stiger varaktighetskurvan för de högsta timvärdena för resterande efterfrågan brantare än varaktighetskurvan för de högsta timvärdena för efterfrågan. Den brantare stigningen för resterande efterfrågan är ett generellt fenomen. Skälet är att vissa

efterfrågetoppstimmar är vindstilla medan andra är blåsig. Konsekvensen är att de sista MW i utbyggnad av spetslastkapacitet för resterande efterfrågan får en kortare utnyttjningstid än den utnyttjningstid som tidigare gällt. En ökande andel förnybar el leder därför till att det blir allt svårare att på marknadsmässiga grunder få till en produktionsutbyggnad som helt svarar mot maximal resterande efterfrågan, dvs den del av efterfrågan som inte täcks av vindkraft och solbaserad el.

5.3 Prisbildning under efterfrågetoppar

I följande figur visas hur utbudet ökar när priset ökar. Till sist blir det dock ingen utbudsökning utan utbudet är konstant oavsett hur högt priset är. All tillgänglig produktionskapacitet är då fullt utnyttjad.



Figur 2: Prisbildning under en timme med brist på tillgänglig produktionskapacitet

Det pristak som nu gäller på spotmarknaden är 3 000 €/MWh (motsvarar 30 kr/kWh). Hittills har det svenska spotmarknadspriset aldrig nått den nivån. Det krävs 20 timmar med ett pris motsvarande pristaket för att en marginell spetslastanläggning skall ge 60 000 € i intäkter. Detta motsvarar den årliga kapitalkostnaden för en spetslastanläggning som ofta bedöms vara i intervallet 50-70 000 €/MWh. Om efterfrågan är helt konstant oavsett pris innebär detta att en marknad med perfekt information leder till 20 timmar per år med bristande produktionskapacitet.

En lösning på problemet skulle kunna vara att höja pristaket. Om pristaket exempelvis höjs till 20 000 €/MWh (motsvarar 200 kr/kWh) räcker det med tre timmar med maxpris för att få lönsamhet i en marginell spetslastanläggning. I så fall leder en energy-only marknad med perfekt information till samma bristrisk som en kapacitetsmarknad. I såväl den brittiska som den franska kapacitetsmarknaden beräknas kapacitetsbehovet med utgångspunkt i tre timmars bristrisk. Det bör i sammanhanget observeras att spotmarknadens pristak inte längre

beslutas på nationell eller nordisk nivå. Marknadskopplingen av över 20 europeiska länder förutsätter ett gemensamt pristak för de länder som deltar i marknadskopplingen. Det gemensamma pristaket fastställs på EU-nivå i enlighet med regelverket i riktlinjen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM GL).

Den lösning som rekommenderas av många nationalekonomer är att pristaket höjs till värdet av bortkopplad last (value of lost load, VOLL). Problemet med denna lösning är att VOLL är ett elegant begrepp i teorin men i praktiken är det omöjligt att entydigt definiera VOLL för en marknad. Skälet är att olika kunder värderar en bortkoppling olika. Dessutom kan samma kund värdera en bortkoppling olika beroende på om det är hela förbrukningen som är bortkopplad eller bara en del samt i vilken utsträckning kunden har möjlighet att flytta sin förbrukning. Värdet varierar också beroende på hur länge som bortkopplingen varar och vilken förvarningstid som gäller. Dessutom kan vissa kunder ha tillgång till ett energilager, t ex batterier eller varmvattenackumulator om kunden har vattenburen elvärme.

Helt andra perspektiv öppnas om det i stället är eller blir möjligt för elkunderna att påverka prisbildningen med sin individuella värdering av en lastminskning alternativt en lastförflyttning. Troligen kommer det vara många kunder som inte vill betala 30 kr/kWh (det nuvarande pristaket) för hela sin förbrukning vid en extrem efterfrågetopp. I figuren ovan skulle det innebära att efterfrågan börjar minska vid ett pris långt under pristaket och att vi finner en balans mellan utbud och efterfrågan vid ett pris under pristaket (precis som hittills i Sverige). I så fall finns det inget behov av ett politiskt beslut som fastställer värdet av bortkopplad last, dvs VOLL. En huvudorsak till att vi redan idag har en efterfrågan som till viss del är priskänslig är att många industrier i sin budgivning till spotmarknaden lämnar bud som är prisberoende, dvs den efterfrågade kvantiteten varierar med vilket spotpris som kommer att gälla.

I avsnitt 7 diskuteras frågan om vilka åtgärder som kan ge elkunderna en aktivare kundroll så att alla kundkategoriers priskänslighet i ökad utsträckning kommer till uttryck i prisbildningen.

5.4 Kapacitetsmarknad jämfört med effektreserv

Att införa en kapacitetsmarknad är en mycket långsiktig lösning i dubbel bemärkelse. Den tar lång tid att införa. Frankrike och Storbritannien tog 2010 de första principbesluten om att införa en kapacitetsmarknad men kapacitetsmarknaderna kommer trots ett intensivt förberedelsearbete att inte vara i drift förrän tidigast 2017 resp 2018/19.

Samtidigt är ett införande av en kapacitetsmarknad en så genomgripande och omfattande förändring av elmarknaden att det är svårt att identifiera hur en kapacitetsmarknad skulle kunna avvecklas om man så skulle önska i framtiden.

Ett införande av en kapacitetsmarknad är också förknippat med betydande risker. Det är en omfattande reglering och resultatet är beroende av reglerarens utgångspunkter och antaganden när denne utformar reglerna. Det kan förväntas omfattande politiska och industriella påtryckningar om utformningar och ändringar som gynnar olika intressen till priset av ökande totala kostnader utan att leveranssäkerheten nödvändigtvis behöver bli bättre. Det är intressant att notera att det har varit flera betydande ändringar i PJMs kapacitetsmarknad och det kommer säkerligen att bli betydande ändringar i de franska och brittiska kapacitetsmarknaderna.

En effektreserv är däremot inte ett ingrepp i dagens energy-only marknad. Anläggningar som ingår i effektreserven får inte delta i elmarknaden och påverka dess prisbildning. Det är fråga om olönsamma anläggningar som annars skulle ha lagts ned men som under en övergångstid behålls som ett extra skyddsnät till energy-only marknaden. Kapacitetsmarknaden innefattar däremot i Frankrike alla anläggningar och i Storbritannien alla anläggningar som inte erhållit statligt stöd.

Långsiktig tillit till en energy-only marknad förutsätter att marknaden är eller kommer att utvecklas till att bli välfungerande så att den ger korrekta prissignaler till investeringar och till flexibilitet i produktion och i efterfrågan. Då kan energy-only marknaden ge såväl kostnadseffektivitet som leveranssäkerhet samt goda förutsättningar för en innovativ utveckling av elsystemet.

Det är betecknande att Frankrike, Italien och Storbritannien som har beslutat att införa kapacitetsmarknad har mindre välfungerande elmarknader än Tyskland, Nederländerna och de nordiska länderna som inte har tagit sådana beslut. Frankrikes och Italiens huvudproblem är att det på respektive elmarknad finns en dominerande aktör.

Storbritannien blev ledande i elmarknadens utveckling genom elmarknadsreformen 1990. Emellertid valde den brittiska elmarknadsregleraren inför 2001 års elmarknadsreform att inte söka inspiration från de nordiska ländernas elmarknader eller de elmarknader som var under införande på kontinenten. I stället valde regleraren att hämta inspiration från naturgasmarknaden och de amerikanska elmarknaderna. Reformens fokus på bilateral handel i stället för på marknadsplatser ledde till att integrerade företag gynnades och att börshandel och oberoende elhandlare nästan helt försvann. När kapacitetsmarknaden lanserades 2010 var det en politiskt enklare lösning att genomföra i Storbritannien än att göra den omfattande reformering av elmarknaden som hade krävts om man inte infört kapacitetsmarknaden.

5.5 Regional effektreserv som en övergångslösning

I avsnitt 5.1 konstaterades att flera producenter i Norden nu planerar eller överväger en avveckling av produktionskapacitet. Även om det hittills varit överkapacitet på den nordiska elmarknaden kan det således bli en betydande bristrisk redan på kort sikt. Denna risk gäller framför allt de områden som har svagast balans, dvs Finland, södra Sverige och östra Danmark.

Brist eller inte i Extremsituationer beror på om dessa områden kan importera tillräckligt från andra områden och på möjlig inbördes handel. Det är angeläget att en analys avseende bristrisk vid efterfrågetoppar sker samordnat för södra Sverige, Finland och östra Danmark. En sådan analys bör vara probabilistisk, dvs beakta sannolikheter för att flera störningar kan inträffa samtidigt. I en samordnad analys kan också säkerställas att möjligheterna till inbördes handel mellan Finland, södra Sverige och östra Danmark varken överskattas eller underskattas.

Det nordiska systemdriftsavtalet innehåller regler för hur samtidig brist i flera områden ska hanteras och hur de olika systemansvariga ska samarbeta. Reglerna är dock inte särskilt tydliga. Detta har hittills inte varit något problem eftersom samtidig brist i flera områden aldrig har uppstått. Eftersom bristrisken på kort sikt nu ökar är det angeläget med tydligare regler för hur samtidig brist i flera områden ska hanteras.

Om den samordnade analysen visar på en icke acceptabel bristrisk redan på kort sikt för södra Sverige, Finland och östra Danmark bör en gemensam regional effektreserv tillskapas för dessa områden. Åtgärder för att möjliggöra en aktivare kundroll som innebär ökad efterfrågefleksibilitet tar tid att införa och ger mer omfattande effekter först på sikt.

Omfattningen av en effektreserv är beroende av i vilken utsträckning som avveckling av produktionskapacitet nu kommer att ske i södra Sverige, Finland och östra Danmark. Effektreserven bör kunna minska i takt med att åtgärder för att möjliggöra en aktivare kundroll ger effekt. Med en effektreserv under en övergångsperiod möjliggörs en utveckling som innebär att den marknadsbaserade efterfrågefleksibiliteten blir allt viktigare för energy-only marknadens funktion utan att leveranssäkerheten riskeras under denna övergångsperiod.

Som framgår av avsnitt 7 finns det en betydande potential för en ökad efterfrågefleksibilitet. Det finns också åtgärder för en aktivare kundroll som bör kunna medföra att åtminstone delar av denna potential tillvaratas i marknadens prisbildning. Det finns därför all anledning att inte nu införa en kapacitetsmarknad. Först om det visar sig att en ökad efterfrågefleksibilitet inte är möjlig att förverkliga bör införandet av en kapacitetsmarknad kunna aktualiseras. Ett beslut om införande av en kapacitetsmarknad bör då förutsätta en politisk samsyn om att andra alternativ inte kan klara leveranssäkerheten.

6 Behöver marknadsdesignen ändras för att klara den momentana balanseringen?

6.1 Ökande behov av kortsiktig flexibilitet

När elmarknadsreformen genomfördes för 20 år sedan var behovet av kortsiktig flexibilitet helt kopplat till efterfrågans kortsiktiga variationer. De kortsiktiga variationerna i svenska kunders efterfrågan är i stort desamma idag och de följer kända mönster. Efterfrågan är lägre under nätter och helger. Efterfrågetopparna inträffar under morgonen och under sen eftermiddag. Elvärmeförbrukningen ökar i takt med att temperaturen sjunker.

Det ökande behovet av kortsiktig flexibilitet hänger i stället ihop med en ökande väderberoende produktion och en ökande handel med andra länder.

Vindkraftsproduktionen varierar med energiinnehållet i vinden. På årsbasis är variationerna i vindens energiinnehåll mindre än variationerna i den årliga tillrinningen till vattenkraftverken. Variationerna i vindkraftens produktionsförmåga är däremot mycket stora på vecko-, dygns- och timnivå. Produktionen från ett vindkraftverk kan variera kraftigt under ett dygn och till och med under en timme allteftersom vindstyrkan varierar.

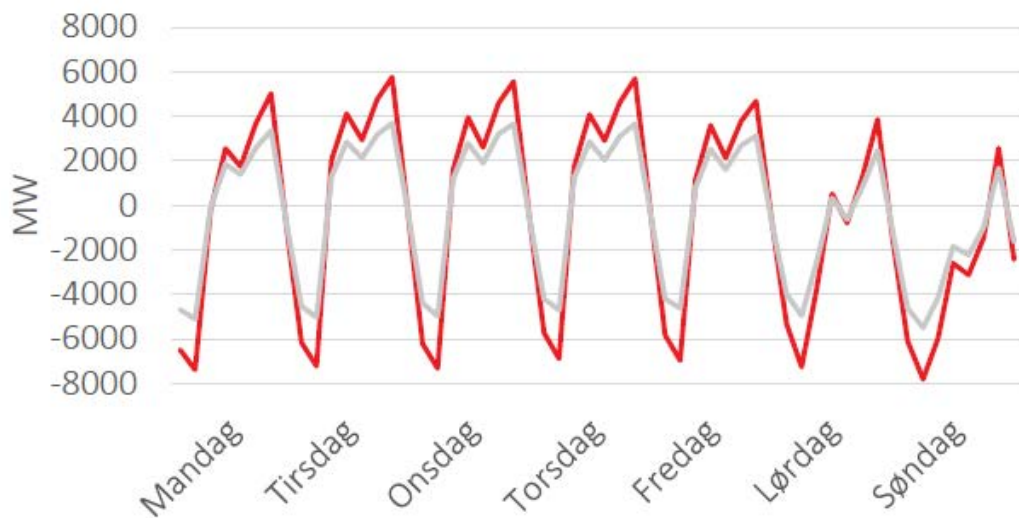
Ett särskilt problem är osäkerheten i prognoserna för vindkraftsproduktion. Den osäkerhet som hör samman med hur snabbt ett vädersystem kommer att förflytta sig minskar ju närmare drifttimmen prognosen görs. Kvar finns dock alltid en osäkerhet kring vindens styrka och dess lokala variationer. Den momentana balanseringen måste kunna hantera inte bara vindkraftens kortsiktiga variationer utan också de prognosfel som förekommer. Särskilt allvarliga prognosfel uppstår om prognosen visar vindstyrkor som ger maximal vindkraftsproduktion och den verkliga vindstyrkan blir ännu högre och produktionen upphör av säkerhetsskäl.

Vindkraftens kortsiktiga variationer är inte korrelerade med efterfrågans kortsiktiga variationer. Det innebär att det kan vara ett lågt behov av kortsiktig flexibilitet under morgonens efterfrågeökning eller kvällens efterfrågeminskning om vindkraftsproduktionen samtidigt ökar respektive minskar. Behovet av kortsiktig flexibilitet kan däremot öka kraftigt om morgonens efterfrågeökning eller kvällens efterfrågeminskning inträffar samtidigt som vindkraftsproduktionen minskar respektive ökar.

Elhandeln med omgivande länder har ökat i takt med att dessa länder fått allt mer välfungerande elmarknader. Dessutom har nya förbindelser byggts vilket möjliggjort ökade kraftflöden.

Tidigare var det relativt stabil export eller import beroende på den aktuella kraftsituationen i Sverige och i grannlandet. Nu kan dock kraftflödena på timbasis vara omfattande samtidigt som det knappt är någon export eller import på dygnsbasis. På kontinenten talar man allt mer om "**Batteri Norden**". Man önskar att delvis

klara sitt behov av flexibilitet genom att exportera till Norden under natten och importera från Norden under dagen. Följande figur visar en simulering utförd av Statnett för en representativ vintervecka 2025 avseende kraftflödet på förbindelserna mellan Norden och övriga Europa (Statnett 2016).



Figur 3: Simulerat kraftflöde mellan Norden och övriga Europa under en representativ vintervecka 2025. Källa: Statnett.

De simulerade kraftflödena innebär starkt ökade krav på den kortsiktiga flexibiliteten i Norden. Från en export på ca 6 000 MW under kontinentens kvällstopp ska kraftflödet vändas till en import av ca 7 000 MW under natten samtidigt som de nordiska elkundernas efterfrågan kraftigt minskar. Under morgonen ska sedan kraftflödet åter vändas till en export om ca 4 000 MW. Under sommarhalvåret tillkommer en ytterligare vändning mitt på dagen under soliga dagar. Överskott av solbaserad el i Tyskland ska då exporteras till Norden. När produktionen av solbaserad el minskar under eftermiddagen ska kraftflödet sedan snabbt vändas till maximal export från Norden under den kontinentala kvällstoppen när solen inte skiner. De kraftflöden som "Batteri Norden" medför kan ge Norden samhällsekonomiska vinster men det är av stor betydelse att säkerställa att det verkligen är möjligt att klara de ökade krav på den kortsiktiga flexibiliteten som de ökade kraftflödena innebär.

6.2 Systemtjänster och systemnyttor för att klara den momentana balanseringen?

En driftsäker elförsörjning förutsätter att Svenska kraftnät som systemoperatör har tillgång till olika marknadsbaserade systemtjänster och andra systemnyttor som erhålls på annat sätt.

En problemställning som lyfts fram under senare tid är behovet av **svängmassa**. Att kraftsystemet uppvisar en tröghet mot förändringar i generatorernas rotations-hastighet utgör en första mycket viktig balansering av kraftsystemet och är fundamentalt för systemets frekvensstabilitet. Alla anslutna roterande synkrona maskiner tillför svängmassa till kraftsystemet. Det är inte fysikaliskt möjligt att

momentant förändra rotationshastigheten för anslutna generatorer och motorer på grund av deras inneboende tröghet – svängmassa.

Mängden svängmassa i systemet varierar i takt med variationer i den aktuella produktionssammansättningen. Mängden svängmassa är lägst under sommaren och som lägst under sommarnätter. Hittills har dock kraftsystemets behov av svängmassa alltid bedömts vara uppfyllt.

Expansionen av vindkraft innebär dock en betydelsefull förändring. Hittills har vindkraftverkens generatorer inte varit synkront anslutna och därmed inte bidragit med svängmassa. Det finns en lägsta mängd svängmassa som det nordiska synkronsystemet i varje ögonblick kan drivas med och fortfarande vara stabilt efter en störning.

De nordiska stamnätsoperatörerna har under senare tid analyserat i vilken utsträckning som behovet av svängmassa kommer att vara uppfyllt eller riskerar att inte vara uppfyllt. Möjliga åtgärder är att ställa krav på vindkraftverkens generatorer, att investera i roterande massor såsom synkrona kondensatorer eller att på marknadsbasis betala för roterande massor i kraftsystemet när behovet av svängmassa inte är uppfyllt.

En annan problemställning som också analyseras av de nordiska stamnätsoperatörerna är om det verkligen kommer att finnas tillräckliga **resurser för störningshantering i framtiden när allt mer av tillgänglig flexibilitet kommer att utnyttjas** för upp- eller nedreglering av kraftsystemet. Även här analyseras olika möjliga lösningar. Det är också i detta sammanhang angeläget att utveckla åtgärder som möjliggör ett tillvaratagande av den efterfrågefleksibilitet som finns hos elkunderna.

Sammanfattningsvis finns det all anledning att förvänta att behovet av systemtjänster kommer att förändras. Detta gäller både omfattningen av befintliga systemtjänster som behov av nya systemtjänster.

Det är redan i dagens marknadsdesign en uppgift för den systemansvariga myndigheten Svenska kraftnät att analysera i vilken utsträckning det finns ändrade behov av systemtjänster och ändrade krav på de anläggningar som är anslutna till kraftsystemet och om sådana åtgärder bör genomföras nationellt, nordiskt eller europeiskt. I den utsträckning som detta förutsätter ändrat nationellt, nordiskt eller europeiskt regelverk är det en uppgift för Svenska kraftnät att föreslå vilka förändringar som bör göras. Den nuvarande övergripande marknadsdesignen är således inget hinder för att klara ett ändrat behov av systemtjänster.

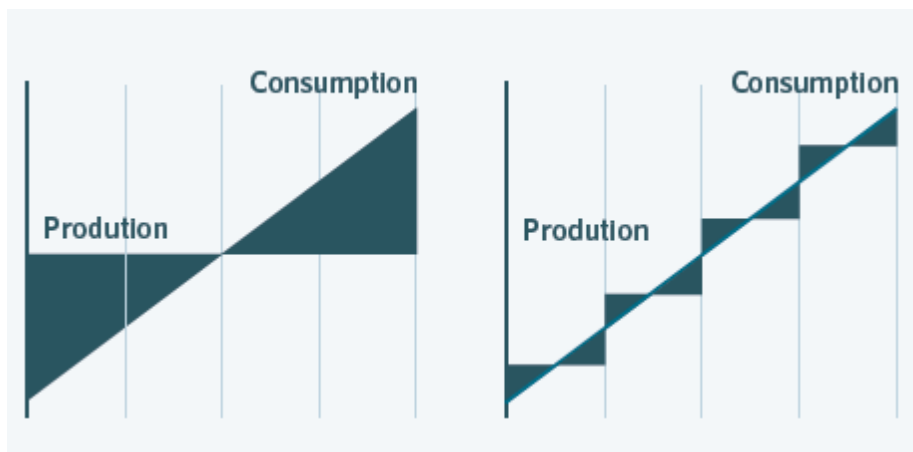
6.3 Bör marknadsaktörernas ansvar utökas från timplanering till kvartsplanering?

Nu gällande marknadsdesign innebär att varje balansansvarig skall planera sig i balans på timnivå och är ekonomiskt ansvarig för sina obalanser på timnivå. De balansansvariga har inget ansvar för obalanser inom timmen utan det är en uppgift

för Svenska kraftnät att hantera sådana obalanser. Detta är en ordning som hittills fungerat väl.

Som redovisade ovan i avsnitt 6.1 kan vi nu förvänta oss ett ökande behov av kortsiktig flexibilitet som hänger samman med en ökande väderberoende produktion och en ökande handel med andra länder. Detta leder till ökande obalanser inom timmen.

Under timmar med snabbt ökande efterfrågan på produktion eller snabbt minskande efterfrågan på produktion är en stor del av obalansen inom timmen strukturell. Följande figur illustrerar schematiskt hur en kvartspanering i stället för timplanering minskar de strukturella obalanserna till en fjärdedel.



Figur 4: Illustration av hur en övergång från timmarknad till kvartsmarknad minskar de strukturella obalanserna

Vid timplanering planerar de balansansvariga en konstant produktion under timmen även om det är en timme med snabbt ökande efterfrågan på produktion. Detta resulterar i strukturella obalanser under timmen som leder till ett behov av en omfattande nedreglering i början av timmen och en omfattande uppreglering i slutet av timmen. Vid en kvartspanering kommer i stället produktionen att öka i fyra steg under timmen och de strukturella obalanserna blir bara en fjärdedel av de strukturella obalanserna vid timplanering. Om merparten av de strukturella obalanserna kan hanteras redan i planeringsfasen innan drifttimmen blir det en kostnadseffektivare hantering jämfört med om de hanteras först under drifttimmen. En annan konsekvens är att behovet av reserver för frekvenshållning och balansering kan hållas ned.

Flera länder har en marknadsdesign som innebär att aktörernas planering och avräkning av obalanser ska ske i en kortare tidsskala än timmen. Storbritannien har halvtimmesplanering och halvtimmesavräkning. Tyskland har kvartspanering och kvartsavräkning. Inom EU diskuteras krav på kvartspanering och kvartsavräkning i samband med den nätkod för balansering som är under slutdiskussion.

De nordiska stamnätsoperatörerna har startat ett projekt för att gemensamt analysera konsekvenserna av en kortare tidsskala än timme, t ex kvart för marknadsaktörernas balansplanering och balansavräkning. En förändring kräver

godkännande av de reglerande myndigheterna och bör förutsätta nordisk enighet. Den förutsätter också ändringar i förordningar utfärdade av regeringen, t ex systemansvarsförordningen.

6.4 Konsekvenser för marknadsdesignen av intradagmarknadens ökande betydelse

Under de första åren efter elmarknadsreformen var spotmarknaden, dagen-före marknaden, den enda organiserade marknaden för fysisk el. Om något inträffade efter spotmarknaden var bilateral handel eller justeringar av egen produktion den enda möjligheten för en aktör att justera sin balans innan drifttimmen.

Efter några år tillkom en intradagmarknad. Nord Pools intradagmarknad är kontinuerlig och startar efter det att resultaten från spotmarknadsauktionen har meddelats. Handelsvolymen på intradagmarknaden har visserligen ökat men den är fortfarande ringa jämfört med volymen på spotmarknaden. Under 2015 omsattes i Norden 352 TWh på Nord Pools spotmarknad och 4 TWh på Nord Pools intradagmarknad. Intradagmarknaden är i allt väsentligt en marknad för justering och anpassning av den handel en aktör har gjort på spotmarknaden.

Det är i spotmarknadsauktionen som merparten av nordisk el säljs eller köps. Omsättningen på spotmarknaden motsvarar ca 90 procent av den totala efterfrågan på el i Norden.

Det finns tre skäl till spotmarknadsauktionens dominans. Det ena är att de flesta aktörer som en riskhantering handlar finansiella kontrakt för att säkra merparten av sina inköpskostnader eller sina försäljningsintäkter. Referenspriset för nordiska finansiella kontrakt är spotmarknadens pris. En övergång till exempelvis huvudsakliga inköp på intradagmarknaden i stället för på spotmarknaden skulle i så fall innebära en osäkrare riskhantering. Det andra skälet är spotmarknadsauktionens likviditet. Det tredje skälet är att viss produktion har lång starttid eller relativt höga start- och stoppkostnader. En sådan produktion planeras mycket effektivare i en spotmarknadsauktion än senare i intradagmarknaden.

En ökande andel vindkraft och solbaserad el ökar intradagmarknadens betydelse. Prognoserna för väderberoende kraft blir allt träffsäkrare ju närmare drifttimmen de görs. En ändrad prognos leder till behov av att anpassa balansen, dvs att sälja ytterligare el om prognosändringen visar på en ökad produktion eller att köpa för att minska den sålda volymen om prognosändringen visar på en minskad produktion.

På vissa marknader i Europa kompletteras nu den kontinuerliga intradagmarknaden av intradagauktioner. Syftet är att koncentrera likviditeten och förenkla för aktörerna att justera och anpassa den balans de har efter spotmarknadsauktionen. Det kan finnas skäl för en sådan förändring också på den nordiska marknaden. Ett eventuellt genomförande av en sådan förändring av marknadsdesignen är dock en fråga för marknaden – inte för den politiska nivån.

Ett eventuellt införande av kvartsplanering och kvartsavräkning behöver inte vara kopplat till att handeln på spotmarknaden avser kvartskontrakt i stället för timkontrakt. I Tyskland är det krav på kvartsplanering och kvartsavräkning men det är timkontrakt som handlas på spotmarknaden. Kvartsanpassningen sker i stället på en kontinuerlig intradagmarknad för kvartskontrakt som existerar parallellt med en kontinuerlig intradagmarknad för timkontrakt. Sedan två år finns det också en intradagauktion som avser kvartskontrakt.

En viktig konsekvens av införandet av en nordisk intradagmarknad är att det inte längre är avgörande för elmarknadens funktion att det verkligen blir ett priskryss i spotmarknaden. Regelverket för spotmarknaden anger att om det inte blir priskryss för en timme ska den efterfrågade volymen vid pristaket avkortas pro rata så att den motsvarar den utbudna volymen vid pristaket. Efter en sådan avkortning kommer aktörer med köpbud att ha ett underskott i sin balans efter spotmarknadsauktionen. De kan då välja mellan att söka anskaffa ytterligare el på intradagmarknaden eller att vidta åtgärder för att minska sin efterfrågan för att undvika en obalans under drifttimmen.

7 En aktivare kundroll

7.1 Potential för ökad efterfrågefleksibilitet

Under åren har det genomförts många utredningar som visar på att det finns en stor potential för ökad efterfrågefleksibilitet. Energimarknadsinspektionen redovisade 2008 följande sammanfattande bedömning (Energimarknadsinspektionen 2008):

Energimarknadsinspektionen bedömer att det finns en stor potentiell förbrukningsfleksibilitet både inom industrin och hos hushållen. Av bedömningar som gjorts av Nordel, Elforsk och EME Analys framgår att, beroende på vilka antaganden som gjorts, att potentialen i Sverige är mellan 3 300 och 5 500 MW vilket motsvarar 10 – 20 procent av det maximala effektuttaget. En realisering av potentialen till verklig förbrukningsfleksibilitet beror på flera faktorer där det centrala är att skapa incitament för elkunderna att reagera på prisförändringar gällande det timvisa elpriset.

Forskningsprojektet NEPP (North European Power Perspectives) redovisade vintern 2015/2016 sammanfattande rapporter från projektet. NEPP bedömer att efterfrågefleksibiliteten erbjuder en teknisk potential för minskning av effektbehovet på minst 4000 MW i Sverige, motsvarande ca 15 % av den maximala nationella effekttoppen (NEPP 2015). Industrier (1900-2300 MW) och småhus med elvärme (2000-2400 MW) svarar för huvuddelen av potentialen. NEPP bedömer att det också finns en potential i kontor (140 MW), köpcentrum (40-50 MW) och skolor (10-20 MW).

NEPP framhåller vikten av att efterfrågefleksibiliteten blir inbjuden i spotmarknaden och på så sätt får påverka prisbildningen på el (NEPP 2016). Det är enligt NEPP mindre värdefullt och ibland till och med problematiskt om efterfrågefleksibiliteten först realiserar som en oplanerad efterfrågeminskning under drifttimmen.

Teknikutvecklingen i fråga om energilager innebär nya möjligheter för efterfrågefleksibilitet. Energilager kan möjliggöra för en kund att flytta sin efterfrågan från en högpristimme till en lågpristimme utan komfortminskning eller andra negativa konsekvenser. Energikommisionen och Forum för smarta elnät arrangerade september 2016 ett expertseminarium om energilager i elsystemet.

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utreda vilka förutsättningar och hinder det finns för olika elkunder att öka den samhälls-ekonomiska effektiviteten på elmarknaden genom ökad efterfrågefleksibilitet. Uppdraget ska redovisas senast den 3 januari 2017.

7.2 Åtgärder för en aktivare kundroll

Den syn på marknaden som gällde när elmarknadsreformen utformades innebar att producenter sålde till storförbrukare och elhandelsföretag. Elhandelsföretagen sålde sedan den inköpta elen till mindre förbrukare och till de storförbrukare som inte köper direkt från producenterna. Slutkunder med liten förbrukning sågs som passiva på elmarknaden. Få trodde att hushåll och mindre företag skulle kunna vara aktiva när det gällde att reagera på priser på kraftbörsen och att anpassa sin förbrukning efter dessa priser. Man såg inte heller något behov från elmarknads-synpunkt av aktiva slutkunder när det gällde att styra förbrukningen. De mindre kundernas aktivitet skulle vara att välja elleverantör.

I dag är situationen en helt annan. Åtgärder för att främja efterfrågefleksibiliteten kommer framöver att vara mycket betydelsefulla. Det är därför angeläget att vidta åtgärder som stärker kundrollen. Elmarknaden bör inte bara ge förutsättningar för kunden att aktivt välja elleverantör. Den bör också möjliggöra för en elkund att kundens efterfrågefleksibilitet påverkar prisbildningen och kundens elräkning. När så är möjligt kan kundens anpassningsförmåga ge ekonomiska fördelar för kunden samtidigt som kunden bidrar till att förbättra elmarknadens funktion.

En nödvändig förutsättning för att en kund ska kunna påverka sin elkostnad genom att flytta sin elförbrukning i tiden är att kunden debiteras efter den faktiska förbrukningen per timme. Detta gäller i dag för större kunder. Många industrier låter sin efterfrågefleksibilitet komma till uttryck i de bud som lämnas till spotmarknaden.

Kunder med en huvudsäkring om högst 63 ampere är däremot schablonavräknade (totalt 5,3 miljoner kunder). Den tidigare årsvisa mätningen och avräkningen för dessa kunder ersattes 2009 med krav på månadsvis mätning och avräkning. En schablonavräknad kunds månatliga förbrukning i förhållande till samtliga schablonavräknade kunders månatliga förbrukning inom ett visst nätområde ger den andel som kunden ska betala av nätområdets totala schablonavräknade förbrukning under varje timme. Det som avgör månadskostnaden för en schablonavräknad kund är därför kundens totala förbrukning under månaden och månadens genomsnittliga elpris. Även om kunden har ett rörligt elpris kan kunden inte förändra sin elkostnad genom att flytta förbrukning från högpristimmar till lågpristimmar.

Timmättningsreformen som genomfördes år 2012 innebar att en kund kan få timmätning utan extra kostnad om kunden har ett elavtal som kräver det. Syftet med reformen var att öka användningen av timprisavtal. Fram till våren år 2014 hade endast 8 600 av Sveriges sammanlagt cirka 5,3 miljoner kunder med max 63 ampere anslutningsabonnemang tecknat timprisavtal. Det blev valfritt för nät-företagen att tillämpa samma dagliga avräkningsmodell som för större timmätta kunder eller en ny modell med månadsvis avräkning av timmätta kunder. Energi-marknadsinspektionen rekommenderade februari 2016 att denna så kallade förenklade modell ska slopas eftersom den sågs som ett hinder för en ökad användning av timprisavtal (Energimarknadsinspektionen 2016).

Förslaget är utmärkt men det innebär inte något krav på ökad timmätning. Den frågeställningen ingick inte heller i inspektionens uppdrag. Förslaget kan möjligtvis leda till någon ökning av antalet kunder med timprisavtal men fortfarande kommer sannolikt mer än 99 procent av de 5,3 miljoner kunder som har max 63 ampere anslutningsabonnemang att inte ha en avräkning som grundas i en timmätning.

En sådan utveckling är olycklig eftersom nästan alla kunder har mätare som registrerar timvärden. Energimarknadsinspektionen redovisade 2010 att endast 6 procent av alla uttagpunkter har mätare som inte har funktionalitet för att registrera timvärden (Energimarknadsinspektionen 2010). Inspektionen såg en ökad förbrukningsflexibilitet som nödvändigt för en bättre fungerande och effektivare elmarknad och föreslog timvis avläsning för samtliga uttagpunkter som haft en historisk förbrukning om minst 8 000 kWh.

En avräkning som grundas på timvis mätning är en nödvändig förutsättning för att efterfrågefleksibilitet ska vara lönsam för hushållskunder och mindre yrkeskunder. Det är dock ingen tillräcklig förutsättning. När den nödvändiga förutsättningen är uppfylld kommer den framtida utvecklingen av efterfrågefleksibilitet att bero på i vilken utsträckning som befintliga eller nya aktörer på elmarknaden väljer att utveckla och erbjuda nya kontraktsformer och nya tjänster till elkunderna.

Med modern mät- och kommunikationsutrustning finns möjligheter till automatisk styrning av apparater och installationer utifrån aktuella elpriser. En avräkning som grundas på timvis avläsning är av avgörande betydelse för att olika företag ska välja att utveckla och marknadsföra nya produkter och kontraktsformer som erbjuder kunderna ekonomiska fördelar när förbrukningsflexibiliteten utnyttjas. Det är angeläget att elmarknadens design utvecklas så att den ger incitament till en sådan utveckling.

För att påskynda utvecklingen mot en ökad efterfrågefleksibilitet kan det vara ändamålsenligt med statliga insatser som stöd till utveckling, demonstration och informationsöverföring av tekniska, organisatoriska och kontraktuella förändringar som möjliggör en sådan utveckling.

Sådana insatser är troligen mer ändamålsenliga och effektiva än det nuvarande kravet att en del av effektreserven ska utgöras av avtal om minskad elförbrukning. Effektreserven är en övergångslösning på kort och medellång sikt när avveckling av olönsam kapacitet riskerar att leda till bristande leveranssäkerhet. För att inte vara ett hinder mot en marknadsbaserad långsiktig utveckling finns det särskilda regler som syftar till att effektreserven ska användas i sista hand och att den då inte ska påverka prisbildningen. Efterfrågefleksibilitet är däremot ingen övergångslösning utan ska tvärtom fullt ut delta i marknaden och påverka prisbildningen.

Det ökande antalet elfordon innebär nya utmaningar och möjligheter för elsystemet. Om elbilar i stor utsträckning laddas på morgonen när förarna kommit till arbetet eller sen eftermiddag när förarna kommit hem från arbetet riskerar vi att få en förvärrad problematik kring de två efterfrågetopparna. Om elbilarna i stället i stor utsträckning laddas under natten får vi en jämnare efterfrågan på el

under dygnet. Om batterierna dessutom kan användas för husets eltillförsel under högpristimmar får vi en ny möjlighet till efterfrågefleksibilitet. Det är angeläget med en närmare analys av frågan om marknadsdesign och regelverk som ger incitament till en samhällsekonomiskt effektiv användning av elbilsbatterier och annan energilagring.

8 Nätoperatörsrollen i framtidens elsystem

Under 1980-talet innefattade nätägarrollen ofta också marknadsåtgärder för att hantera bristande kapacitet i det lokala nätet och för att kunna senarelägga eller minska behövliga nätinvesteringar. Kapacitetsproblemen var framför allt orsakade av elvärmens snabba utbyggnad. Den dåvarande tidstariffens differentiering syftade minst lika mycket till att ge en styrsignal om lokala nätkapacitetsproblem som till att avspegla förväntade prisskillnader på inköpt kraft.

I 1990-talets elmarknadsreform betonades skillnaden mellan nätverksamhet i nätföretag och marknadsverksamhet i elhandelsföretag. Nätverksamheten definierades som ett monopol och reglerades som ett sådant. Kravet på legal åtskillnad innebar att nätföretaget inte fick bedriva produktion eller handel med el. Nätägarrollen koncentrerades till effektiv nätdrift. Investeringsverksamheten var relativt låg eftersom den totala elförbrukningen inte längre ökade.

I dag är situationen annorlunda. Det finns åter ett omfattande investeringsbehov i regionnät och lokalnät. Detta investeringsbehov är i vissa fall drivet av en lokalt ökande elförbrukning men är främst drivet av ett förnyelsebehov och av ökad produktion av vindkraft och solbaserad el i lokala och regionala nät. Därmed kan det vara intressant för ett nätföretag om investeringar kan senareläggas eller minskas till följd av olika åtgärder på efterfrågesidan. Utvecklingen beträffande smarta nät och smarta hem aktualiserar också nya uppgifter för ett nätföretag.

En vidgning av nätägarrollen för regionala och lokala nät underlättar att den verkliga efterfrågefleksibiliteten kan tillvaratas för effektstyrning av näten och för effektivare nätdrift. I den utsträckning som det är möjligt att tillåta en sådan vidgning av nätägarrollen skapas förutsättningar för en kostnadseffektiv nätutbyggnadsplanering som ger rätt avvägning mellan nätinvesteringar, åtgärder på efterfrågesidan och investeringar i energilagring.

Det finns därför anledning att pröva i vilken utsträckning nätägarrollen kan vidgas för regionala och lokala nät samtidigt som den grundläggande åtskillnaden mellan nätverksamhet och marknadsverksamhet inte försvagas. En sådan prövning aktualiserar flera frågor. Bör det vara möjligt för ett lokalt nätföretag att sluta avtal med vissa kunder om effektstyrning och kanske också vidare sälja denna effektstyrningsmöjlighet till det regionala nätföretaget och kanske också till Svenska kraftnät? Bör det vara möjligt för ett nätföretag att erbjuda tjänster kopplade till smarta mätare och smarta hem? Bör ett nätföretag som installerar ett lokalt energilager för effektstyrning, t ex ett batteri, kunna vidare sälja denna effektstyrningsmöjlighet till det regionala nätföretaget och kanske också till Svenska Kraftnät?

EUs elmarknadsdirektiv innehåller bestämmelser om såväl rollen TSO (Transmission System Operator) som rollen DSO (Distribution System Operator). Rollen TSO var redan införd i Sverige genom elmarknadsreformens bestämmelser om Svenska kraftnäts systemansvar. Rollen DSO har däremot aldrig fått ett reellt innehåll i den svenska lagstiftningen utan den sågs som en okomplicerad nätövervakningsavgift som ingick i nätföretagens ansvar för en effektiv nätdrift.

Det kan i sammanhanget konstateras att inte heller EU:s elmarknadsdirektiv närmare beskriver vad som rollen DSO egentligen bör innefatta.

Inom EU pågår nu en intressant diskussion kring DSO-rollen. Ska rollen som hittills vara begränsad till en passiv roll eller ska den utvidgas till en aktivare roll? Ny teknologi, lokal produktion av förnybar el och nya arrangemang för efterfrågefleksibilitet ändrar ett nätföretags uppgifter och företagskultur. De europeiska energireglerarnas samarbetsorganisation CEER publicerade december 2014 en diskussionsrapport avseende den framtida DSO-rollen (CEER 2014). Rapporten sändes ut för allmän konsultation och 108 svar inkom. En workshop hölls mars 2015. CEER sammanställde sedan sina slutsatser i en rapport juli 2015 (CEER 2015).

Slutsatsrapporten betonar att det är skillnader mellan de europeiska länderna vad gäller DSOs antal, storlek och aktivitetsprofil. Det gäller också distributions-systemens tekniska karakteristika och de utmaningar som DSO står inför. Problematiken är också olika om DSO är oberoende eller ingår i en koncern som också inkluderar elhandel och/eller produktion. En enda rollmodell för DSO kan därför inte gälla för alla DSO inom EU.

Rapporten föreslår utveckling av en verktygslåda som kan användas av energireglerarna när de ska ta ställning till aktiviteter och gråzoner som ligger utanför kärnrollen för DSO. Sådana gråzoner kan gälla energirådgivning, involvering i flexibilitet och energilagring samt kontakter med slutkunder. En DSO-inblandning i gråzoner kan vara positiv under en övergångsperiod men den bör upphöra när nya tjänster på marknaden har utvecklats.

Vidare konstateras att relationen mellan DSO och TSO är ett nyckelområde för förändring. Ökad lokal produktion och smarta teknologier ställer krav på DSO att vara innovativa för att säkra effektiv nät drift och nätutveckling samt samarbeta med TSO.

Rapporten diskuterar också om den ekonomiska regleringen av DSO bör förändras så att den stöder innovation och den ändrade DSO-rollen. Det framförs att innovativa satsningar på smarta nät ger en annan kostnadsstruktur och att detta får konsekvenser för en avkastningsreglering. Det finns nu 20 år efter elmarknads-reformen skäl att också i Sverige förutsättningslöst pröva om den närmare preciseringen av DSO-rollen bör förändras. Betydande fördelar erhålls om det är möjligt att också för regionnät och lokalnät definiera en tydlig systemansvarsroll. Det kan konstateras att viktig framgångsfaktor för elmarknaden hittills har varit att Svenska kraftnät tilldelades en tydlig system-ansvarsroll med ett ansvar att främja marknadens utveckling.

Svenska Kraftnäts systemansvar är främst inriktat på balansering av det nationella elsystemet och på att upprätthålla tillräckliga säkerhetsmarginaler i driften av stamnätet. Balansering av det nationella elsystemet bör fortsatt vara en renodlad TSO-uppgift. DSO-rollen bör i stället definieras utifrån de åtgärder som kan behövas för att en effektiv hantering av rumsrestriktionen i regionnät och lokalnät, dvs. säkerställa att begränsningarna hanteras med tillräckliga marginaler. DSO-

rollen bör vidare innefatta planerings- och genomförandeuppgifter i anslutning till roterande bortkoppling. För att undvika att roterande bortkoppling någon gång ska behöva tillgripas för att undvika ett totalt systemsammanbrott är det angeläget att DSO utvecklar marknadsbaserade åtgärder så långt som möjligt.

DSO bör precis som TSO kunna avtala om tillfällig specialreglering för att hantera ett nätproblem och om anskaffning av kapacitet för en mer långsiktig hantering. Den kapacitet som upphandlas bör förutom ändringar i produktion och efterfrågan också kunna innefatta utnyttjande av energilager. Formerna för utövandet av Svenska Kraftnäts systemansvar har kontinuerligt utvecklats under lång tid. Det är angeläget att det skapas förutsättningar för att också formerna för utövandet av DSOs systemansvar ska kunna kontinuerligt utvecklas.

Referenser

- Bergman, Lars (2016): Mot en integrerad europeisk marknad för el? – En studie om kapacitetsmekanismer, Energiforsk, RAPPORT 2016:263
- BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende (Weissbuch), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- Bowring, Joseph (2013): Capacity Markets in PJM, Economics of Energy & Environmental Policy Vol 2, No 2, 2013
- CEER (2014): The Future Role of DSOs – A CEER Public Consultation Paper, Council of European Energy Regulators (CEER)
- CEER (2015): The Future Role of DSOs – A CEER Conclusions Paper, Council of European Energy Regulators (CEER)
- COM (2016a): Report from the Commission – Interim report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, European Commission
- COM (2016b): Commission approves revised French market-wide capacity mechanism, Press release 8 November 2016
- Copenhagen Economics (2016): Electricity Market Design for a Reliable Swedish Power System
- DECC (2011): Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity, Department of Energy and Climate Change
- DECC (2014): The Capacity Market Rules 2014, Department of Energy and Climate Change
- Energikommissionen (1995): Ny elmarknad (SOU 1995:14), Delbetänkande av Energikommissionen
- Energimarknadsinspektionen (2008): Elkunden som marknadsaktör – Åtgärder för ökad förbrukningsflexibilitet, EI R2008:13
- Energimarknadsinspektionen (2010): Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden, EIR 2010:22
- Energimarknadsinspektionen (2016): Slopad schablonavräkning för timmätta kunder? Ei R2016:03
- Energinet.dk (2015): Markedsmodel 2.0 – Teknisk baggrundsrapport
- Entso-E (2016): Nordic Summary of the Winter 2015-2016, Nordic Operations Group
- Fingrid (2016): Electricity market needs fixing – What can we do?

Hagman, Björn och Heden, Håkan (2012): Elmarknadsreformen – behöver den reformeras? Elforsk rapport 12:32

IVA (2016): Framtidens elmarknad, Delrapport från IVAs projekt Vägval el

Lindboe, Hans Henrik, Hagman, Björn and Christensen, Jesper Færch (2016): Regional Electricity Market Design, Nordic Council of Ministers, TemaNord 2016:540

NEPP (2015): Tjugo resultat och slutsatser om elanvändningen i Sverige. NEPP (North European Power Perspectives)

NEPP (2016): 88 guldkorn – En sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPPs första etapp. NEPP (North European Power Perspectives)

Pöyry Management Consulting (2015): Adequacy of power capacity in Finland

RTE (2014): French Capacity Market – Report accompanying the draft rules. Réseau de transport d'électricité (RTE)

Statnett (2016): Tiltaksplan Systemdrifts- og markedsutvikling 2016-2021

Statnett, Fingrid, Energinet.dk, Svenska kraftnät (2016): Challenges and Opportunities for the Nordic Power System

Svenska kraftnät (2015): Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion

Svenska kraftnät (2016): Årsredovisning 2015

THEMA Consulting Group (2015): Capacity adequacy in the Nordic electricity market, THEMA Report 2015-10