

Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden

Elforsk rapport 06:16

Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden

Elforsk rapport 06:16

Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden

Niclas Damsgaard och Peter Fritz



Förord

Trots att vi har haft en avreglerad elmarknad i Sverige i snart tio år behöver vi fortfarande öka vår förståelse kring hur avreglerade elmarknader verkligen fungerar och hur vi ska lösa de problem som kan uppstå.

Frågan om vilka möjligheter som finns att göra effektreduktioner hos användarsidan har mer och mer kommit att framstå som en ödesfråga, eftersom det framstår som osannolikt att någon med dagens marknadslösning kommer att hålla produktion i reserv för ansträngda situationer. Utan en priskänslig efterfrågesida finns det en uppenbar risk att kraften inte kommer att räcka.

Syftet med detta projekt, som har genomförts av ECON Analysis och EME Analys, är att studera vilka möjligheter, incitament och hinder som finns för att få olika aktörer att bidra till att kunderna blir mera priskänsliga. Arbetet utmynnar i exempel på intressanta affärsmodeller som också är praktiskt tillämpbara och, inte minst viktigt, är lönsamma för alla inblandade parter. Kanske tiden snart är mogen att lämna de gamla "Take and Pay" kontrakten och införa "Fastpris med Returrätt" som ett nytt standardkontrakt?

Elforsk ägs av den svenska elbranschen. Företagets affärsidé är att bedriva forskning och utveckling i linje med ägarföretagens intressen och att genomföra dessa forskningsprojekt tillsammans med andra parter på marknaden. Market Design-programmet initierades år 2000 i syfte att fördjupa kunskaperna kring hur avreglerade elmarknader fungerar. Programmet finansieras av Svensk Energi, EBL-Kompetanse i Norge och Energimyndigheten i Sverige.

Mer information om programmet, våra rapporter och aktuella evenemang hittar du på programmets hemsida www.marketdesign.se.

Stockholm, januari 2006



Peter Fritz
Programsekreterare Market Design
Elforsk AB

Sammanfattning och slutsatser

Den svenska och den nordiska effektbalansen blir successivt allt mer ansträngd i och med att marginalen mellan tillgänglig kapacitet och det maximala effektuttaget krymper. I Sverige har Svenska Kraftnät sedan något år ansvar för en tillfällig ordning där man upphandlar reservkapacitet för att säkerställa att effekttoppar kan mötas. Avsikten är dock att denna ordning ska ersättas med en marknadsbaserad ordning.

Flexibilitet på efterfrågesidan, dvs att efterfrågesidan svarar på signaler om knapphet, är troligen av avgörande betydelse för att en elmarknad i konkurrens ska fungera tillfredsställande. Detta är oberoende av om det finns centralt upphandlade effektreserver eller om sådana saknas.

Denna rapport syftar till att kartlägga, belysa och beskriva möjliga affärsmodeller för efterfrågefleksibilitet. Syftet är att studera vilka möjligheter, incitament och hinder som finns för att få olika aktörer att bidra samt att föreslå modeller som är praktiskt tillämpbara.

Aktörsanalys

Det finns tre grupper av aktörer som på olika sätt är avgörande för ökad efterfrågerespons på elmarknaden. Dessa tre grupper är

- Kunderna
- Elhandlare/balansansvariga, och
- Nätägarna.

I tillägg har vi identifierat en ny typ av aktör på marknaden, nämligen aggregerare av reservkraftanläggningar. Dessa kan bidra till att få in produktionskapacitet som finns tillgänglig hos många förbrukare.

Kundernas deltagande är naturligtvis absolut nödvändigt för att få till någon som helst efterfrågerespons. Dessa måste antingen själva svara på prissignaler (manuellt eller automatiserat) eller åtminstone tillåta sin leverantör (alternativt nätägaren) att vidta åtgärder som påverkar förbrukningen när så är önskvärt.

Den huvudsakliga drivkraften för kunderna är möjligheten att spara pengar. Studier från USA visar att de ekonomiska incitamenten är klart viktigast för att kunderna ska gå med och vara kvar i olika program för efterfrågerespons, men även en vilja att bidra till något bra för samhället har viss betydelse.

Med de prisantaganden som har använts i Market Designs olika projekt, dvs ca 40 timmar med ett pris på i genomsnitt 5 kr/kWh kommer 15 % av den totala årliga energikostnaden på marknaden som helhet att komma från dessa 40 timmar.

Olika modeller kräver olika grad av engagemang från kunderna. Laststyrning kräver egentligen enbart att kunderna accepterar ingreppet, men de kan därefter vara passiva. Det samma gäller i stort sett för andra typer av automatiserade lösningar, även om de i

högre grad kan vara anpassningsbara efter kundens önskemål. Högst grad av engagemang från kundens sida krävs i de fall då kunden själv måste vidta olika åtgärder. I det sistnämnda fallet är det också möjligt att tidpunkten som en förbrukningstopp inträder på kraftigt kan påverka responsen från kunderna. Särskild gäller det modeller riktade mot hushållskunder, som kan förväntas ha betydligt större möjligheter att påverka sin förbrukning på förmiddagen (exempelvis genom att sänka termostaten innan de går till jobbet), medan möjligheterna bör vara sämre om förbrukningstoppen infaller senare under dagen givet att en stor del av kunderna inte är hemma då.

Elleverantörerna är den andra gruppen som har stor betydelse. Vinsten för elleverantörerna torde i första hand vara kopplad till en reduktion av risken, dvs. en minskad variation i resultatet snarare än ett förbättrat förväntat resultat. Detta bygger således på att elleverantörerna har någon grad av riskaversion. Vår bedömning är att det kan vara särskilt viktigt att undvika riktigt dåliga utfall, som kan leda till att företaget går i konkurs. Vidare är det möjligt att olika typer av elhandelsbolag har olika grad av riskaversion. Ett elhandelsbolag med betydande egen produktion kan i hög grad ha en intern prissäkring, vilket gör att företaget är mindre riskexponerat och därför möjligen mindre intresserad av att införa affärsmodeller som reducerar risken. Genom att erbjuda kontraktsformer som kunderna är intresserade av, kan elhandlarna eventuellt öka sina marginaler. Effekterna av de förslagna modellerna/kontraktsformerna beskrivs närmare för respektive affärsmodell.

Nätägarna är den tredje centrala gruppen. Nätägarna kan ha ett antal incitament för att vilja få in en ökad efterfrågerespons. För det första kan en reduktion i det maximala effektuttaget reducera kostnaderna för abonnemang mot överliggande nät. Abonnemangskostnaden ligger på i storleksordningen 200 kr/kW. Ett viktigt problem här är att i nätregleringen, så som den tar sig uttryck i nätnyttomodellen, går kostnader för överliggande nät direkt vidare till slutkunderna. Vinster av reduktioner i abonnemangskostnader ger därmed inte med nödvändighet någon vinst för nätägaren. Den andra drivkraften är att ett sänkt effektuttag kan reducera behoven av förstärkningar av det egna nätet. I vilken grad detta är betydelsefullt varierar naturligtvis från nät till nät. Vidare kan nätägarna sälja tjänster till olika aktörer, exempelvis mätvärden eller effektstyrningstjänster.

Nätägarnas viktigaste bidrag är dock att säkerställa att den nödvändiga infrastrukturen i form av mätning finns på plats. Kraven på mätning för de mindre kunderna är dock begränsad till månadsvis mätning (från 2009) och för att ge nätägarna incitament att investera i ur detta perspektiv bättre system än vad lagen kräver, bör nätägarna ha möjlighet att ta betalt för denna tjänst, alternativt erhålla finansiering via nättariffen.

Affärsmodeller

Utgångspunkten i detta arbete är att få kunderna att svara på den ordinarie marknadens signaler och inte att skapa ett system för att efterfrågesidan ska bidra som en snabb störningsreserv. Såväl direkt laststyrning som prisrespons är möjliga alternativ.

Fem olika affärsmodeller har identifierats som särskilt intressanta. Vi har arbetat efter tre huvudsakliga kriterier vid urvalet av modeller och närmare utformning av dessa:

Effekt: Modellen ska ge kunderna incitament att reducera sin förbrukning vid tidpunkter då det är önskvärt.

Ekonomi: Modellen ska ha förutsättningar att generera ett positivt ekonomiskt resultat för samtliga aktörer som är inblandade.

Enkelhet: Modellen ska vara enkel och förståelig för aktörerna. Kostnader för administration mm får inte bli förhindrande och besvärliga effekter på avräkningssystem och liknande bör undvikas så långt det är möjligt.

Det första kriteriet har inneburit att modeller som exempelvis vanliga tidstariffer har uteslutits. Dessa ger inte kunderna specifika incitament att reducera sin förbrukning vid de riktigt stora effekttopparna, utan enbart incitament att flytta förbrukning mellan generella höglast- och låglastperioder. Ekonomikriteriet handlar dels om att modellen ska ha förutsättningar att vara lönsam för de inblandade aktörerna. Detta handlar dock inte enbart om det förväntade utfallet, utan påverkan på risken för olika aktörer kan vara minst lika viktig. Det tredje kriteriet har varit enkelhet, som tar fasta på att kunderna önskar kontrakt som de kan förstå och vars effekter är rimligt förutsägbara.

Av de fem modeller som vi funnit mest intressanta riktar sig tre stycken mot hushållskunder (och ev. andra mindre kunder), en modell riktar sig mot vissa näringskunder och en sista modell riktar sig mot stora industrikunder. Syftet har inte varit att utveckla helt nya och oprövade modeller, utan att dra lärdomar från tidigare försök och redan beprövade modeller, samt föreslå anpassningar i dessa modeller.

Modellerna bygger så långt det är möjligt på beprövad erfarenhet och de har visat sig fungera och accepteras av kunderna, samt ger – eller kan förväntas ge – goda effekter på kundernas effekttuttag.

För modellerna som riktar sig mot hushållskunder använder två priset som styrmedel, spotpris respektive CPP, medan en modell använder sig av olika varianter av direkt laststyrning. För näringskunderna har vi valt att fokusera på kunder med tillgång till reservkraft och möjligheten att aggregera denna produktion/konsumtionsreduktion. För de stora industrikunderna lyfts det tidigare arbetet med Industribud fram.

Fastpris med returrätt

En modell där kunderna i realtid får det korrekta marknadspriset överfört till sig innebär de största potentiella vinsterna. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det en betydande fördel att en spotprismodell hela tiden ger korrekta prissignaler till kunderna. En sådan modell har dock inte prövats i någon större utsträckning hos hushållskunder. Kundernas val av kontrakt visar också att mycket få kunder har valt den nu existerande närmaste motsvarigheten, dvs. spotpris beräknat på månadsmedelvärden (och schablonavräknat). Den stora majoriteten av kunderna förefaller välja ett kontrakt med prissäkring (1-års kontrakt eller längre). Det kan visserligen diskuteras om det är rimligt att i så hög grad försäkra sig mot just denna prisrisk, samtidigt som prisrisken för

merparten av hushållens andra inköp är osäkrad. Faktum kvarstår dock att kunderna i hög utsträckning hittills har valt prissäkrade kontrakt.

I Norge har Trondheim Energiverk (TEV) infört en avtalsform som kallas *fastpris med returrätt*. I det avtalet har kunden ett fast pris på en avtalad volym och medan variationer runt denna volym (uppåt eller nedåt) betalas till spotpris. I TEVs modell är spotpriset avräknat per månad och är den är därför inte tillämplig för att hantera effektproblemet utan här krävs timavräkning.

Vårt förslag är en modell där kunden abonnerar på en viss mängd el fördelat per timme. Graden av komplexitet i ett sådant kontrakt kan naturligtvis varieras, men vi menar att det sannolikt är tillräckligt att variera den abonnerade volymen mellan säsonger, eller alternativt månader.

Ett sådant kontrakt innebär att kunden på marginalen möter spotpriset och därför har incitament att svara på prissignalerna, samtidigt som det inte innebär att hela prisrisken förs över på kunderna. Det bedömer vi kan utgöra ett attraktivt erbjudande för kunderna.

Fördelen med ett spotpriskontrakt, jämfört med de övriga modeller som skisseras i rapporten, är att vinster kan uppnås även i situationer när inte extrema pristoppar uppstår. Nackdelen är naturligtvis att eftersom kunden hela tiden får prisinformation försvåras kundens beslutssituation. Istället för att enbart reagera när det kommer en specifik signal, måste kunden i varje situation överväga om något ska göras. Det kan därför finnas skäl att ha någon typ av signalförstärkning vid extrema situationer i form av exempelvis ett SMS-meddelande som förvarnar om situationer med särskilt högt pris

Dynamisk tidstariff (Critical Peak Pricing)

Critical peak pricing innebär att kunden har ett fast pris på hela sin förbrukning, förutom under ett antal timmar som definieras som kritiska. Vid dessa tillfällen sätts priset extra högt för att stimulera förbrukningsreduktioner. Kunderna aviseras i förväg om att en viss period kommer att definieras som kritisk och att priset därmed blir högt och kunden kan således vidta åtgärder för att reducera sin förbrukning under dessa tidsperioder.

Critical peak pricing innebär att man har en tidstariff som är beroende av den aktuella situationen, vilket innebär att prissättningsmodellen kan beskrivas som en *dynamisk tidstariff*, vilket är den terminologi som vi använder fortsättningsvis.

Dynamisk tidstariff har fördelen att den ger en tydlig signal till kunderna i situationer när det är särskilt viktigt att kunderna reagerar. Detta kan förväntas öka responsen vid dessa tillfällen och modellen är lättförståelig för kunderna. Nackdelen är dock att den dynamiska tidstariffen inte ger några prissignaler om den aktuella utbuds- och efterfrågesituationen vid tillfällen som inte definieras som kritiska.

I Sverige har modellen prövats i försök inom ramen för Market Design-programmet. Resultaten från dessa försök har varit mycket lovande. Ca 20% av kunderna

(hushållskunder) som har erbjudits denna tariffmodell har accepterat och dessa kunder har i genomsnitt halverat sitt effektuttag under högpristimmarna.

Fjärrstyrning av små kunder

I Sverige finns uppemot 300 000 småhus med direktelvärm. Så kallad mjuk styrning utreddes ganska ingående under slutet av 80-talet i Sydkrafts projekt Toppkap. Slutsatsen då var att detta sannolikt är billigare effekt än att investera i produktion. I Market design har ett system för mjuk styrning som fortfarande är i drift testats. Systemet fungerar som förväntat. Kunderna har generellt sett varit villiga att delta med endast en låg ersättning. Tekniskostnaderna i de existerande systemen har dock varit höga.

De nya mätsystem som nu installeras kanske kan klara detta till en lägre kostnad än vad som var möjligt med den teknik som testades i slutet av 80-talet. Flertalet nätbolag planerar att investera i mätare och system som är förberedda för att kunna styra laster ute hos kunderna, vilket innebär att flertalet av de svenska elkunderna kommer att ha mätare som har denna funktionalitet. I dagsläget finns de dock inte ute i Sverige, men mätare med motsvarande funktionalitet har tidigare införts i stor skala i Italien.

Aggregering av reservkraftanläggning

I samband med Svenska Kraftnäts effektupphandlingar har en ny typ av aktör etablerats, som kan benämnas som *aggregerare*. Aggregeraren säljer en lösning där existerande reservkraftverk anpassas så att de kan utnyttjas som en effektreserv. Uppskattningsvis finns reservkraftaggregat med en samlad effekt av 1 000 MW i lämplig storlek. Hur mycket som praktiskt finns tillgängligt är mer osäkert och beror på kostnaderna. Även utan finansiering från SvK finns det en roll för dessa aktörer. Affärsmodellen bygger på att aggregeraren tecknar avtal direkt med kunden som köper sin el till spotpris. Bidrag till fasta kostnader kan eventuellt erhållas från nätägaren förutsatt att dessa också kan dra nytta av kundens flexibilitet.

Det är troligt att det finns vissa skalfördelar och att särskilt aktörer som redan har en driftcentral är de som har bäst förutsättningar att ta på sig denna aggregerarfunktion. Vi har dock ingen bestämd uppfattning om vilken aktör som är mest lämplig för denna roll, utan ser framför oss att såväl elhandlare, nätföretag, och andra fristående aktörer potentiellt kan utveckla detta affärskoncept vilket vi redan har sett exempel på i Svenska Kraftnäts effektupphandling. Vår indikativa ekonomiska kalkyl visar att lönsamhet kan uppnås redan vid ett fåtal högpristimmar, givet vårt antagande om priset under dessa timmar.

Återköp av kraft

Denna metod har testats för stora kunder i projektet Industribud och för mellanstora kunder i Market Design. Kunden lämnar löpande bud till sin elleverantör där han anger vilken ersättning som krävs för att reducera förbrukningen. Om spotpriset blir högre än dessa bud kan elleverantören köpa effektreduktion i stället för kraft.

Avslutande kommentarer

De fem modeller som vi lyft fram här är på inget sätt uttömmande. De utgör dock koncept som är tydliga och relativt enkla att genomföra samt har en potential att ge ekonomiska fördelar till samtliga inblandade: Kunder, elleverantörer och nätägare. Även om vi menar att den grundläggande utformningen som vi har föreslagit är riktig, har vi inte gått in för att en alltför detaljerad utformning. Detta menar vi är något som måste växa fram i ett arbete som främst involverar elbranschens aktörer – men naturligtvis i samarbete med kunderna.

De olika modellerna innebär olika grader av engagemang från kundernas sida särskilt vad gäller de åtgärder som vidtas för att reducera förbrukningen. Direkt laststyrning innebär exempelvis att kunden inte behöver göra något, medan modeller som bygger på prisstyrning i utgångspunkten förutsätter en aktiv åtgärd från kundens sida. Manuell anpassning kan innebära en risk att kunderna faller in i mönster och att man därmed mister en del av flexibiliteten. Vinsten med manuell anpassning är naturligtvis att man kan undvika kostnader för teknik.

Försöken avseende dynamisk tidstariff inom Market Design indikerar att prisnivån under högpristimmarna inte är av stor betydelse, utan att kunderna vidtar ungefär samma åtgärder oavsett pris under de aviserade timmarna. Vinsterna med ett spotpriskontrakt i jämförelse med en dynamisk tidstariff kan därför vara små. Samtidigt är det inget som säger att prismodellerna inte kan kombineras med olika stödsystem för styrning av lasten utifrån prisnivåer, vilket gör att problemen med manuell anpassning kan undvikas.

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
2	MARKNADEN	3
2.1	DEN SVENSKA MARKNADSMODELLEN	3
2.1.1	<i>Den osynliga handen – betydelsen av olika marknadsplatser</i>	<i>6</i>
2.2	VARFÖR EFTERFRÅGERESPONS?	8
3	ETABLERADE MODELLER FÖR EFTERFRÅGERESPONS	11
3.1	PRISSET SOM STYRMEDEL	12
3.1.1	<i>Realtidspriser</i>	<i>12</i>
3.1.2	<i>Tidstariffer</i>	<i>12</i>
3.1.3	<i>Critical peak pricing</i>	<i>13</i>
3.2	AVTALAD EFFEKTREDUKTION	13
3.2.1	<i>Direkt laststyrning för massmarknaden</i>	<i>14</i>
3.2.2	<i>Bortkopplingsbar effekt</i>	<i>14</i>
4	AKTÖRSANALYS: ANSVARSFÖRDELNING, INCITAMENT OCH ROLLER	17
4.1	KUNDER	18
4.1.1	<i>Vad bestämmer kundernas deltagande?</i>	<i>20</i>
4.2	HUR KAN ELHANDLARNAS BIDRA?	23
4.3	HUR KAN NÄTFÖRETAGEN BIDRA?	24
4.4	HUR KAN SYSTEMANSVARIG BIDRA?	25
5	MODELLER FÖR DEN SVENSKA MARKNADEN	27
5.1	FÖREKOMST AV HÖGPRISTIMMAR	29
5.2	MODELLER RIKTADE MOT HUSHÅLLSKUNDER	30
5.3	FASTPRIS MED RETURRÄTT	31
5.3.1	<i>Spotpriskontrakt med prissäkring</i>	<i>31</i>
5.4	DYNAMISK TIDSTARIFF	38
5.4.1	<i>En utvecklad modell för dynamisk tidstariff</i>	<i>39</i>
5.5	FJÄRRSTYRNING FÖR SMÅ KUNDER	43
5.6	AGGREGERING AV RESERVKRAFT	48
5.7	ÅTERKÖP AV KRAFT	51
6	AVSLUTANDE KOMMENTARER	53
7	REFERENSER	57

1 Inledning

Den svenska och nordiska effekthalansen blir successivt allt mer ansträngd i bemärkelsen att marginalen mellan tillgänglig kapacitet och toppeffekt krymper. I princip kan detta lösas på två olika sätt. Antingen tillförs ytterligare kapacitet till systemet, eller så genomförs åtgärder för att minska toppeffekten. Det senare innebär att kundernas efterfrågan i högre grad måste svara på signaler om kortsiktig knapphet i systemet.

Ofta tänker man på problemet med effektreserver som ett investeringsproblem där frågan blir: Vem ska investera i effektreserver som enbart används några få timmar och kanske bara vart tionde år? Osäkerheten kring denna typ av investeringar är mycket stor, både vad gäller när kapaciteten kommer till användning och vilket pris som ägarna då kommer att erhålla för produktionen. Detta minskar sannolikheten för att privata vinstmaximerande aktörer kommer att vara villiga att ta risken och genomföra sådana investeringar.

Det *kan* leda till slutsatsen antingen att det krävs någon form av extrabetalning för effekt, eller att effektreserver är något som marknaden inte kan ges ansvar för. En pågående diskussion handlar om man på elmarknader behöver särskilda kapacitetsbetalningar, eller om det är tillräckligt med att prissätta den primära produkten. På de flesta marknader räcker det sistnämnda. Utbud och efterfrågan på spotmarknaden balanserar och bestämmer marknadspriset. Kapacitet kommer in så länge detta är lönsamt i förväntan. De flesta elmarknader har dock ett uppenbart marknadsmisslyckande i det faktum att det saknas en fungerande efterfrågesida. Det främsta skälet till detta är att prisresponsen är liten helt enkelt på grund av att prissignalerna inte når fram till en stor del av kunderna. I tillägg är det vanligt med problem med marknadsmakt, särskilt vid topplastsituationer.

Enkelt uttryckt innebär detta att man står inför ett val mellan att få in en reell efterfrågesida på marknaden, eller att tillgripa någon form av administrativa ingrepp. Denna rapport syftar till att belysa möjliga affärsmodeller för ökad efterfrågefleksibilitet. Syftet är att studera vilka möjligheter, incitament och hinder det finns för att få olika aktörer att bidra till detta, samt att föreslå modeller som kan implementeras.

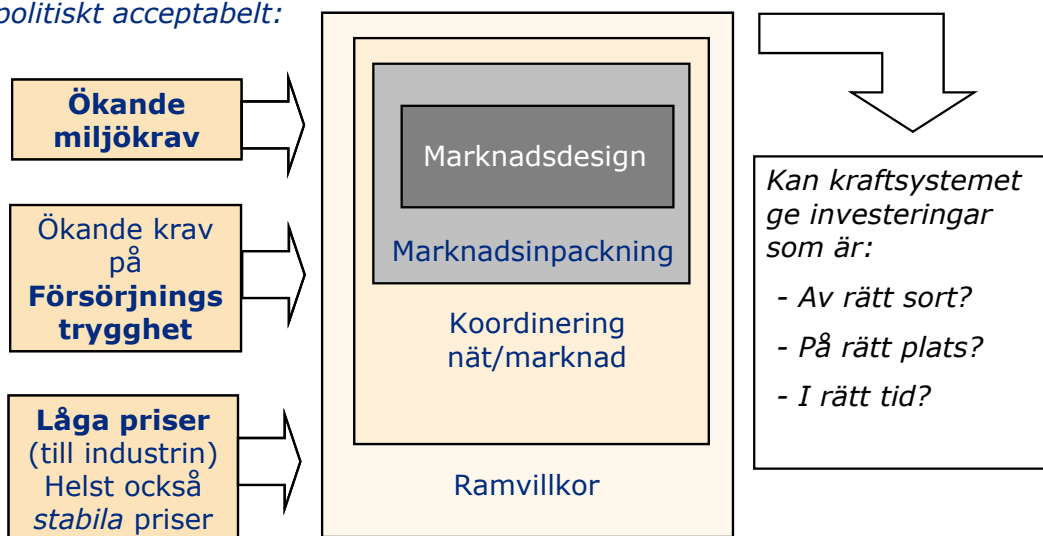
2 Marknaden

I detta avsnitt belyses bakgrunden som sätter ramverket för olika möjliga affärsmodeller för ökad efterfrågefleksibilitet.

2.1 Den svenska marknadsmodellen

En marknad är en komplex mekanism som består av flera element, vilket beskrivs i Figur 2.1. Ytterst finns politiskt fastställda ramvillkor som bestämmer vad som är politiskt acceptabelt. För närvarande ser vi trender mot ökande miljökrav, ökande krav på försörjningstrygghet, men också krav på låga priser. Det sätter yttre restriktioner för vad som är möjligt att göra på marknaden. Nästa steg för elmarknaden är hur koordineringen sker mellan nät (monopol) och marknad. Dessa är inte oberoende av varandra, utan tvärtom påverkar exempelvis investeringar i produktion (eller större konsumtion) nätet och vice versa. Dessa beslut kan koordineras på olika sätt och i varierande grad. Marknaden har vidare en inpackning som består av faktorer som upphandling av reservkapacitet, nätkapacitet, bortkopplingsbara kontrakt mm. Innerst finns själva kärnan i marknaden i form av marknadsplatser mm där aktörerna möts.

*Ramvillkoren
bestämmer vad som är
politiskt acceptabelt:*

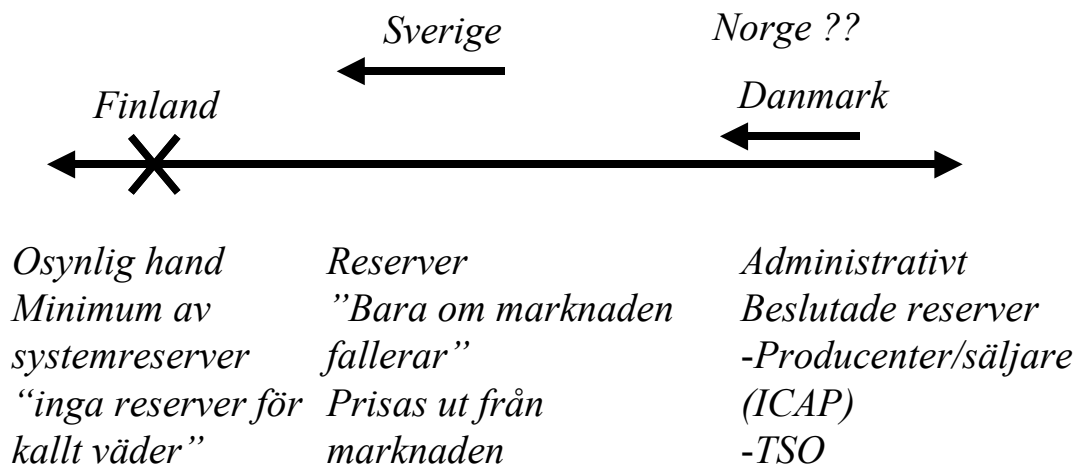


Figur 2.1 Marknadens olika nivåer

En grundläggande fråga vid utformandet av affärsmodeller för ökad efterfrågerespons är dels hur marknaden har utformats och på vilken nivå som lösningen på efterfrågeproblematiken bör hittas.

Tillgången på reservkapacitet kan grovt sett antingen säkras genom att administrativt sätta regler om exempelvis reservkapacitet. Då ligger lösningen i första hand utanför marknadens kärna, även om det naturligtvis är möjligt att konstruera olika typer av marknader för att administrera dessa regler (ex marknader för ICAP). Alternativt kan

ansatsen vara att hitta lösningen just i marknadens kärna. Mellan dessa alternativ finns en glidande skala där betydelsen av centrala lösningar relativt marknadslösningar varierar. De nordiska länderna har delvis valt olika lösningar, vilket illustreras i Figur 2.2.



Figur 2.2 Marknadsmodeller för topplastkapacitet

Finland har valt en modell som nästan uteslutande förlitar sig på att marknaden klarar av att få fram den nödvändiga reservkapaciteten och den finska systemoperatören, Fingrid, har endast en störningsreserv på ca 1000 MW, men inga centrala reserver för att exempelvis klara av kalla vinterdagar.

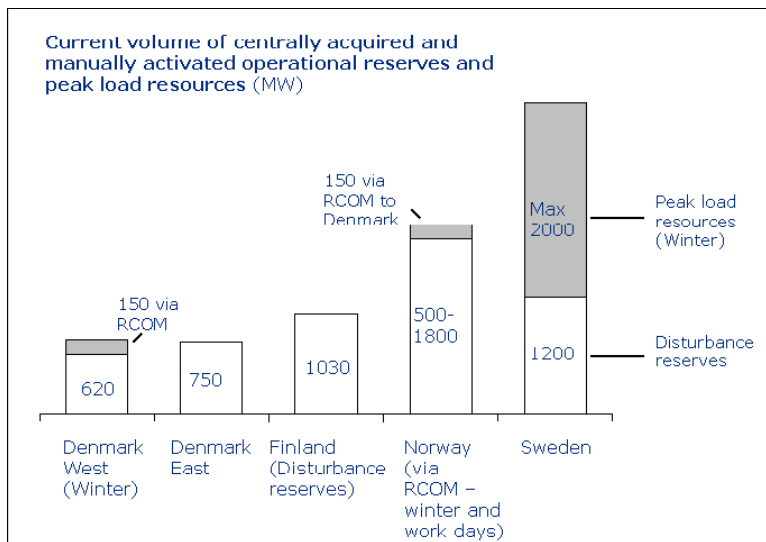
I Danmark kommer Energinet.dk att ha ett ansvar för att upprätthålla tillräcklig kapacitet genom avtal med producenter. Tidigare har Eltra och Elkraft haft överenskommelser med Elsam respektive Energi E2 om detta och Eltra hade i tillägg tillgång till 150 MW genom Statnetts optionsmarknad för reglerkraft. Det kan förväntas att Energinet.dk kommer att ingå liknande överenskommelser när de väl är fullt operationella.

I Norge anskaffar Statnett topplastreserver genom sin optionsmarknad för reglerkraft. På denna marknad betalas producenter för att ha produktionskapacitet tillgänglig vid extrema situationer. Stora industriella kunder kan också delta på denna marknad och de kompenseras för förutbestämda konsumtionsminskningar vid sådana tillfällen. Statnett har också ett ansvar för att bedöma den långsiktiga leveranssäkerheten och investera i alternativa lösningar om det är nödvändigt. En möjlig lösning som har diskuterats i samband med det sistnämnda är att Statnett hyr mobila gasturbiner.

Sverige har så här långt haft en modell där Svenska Kraftnät handlar upp reservkapacitet. Utgångspunkten är dock att detta inte är Svenska Kraftnäts ansvar och att dessa reserver enbart ska användas om marknaden fallerar. Prissättningen för

användande av dessa reserver är också sådan att det i princip inte ska användas.¹ Detta är dock en övergångslösning och avsikten är att man ska röra sig i riktning mot en lösning där marknadens aktörer själva klarar av att hantera effektproblematiken.

Figur 2.3 visar hur nivån på centralt upprätthållna reserver (störningsreserv och topplastreserv) varierar mellan de olika nordiska länderna.



Figur 2.3 Centralt upprätthållna reserver i de nordiska länderna. Källa: Nordel

De olika lösningarna som har valts i de olika nordiska länderna aktualiserar också frågan om behovet av en harmoniserad lösning för den nordiska elmarknaden. Det finns argument som talar för det. Exempelvis kan avsaknaden av en harmoniserad lösning leda till att reservkapacitet som gynnar hela den nordiska marknaden lokaliseras till det mest "nervösa" länderna, dvs länder som är minst villiga att riskera en energi- eller effektbristsituation. Samtidigt skiljer sig de systemen åt mellan de nordiska länderna, vilket *kan* motivera olika lösningar. Norge är exempelvis helt vattenkraftbaserat och systemet är i första hand energidimensionerat. Sverige har en blandning mellan vattenkraft och termisk produktion och systemet är både energi- och effektbegränsat. Finland har en betydligt högre andel termisk produktion, medan Danmarks produktionsmix består av termisk produktion samt vindkraft. Även om den nordiska elmarknaden är relativt väl integrerad kan inte dessa skillnader mellan ländernas produktionsmix helt bortses ifrån. *Frågeställningen om harmonisering mellan de nordiska länderna ligger dock utanför omfattningen för detta arbete och kommer inte att behandlas vidare.*

¹ Denna prissättningsmodell har både fördelar och nackdelar. En betydande fördel är att med ett högt pris för användande av effektreserven kommer inte subventionerad effekt in och stör prisbildningen på marknaden. Det skapar utrymme för marknadsbaserade investeringar. Nackdelen är att det i praktiken kan innebära att det finns en effektreserv som aldrig används, vilket i sig för med sig merkostnader.

2.1.1 Den osynliga handen – betydelsen av olika marknadsplatser

Det är tämligen väl klarlagt att administrativt fastställda reserver är ett system som fungerar så till vida att det kan säkerställa att erforderlig kapacitet finns på plats. Nackdelen är dock för det första att det är långt ifrån säkert att den optimala nivån på reserver uppnås eftersom de administrativt uppsatta reglerna kan vara såväl för lågt som för högt satta. Vidare har dessa system ofta visat sig premiera åtgärder på utbudssidan snarare än på efterfrågesidan och kan därmed ge en felaktig fördelning av insatserna. De tidiga marknaderna för kapacitet har haft en tveksam design, vilket i och för sig inte utesluter en bättre design (se exempelvis Carmton och Stoft, 2005 för en diskussion gällande detta).

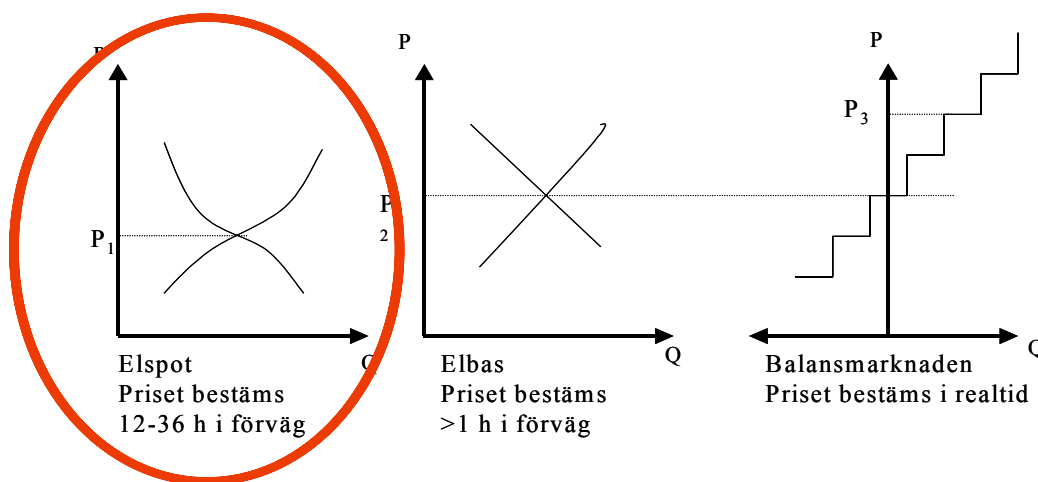
Värdet av att undersöka olika affärsmodeller som baseras på administrativt fastställda reservmarginaler och liknande system är därför begränsat. Vi har i det här arbetet har vi utgått ifrån att avsikten är att den svenska elmarknaden ska röra sig i riktning mot en marknadsbaserad lösning på effektproblematiken. *Arbetet är därför avgränsat till att studera affärsmodeller inom ramen för en marknadsbaserad lösning utan centralt fastställda regler för reservkapacitet. Det vill säga vi riktar in oss på marknadens kärna.*

Med andra ord är det inom ramen för de etablerade marknaderna som ska effektproblematiken ska hanteras. På den nordiska (svenska) marknaden innebär det i princip att det finns tre olika marknader för fysisk leverans som kan bidra till den kortsiktiga balanseringen av systemet (se Figur 2.4).

Spotmarknaden på Nord Pool (Elspot) är en auktionsbaserad timavräknad marknadsplats för omsättning av fysiska leveranser av el i Norden. Aktörerna ska, enligt avtal med de systemansvariga, handla sig i balans. En elleverantör måste därför bedöma sitt kommande elbehov, dvs kundernas sammanlagda förbrukning i en viss period.

Efter Elspots stängning kl 12 dagen före leverans finns Elbas som är en marknad för fysisk leverans där handel kan ske upp till timmen innan leverans. Elbas omfattar Sverige, Finland och östra Danmark (Själland) och deltagarna på marknaden är främst kraftproducenter, distributörer, industrier samt mäklare. Även Elbas sköts av Nord Pool.

Den tredje marknadsplatsen är balansmarknaden som i Sverige sköts av Svenska Kraftnät. Denna syftar till att reglera kortsiktiga obalanser och produktionsavvikelser under drifttimmen. Den systemansvariga (Svenska Kraftnät) kan på denna marknad avropa upp- eller nedregleringar utifrån bud som i första hand elproducenter lämnat.



Figur 2.4 Marknader för kortsiktig balansering av systemet. Källa: Effektreserver på nya elmarknaden, Nutek R 1997:45

Eftersom den kortsiktiga balansen hanteras på alla dessa tre marknadsplatser är det i princip möjligt att få in ökad efterfrågerespons på samtliga dessa tre marknader. Bland annat skillnaden i tidsperspektiv (framförhållning) gör dock att förutsättningarna skiljer sig åt.

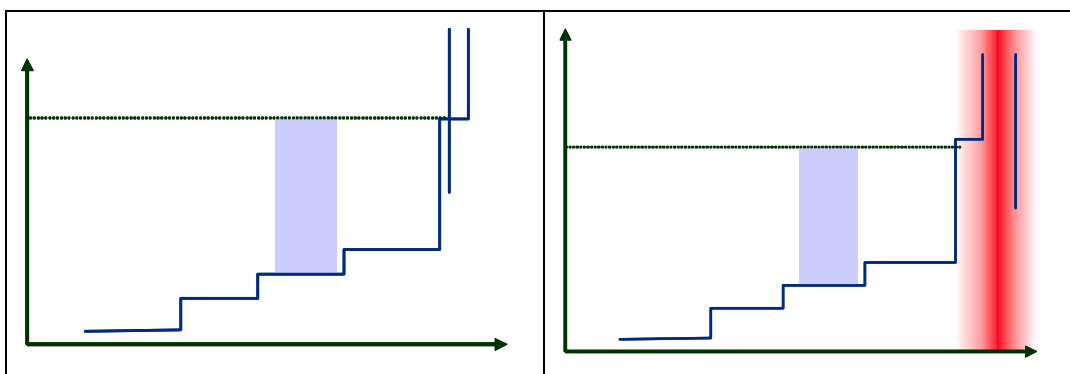
Via prissättning på Elspot kan kunderna få besked om aktuell prisnivå dygnet innan leverans. Det innebär att åtgärder för att begränsa konsumtionen kan vidtas redan dygnet innan. Med Elbas, och i ännu högre grad Balansmarknaden, krävs en betydligt kortare reaktionstid från kunderna, vilket sannolikt bidrar till att reducera potentialen eller kräva mer avancerade tekniska lösningar. Elspot är också den viktigaste marknaden för prisbildningen eftersom spotpriset utgör referenspriset för alla elderivatkontrakt (finansiella kontrakt med el som underliggande vara) som omsätts på elmarknaden.

Samtidigt är det viktigt att ha i åtanke att marknaderna inte är skilda åt – det gäller särskilt Elspot och Elbas. Arbitragemöjligheter gör att åtgärder på den ena marknaden också kommer att påverka den andra.

Mot denna bakgrund förefaller det sannolikt att Elspot kommer att vara den viktigaste marknaden för ökad efterfrågerespons. Det innebär inte att insatser på de andra marknaderna ska undvikas, utan tvärtom kan de bidra på värdefullt sätt. Exempelvis kan snabba effektreduktioner bidra på samma sätt som produktionsökningar på Balansmarknaden och denna typ av bud bör naturligtvis vara välkomna. Däremot är det viktigt att de systemansvariga myndigheterna inte dränerar spotmarknaden på efterfrågefleksibilitet genom att erbjuda bättre villkor exempelvis som störningsreserv.

2.2 Varför efterfrågerespons?

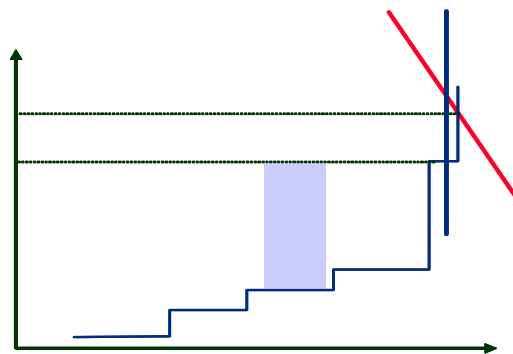
Givet den grundläggande prissättningsmekanismen på elmarknaden att priset sätts utifrån marginalkostnaden för den dyraste anläggningen som används, kommer den allra dyraste anläggningen aldrig att få sina fasta kostnader täckta. Vid de tillfällen när anläggningen är i drift täcks deras rörliga kostnad, men inget bidrag ges till de fasta kostnaderna. I praktiken kan naturligtvis priset komma att bli högre än marginalkostnaden om så krävs för att balansera utbud och efterfrågan.² Även om så skulle vara fallet är detta förknippat med stor osäkerhet. De få timmarna när den dyraste produktionen kommer till användning infaller oregelbundet och omfattningen är inte känd. I tillägg kan relativt små förändringar i produktion som ligger längre ned på merit order kurvan innebära att den sista effektreserven aldrig kommer till användning, eller i vart fall att den kommer till användning mycket mer sällan. Incitamenten för att investera i denna typ av produktion är därför svaga. I tillägg, om det av någon anledning sker ett skift i efterfrågekurvan utåt kan det innebära att en akut bristsituation uppstår om inte efterfrågesidan kan svara genom minskad förbrukning, dvs att vi inte får marknadsklarering.



Figur 2.5 Oflexibel efterfrågan kan ge akut bristsituation

Med en flexibel efterfrågesida finns det helt andra möjligheter att balansera systemet på marginalen. Detta innebär också att priset kan bli högre än marginalkostnaden för den dyraste anläggningen på ett mer stabilt och förtroendeingivande sätt än om priset sätts enbart utifrån produktionssidan. Det innebär både att risken för en producent som väljer att investera i topplastkapacitet minskar, men också att förtroende för marknaden från kundsidan ökar.

² Dock bör det påpekas att det för kraftproducenter kan vara svårt att bjuda in kraften till högre pris än de rörliga kostnaderna eftersom detta kan vara i konflikt med konkurrensregler på marknaden.

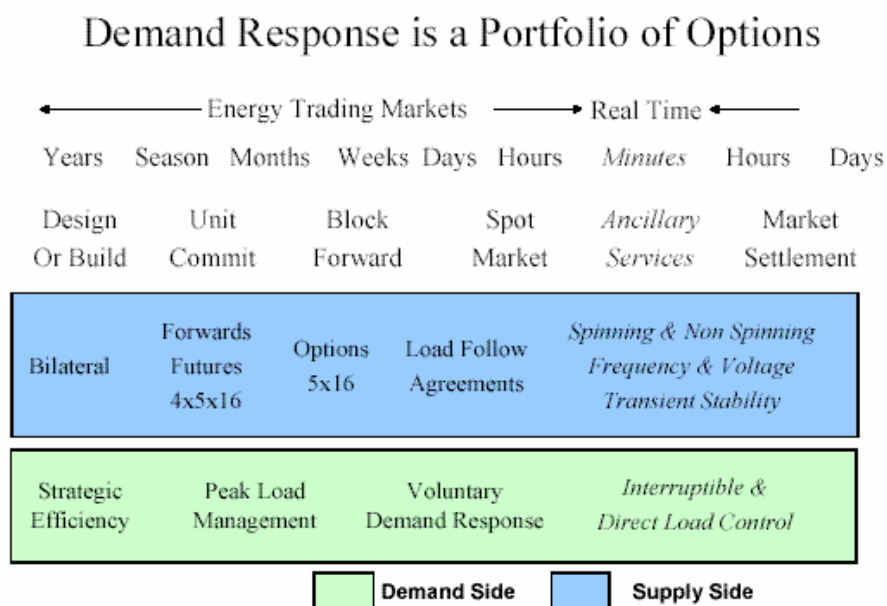


Figur 2.6 Efterfrågesidans flexibilitet kan säkerställa marknadsklarering.

Det torde stå helt klart från olika studier att det finns en underliggande flexibilitet på efterfrågesidan, men att denna inte kommer till uttryck på marknaden. Genom att säkerställa att efterfrågesidans flexibilitet representeras på marknaden säkerställs att marknadsklarering kan uppnås och det blir därmed möjligt att låta marknaden verka. En mer priskänslig efterfrågesida bidrar också till att minska möjligheterna att utöva marknadsmakt, vilket är ytterligare en positiv bieffekt.

3 Etablerade modeller för efterfrågerespons

Efterfrågerespons ger en portfölj av möjligheter. Möjligheterna för efterfrågerespons, och fördelarna som ges, varierar bland annat med tidsdimensionen. Generellt sett finns det åtgärder på både utbuds- och efterfrågesidorna som åtminstone i viss utsträckning är substituerbara. Detta illustreras i Figur 3.1. Vilken modell som är att föredra beror dels på vilka problem som man önskar lösa och dels på vilka kostnader som är förknippade med de olika modellerna. Vidare är det troligt att båda dessa faktorer kan förändras över tid. Flexibilitet enbart på marknadens ena sida – antingen utbuds- eller efterfrågesidan – innebär dock att man inte med säkerhet kan hitta en marknadssjämvikt.



Figur 3.1 Efterfrågerespons: En portfölj av möjligheter. Källa: Peak Load Management Alliance, November 2002

I jämförelse med potentialen förefaller efterfrågerespons spela en begränsad roll på marknaden idag. Ett grundläggande problem är att många kunder skyddas från prisvolatiliteten på marknaden, och därför inte ser vinsterna. Åtgärder som vidtas för att säkra systemets funktionssätt, t ex upphandling av effektreserver, har också en tendens att begränsa prisvolatiliteten, vilket begränsar vinsterna för aktörerna av efterfrågerespons. Dock behöver endast en liten del av lasten vara flexibel för att ge stora vinster. Utmaningen är därför att identifiera de kunder/kundsegment som är troliga deltagare och att utveckla modeller som gör att aktörerna är intresserade av att delta.

I följande avsnitt beskrivs ett antal etablerade program/prissättningsmodeller för efterfrågerespons. Grovt sett kan de olika typerna av program delas in i två kategorier. En kategori använder priset som styrmedel. En annan kategori har sin grund i olika former av avtalad effektreduktion. I praktiken är inte alltid skillnaden så stor. Även i fallet med avtalet effektreduktion är det normalt så att kunden kan välja att inte reducera sin effekt, men får då betala en straffpremie. I slutänden kan det därmed lätt bli ett

prisinstrument. Undantaget är möjligen modeller för direkt laststyrning där någon central aktör har möjlighet att styra lasten.

3.1 Priset som styrmedel

Modeller/program där priset används som styrmedel kan antingen vara utformade för att lösa problem i nödsituationer, eller ge mer kontinuerliga incitament till efterfrågerespons även i andra situationer. De förstnämnda skulle kunna betraktas som *nödprogram* med den andra typen kan ses som *ekonomiska program* i och med att de ger generella incitament för ekonomisk effektivitet. I de etablerade programmen i andra länder med denna inriktning är de ofta deltagande kunder stora kommersiella eller industriella anläggningar som kan erbjuda en viss minimumnivå på reduktion (ex 100 kW), men även aggregering av hushållskunder och mindre kommersiella kunder kan tänkas. Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserver (från förbrukningssidan) kan ses som ett sådant program. Det finns dock också andra modeller. Nedan beskrivs exempelvis s k *Critical Peak Pricing*, som är en typ av program som utlöses med ett extra högt pris när förhållandena i nätet anses hota systemets stabilitet.

De ekonomiska programmen har i grunden samma målgrupper som nödprogrammen. Den väsentliga skillnaden är att deltagarna ser ett föreslaget pris (eller priser för den kommande dagen) och erbjuder sedan att reducera sin förbrukning. Alternativt lägger de själva bud marknaden och betalningen baseras på budpriset.

3.1.1 Realtidspriser

Realtidspriser (Real time pricing – RTP) innebär ett system där priset på el varierar för olika tidpunkter på dagen och mellan olika dagar. På den nordiska marknaden skulle detta rimligtvis innebära att priset sätts för varje timme. Kunderna kan fortfarande prissäkra sig, men de måste möta realtidspriser avseende förändringar i konsumtionen.

RTP ger ekonomiska incitament genom att elpriset kan förändras mellan fasta tidsintervall (timmar). Tiden mellan annonsering av priset och driftstimmen kan variera – alltifrån minuterna före driftstimmen till mycket långt i förväg. Här finns en avvägning. Om priset annonseras med mycket kort varsel minskas möjligheterna för många aktörer att reagera på priset. En längre tidsperiod mellan prisannonsering och driftstimme ger fler aktörer möjlighet att agera, men priset kommer å andra sidan att i lägre grad reflektera de faktiska utbuds- och efterfrågefaktorerna på marknaden.

Om priserna annonseras mycket långt i förväg blir RTP systemet i praktiken en slags tidsstariff (se nedan), eftersom de förväntade priserna vid ett givet klockslag kommer att vara desamma för olika dagar.

3.1.2 Tidstariffer

Tidstariffer (Time-of-use, TOU) innebär att priset varierar på ett förutbestämt sätt mellan olika tidsintervall (exempelvis hög/låglast). Priserna för varje tidsblock justeras förhållandevis sällan, vilket innebär att priset för en given timme är densamma över en längre period (månad, säsong).

I jämförelse med realtidspriser innebär tidstariffer en sämre träffsäkerhet och det gäller vanligtvis även för realtidspriser där priset fastställs långt i förväg, eftersom de flesta modeller med tidstariffer har ett fåtal lastperioder (2-3). Tidstariffer reflekterar därför endast en liten del av den faktiska variationen i börspriset. Det innebär att även om tidstariff genom att ge en längre förvarning förbättrar möjligheten för kunder att reagera kommer merparten av vinsten att försvinna genom att priserna inte varierar med de faktiska utbuds- och efterfrågeförhållandena i tillräcklig grad.

Tidstariffer kan också kombineras med en separat avgift för topplastkonsumtion. Detta kan exempelvis sättas som ett pris per kW för den högsta förbrukningen under en period. På så vis kan en del av nackdelarna med tidstariffer i jämförelse med RTP överkommas. Problemet med dessa är att en enskild kunds effekttopp inte nödvändigtvis sammanfaller med systemets effekttopp och effektaavgiften kommer därför i liten grad fånga upp det faktiska systemkostnaderna. Vidare kan incitamenten att hålla tillbaka konsumtionen försvinna helt om exempelvis den enskilda kundens effekttopp uppnåts tidigt under en aviseringsperiod. Vid en senare effekttopp i systemet (som inte sammanfaller med en ny effekttopp för kunden) försvagas eller försvinner incitamenten för kunden att hålla nere effekten, eftersom den ändå får betala för effekttoppen som kommit tidigare i perioden.

3.1.3 Critical peak pricing

Critical peak pricing (CPP) innebär att priset sätts extra högt i perioder som definieras som systemkritiska. Exakt när dessa infaller är inte på förhand bestämt, utan fastställs utifrån situationen i systemet. Med en sådan modell kommer man över problemet att kundens effekttopp inte nödvändigtvis överensstämmer med kritiska perioder för systemet som sådant i och med att leverantören eller systemoperatören annonserar de kritiska perioder enbart vid de tillfällen då systemets stabilitet är hotat. Priset stiger då (kraftigt) under den specifika perioden. Nackdelarna med CPP är att priserna är begränsade till förutbestämda nivåer samt att antalet kritiska perioder är begränsade (normalt sätt). Detta gör att priserna inte kan följa börspriser fullt ut.

3.2 Avtalad effektreduktion

En annan grupp av modeller använder sig inte primärt av priset som styrmedel, utan avtalar istället om bortkoppling i situationer när vissa kriterier uppfylls. Det kan antingen handla om direkt laststyrning där leverantören faktiskt har kontroll över förbrukningen, eller åtaganden från kundens sida om förbrukningsreduktioner vid vissa tillfällen.

Program för efterfrågereduktion (Demand-reduction programs, DRP) innebär att kunden betalas för att reducera konsumtionen vid vissa tillfällen. En kund som är ansluten till programmet kan bli kontaktad av leverantören/systemoperatören med ett erbjudande om betalning för konsumtionsminskning.

Programmet aktiveras av systemoperatören när systemet möter vissa förutbestämda kriterium avseende efterfråge-/utbudsförhållanden. Deltagarna erbjuds då en betalning för att reducera sin efterfrågan. Oftast är priserna förutbestämda. En grundläggande svaghet är att det inte finns någon given utgångspunkt som kan ska basera betalningarna

för reduktioner på. Det finns en betydande risk att systemoperatören får betala för reduktioner som skulle ha inträffat oavsett.

Om utgångspunkten för reduktionerna baseras på historiskt förbrukningsmönster finns det en betydande risk att de som går med i programmet är sådana som vet i alla fall skulle ha haft låg förbrukningen. Text om basen utgörs av föregående års förbrukning gynnas företag vars verksamhet minskat i omfattning sedan föregående år. Företag som har vuxit kraftigt kommer å andra sidan inte att vilja delta.

Vidare finns det en risk att basen kan påverkas av kunden. Om basen exempelvis utgörs av förbrukningen under föregående dag saknar kunden skäl att begränsa sin förbrukning då, eftersom det påverkar basen negativt. Besparingsåtgärder när programmet inte är aktiverat kan därför motverkas. En möjlig lösning är att basera förbrukningsestimatet på förbrukning under tidigare period (förra året) och göra deltagande obligatoriskt. Detta ger dock fördelningsmässiga effekter, där vissa kunder gynnas och andra missgynnas.

I jämförelse med CPP eller RTP förefaller reduktionsprogram ha klara nackdelar, främst relaterade till fastställandet av basen för reduktionerna. Vidare måste kompensation för reduktionerna finansieras. CPP och särskilt RTP innebär klart starka incitament för kunderna att reagera på utbuds- och efterfrågeförändringar även vid tidpunkter som inte är kritiska för systemet.

3.2.1 Direkt laststyrning för massmarknaden

Detta riktar sig mot hushållskunder och mindre kommersiella kunder med utrustning som kan stängas av för en begränsad tid eller där lasten kan flyttas något i tid. Det gäller exempelvis utrustning som luftkonditionering, värmepumpar, varmvattenberedare mm. Fjärrkontrollerad styrutrustning installeras för att styra dessa installationer.

I grunden innebär det att deltagande kunder medger att enligt vissa förutbestämda villkor får dessa utrustningar stängas av för en begränsad tid. Normalt begränsas såväl antal tillfällen som längden. I utbyte får kunderna ett lägre pris.

3.2.2 Bortkopplingsbar effekt

Denna typ av program riktar sig mot större kommersiella kunder och industrianläggningar som kan reducera sin last med en viss nivå (ex 100 kW). Reduktionen kan gälla sådant som belysning, luftkonditionering, ventilation, processvärme/kyla, mm. Det finns även program där målgruppen är stora industriella verksamheter som kan koppla bort hela eller en betydande del av sin last. För deltagande i de programmen krävs normalt en betydande last (1000 kW).

Personal hos kunden ansvarar för att reagera på begäran om lastminskningar. Deltagande kan vara frivilligt vid varje enskilt tillfälle, men kombinerat med "bestraffning".

Kontrakt med bortkopplingsbar kraft innebär vanligen att priset är (mer eller mindre) konstant hela tiden. Kontrakt för bortkopplingsbar förbrukning ger systemoperatören rätt att instruera kunderna om att avbryta eller minska konsumtionen med kort varsel. I

gengäld får kunden en lägre tariff. Många av dessa system är i praktiken dock ett grovt användande av en prismekanism. Istället för att minska förbrukningen kan kunden fortsätta att förbruka, men till ett kraftigt höjt pris.

4 Aktörsanalys: ansvarsfördelning, incitament och roller

Efterfrågerespons på elmarknaden kan potentiellt ge stora vinster. Det ger dels möjligheter att undvika investeringar i produktion, men kanske ännu viktigare är att efterfrågerespons förbättrar marknadens funktionssätt.

Värdekedjan är dock fragmenterad, vilket gör att det kan vara svår för en aktör att ta del av samtliga vinster. Det ger också problem när det gäller att införa affärsmodeller som kompenserar kunderna för energi och effektbesparingar.

Det finns en mängd olika aktörer på elmarknaden som kan spela betydelsefulla roller för att få till stånd en ökad efterfrågerespons. Relevanta grupper av aktörer inkluderar:

- Kunder
- Elhandlare och balansansvariga
- Nätbolag
- Systemoperatören

Rollerna för dessa aktörer skiljer sig åt i hög grad, men de har alla potential att påverka förekomsten av efterfrågerespons. Kunderna måste vara villiga att reagera på olika typer av signaler, exempelvis priset. Någon aktör måste vara villig att sända dessa signaler. Närmast till hands ligger att antingen den som säljer elen (elhandlaren) alternativt den som fysiskt levererar elen (nätbolaget) eller båda, sänder dessa signaler. Systemoperatören kan vidta åtgärder som både främjar och missgynnar ökad efterfrågerespons. När systemoperatören betalar för ökade effektreserver bidrar det till att dämpa prissvängningar och efterfrågerespons blir därmed mindre lönsamt. Å andra sidan kan systemoperatören exempelvis subventionera in lösningar för ökad efterfrågerespons, på motsvarande sätt som när effektreserver upphandlas, vilket kan bidra till en positiv utveckling.

En viktig vinst av ökad efterfrågerespons är sänkta produktionskostnader och minskat investeringsbehov till följd av att topparna i belastningen kan kapas av. Detta är positivt för de flesta aktörer och för samhället i stort. Kraftproducenterna kan möjligen förlora genom att de inte kan dra nytta av höga priser under extrem toppbelastning. Å andra sidan är en naturlig konsekvens att systemet oftare kommer att ligga och balansera på kapacitetsgränsen och priset kommer under dessa perioder att bestämmas av att efterfrågan måste begränsas till den tillgängliga kapaciteten. Med andra ord kan prisspikarna bli större med ökad efterfrågerespons, även om effektuttaget blir lägre.

Elhandlare/försäljare utan egen produktion, eller som är nettoköpare på kraftmarknaden, får en bättre riskhantering och mindre olönsam försäljning. Priserna till slutkund kommer bättre att reflektera priserna på Nord Pool. Nackdelarna ligger i ökade kostnader för teknik och kontraktshantering, samt en eventuell minskad försäljning. För kunderna är en sänkt elkostnad den stora vinsten. De kan förlora i form av minskad komfort (hushåll) eller genom påverkan på produktionsprocessen (företag). Kostnader kan också uppstå i form av investeringar i tekniska lösningar.

Nätbolagen kan tjäna på ett minskat effektbehov i sitt nät, vilket minskar investeringsbehov och ger lägre kostnad till överliggande nät. Kostnaderna är främst förknippade med investeringar i teknik, även om mer avancerad teknik också ger möjlighet till inbesparingar i kostnader för mätning och avräkning.

Efterfrågerespons ger också fördelar till marknadens funktionssätt som kan vara svårfångade. Det gäller sådant som minskade möjligheter för utövande av marknadsmakt, incitament till innovation till följd av prissignaler som representerar en knapp resurs och en ökad effektivitet genom att både utbuds- och efterfrågesidorna svarar på marknadens signaler. Vidare kan rätt tekniska lösningar bidra till en effektivare hantering av mätning och avräkning.

I följande avsnitt diskuteras ett antal möjliga hypoteser avseende de olika aktörernas agerande, deras intresse av att bidra till ökad efterfrågerespons och vilka hinder som kan finnas.

4.1 Kunder

En första central aktörsgrupp är givetvis elkunderna, eftersom deltagande från dessa är absolut nödvändigt för att få till någon som helst efterfrågerespons. Detta är inte en homogen grupp, utan olika kundgrupper måste analyseras separat och det kan sannolikt vara rimligt att insatser för ökad efterfrågerespons varierar.

Vissa gemensamma förutsättningar måste dock vara uppfyllda oavsett vilken typ av kund det handlar om.

Hur kan kunderna bidra?

Någon form av deltagande från kundernas sida är nödvändiga för att få till stånd en ökad efterfrågerespons. Kundernas engagemang och grad av deltagandet kan dock variera. Med direkt laststyrning eller liknande metoder krävs endast att kunderna är villiga att acceptera detta ”ingrepp” och de behöver sedan inte löpande engagera sig för att få till stånd efterfrågerespons i givna situationer. Detta skulle därför kunna vara en metod när man önskar en säker reduktion av effekten i nödsituationer.

Med en modell där kundernas förväntas svara på prissignaler krävs en mer aktiv medverkan från kunderna och de bidrar genom att reducera eller flytta sin förbrukning i tiden. Graden av engagemang från kundens sida kan dock även här variera, från det att kunden själv måste vidta vissa åtgärder för att efterfrågeresponsen ska ske (ex ställa om temperaturen) till att man med hjälp av mer avancerad teknik får en automatiserad respons (som kunderna möjligen aktivt kan välja att koppla bort). Utan automatiserad respons blir det även centralt när man förväntar sig att effektreduktionerna kan komma att behövas. Om effektreduktionerna sker på morgonen kan exempelvis en villavärmekund dra ned på effekten genom att sänka termostaten. Efter viss tid kommer dock värmen att gå på igen, vilket gör det svårt att använda den åtgärden för att åstadkomma effektreduktioner senare på dagen (givet att de flesta inte är hemma dagtid).

Drivkrafter

Den huvudsakliga drivkraften för kunder kan förväntas vara att sänka kostnaden för elektriciteten, dvs ekonomiska incitament. Amerikanska undersökningar bekräftar också att ekonomiska vinster är viktigast för kundernas deltagande, men att även faktorer som att hjälpa samhället spelar in. För små ekonomiska vinster är också det viktigaste skälet till att kunderna avbryter sitt deltagande i *demand response* program, vilket beskrivs närmare nedan.

Viktiga förutsättningar

Oavsett vilken typ av kund det handlar om finns det ett antal faktorer som måste vara uppfyllda för att ett prisbaserat program ska kunna förväntas ge effekt. De viktigaste faktorerna är:

- *Mätning och avräkning med tillräcklig tidsupplösning.* För att kunna ge incitament för kunderna krävs att mätning sker med tillräcklig tidsupplösning. Om kunderna medger fjärrstyrd laststyrning är detta inte lika nödvändigt.
- *Prisinformation.* Prisinformation måste kommuniceras till kunderna.
- *Tekniklösningar:* Transaktionskostnader kan medföra att kunderna inte agerar. Olika typer av tekniklösningar kan bidra till att lösa detta.
- *Riktiga kontrakt.* Kontrakten måste göra det lönsamt för kunderna att agera. Detta innebär att de måste få ta del av vinsten av att sänka sin last under specifika perioder. Detta kräver tariffer som är tidsberoende eller ett betydande genomslag för spotpriset på timbasis.

Med direkt laststyrning ställs i vart fall inte samma krav på kontinuerlig prisinformation till kunderna, utan det är tillräckligt att prisinformationen når den som sköter laststyrningen. Dock kan det fortsatt finnas höga krav på mätning och avräkning med tillräcklig tidsupplösning. I det fall kunden schablonavräknas innebär en direkt laststyrning att kunden kommer att avvika från schablonen och avräkningen blir därmed felaktig. Detta kan antingen åtgärdas genom avläsning, alternativt att schablonen justeras för laststyrningen.

Hinder

De viktigaste hindren för att få till en ökad efterfrågerespons torde vara kopplade till följande faktorer:

- Hushållskunder
 - Mätning med tillräcklig tidsupplösning saknas ofta. Även andra tekniklösningar saknas. Kostnaden för dessa kan vara för hög.
 - Acceptans hos kunderna kopplat till komfort.
 - Kontraktsformerna är inte anpassade.
 - Möjlighet att justera schabloner.
- För större kunder

- Acceptans hos kunderna kopplat till påverkan på produktionsprocessen.
- Kontraktsformer är inte anpassade.

4.1.1 Vad bestämmer kundernas deltagande?

Kundernas deltagande beror på vilket värde kunderna ser i efterfrågerespons, vilket beror på nyttan i förhållande till kostnaderna för deltagande. Det är därför viktigt att se vilka faktorer som gör att kunder går in i efterfrågeresponsprogram. Enligt en studie³ av Edison Electric Institute och Peak Load Management Alliance från USA av ett antal efterfrågeresponsprogram är det viktigaste skälet för deltagande ett få en sänkt elräkning samt att få ta del av incitamentsbetalningar. Därefter följer att hjälpa företaget under topplastperioder och att hjälpa samhället. Detta visas i Tabell 4.1

Anledning för att delta	Ranking i undersökningen år		
	2003	2002	2001
Bill credits/incentive payments	#1	#1	#1
Help your company during peak situations	#2	#2	#2
Help the community	#3	#3	#3
Non-financial product or service	#5	#5	#4
Other	#4	#4	#5

Tabell 4.1 Motiv för att delta i efterfrågeresponsprogram. Källa: Rosenstock (2004)

En del kunder, dock inte väldigt många, lämnade också programmen (medianvärdet på antalet kunder som lämnade ett program under 2003 var 10 kunder och medianvärdet för antalet kunder som gick med i ett program var 170).

Anledning för att lämna	Ranking i undersökningen år		
	2003	2002	2001
Bill credits/incentive too small	#1	#2 (tie)	#2
Interference with production/process	#2	#2 (tie)	#3
Occupant discomfort during control time	#3	#3	#4
Controlled too many days in a row	#4 (tie)	#4 (tie)	#5
New owner/tenant does not want	#4 (tie)	#4 (tie)	#6
Incurred financial penalties	#5 (tie)		
Other	#5 (tie)	#1	#1

Tabell 4.2. Motiv för att lämna efterfrågeresponsprogram. Källa: Rosenstock (2004)

Studien visar att det viktigaste skälet för att lämna generellt sett är att incitamenten är för små. Under 2001 och 2002 toppade "Annat" (följt av för små incitament). Detta berodde på att för få alternativ fanns angivna i enkäten. Baserat på feedback lades

³ Steve Rosenstock, "Final results of the EEI/PLMA 2003 Demand Response Benchmarking Survey", Edison Electric Institute, 28 April Mars 2004.

alternativet "financial penalties" till 2003. Därefter följer att deltagandet störde produktionen/processen.

Slutsatsen från den amerikanska studien är således att incitamentsbetalningarna är den enskilt viktigaste faktorn såväl för att intressera kunderna som för att få dem att bli kvar i programmen. Dock får det inte inverka alltför mycket på produktionsprocessen, eller på annat sätt medföra för stora olägenheter för kunderna. Det senare kan tolkas på två sätt. En tolkning är att det gäller att utforma programmet så att det är anpassat efter kundernas förutsättningar. En annan tolkning är att det är viktigt att hitta de kunder där flexibilitet går väl ihop med verksamheten. Sannolikt är det viktigt att ta hänsyn till båda dessa faktorer.

Faktorer vid utformning av olika program

I PLMA (2002) redovisas vilka faktorer som är viktiga för deltagande i olika typer av program.

Direkt laststyrning för massmarknaden

Uppgifterna bygger på erfarenheter från ett program som drivs av Sacramento Municipal Utility District (SMUD). Programmet har drivits sedan 1989 med över 100 000 deltagare. Programmet användes mycket under 2000, och en utvärdering gjordes därefter. Resultaten visade att:

- 97 % av deltagarna var nöjda 1994 och 62 % var nöjda år 2000.
- 40 % av de missnöjda deltagarna år 2000 övervägde att lämna programmet.
- De främsta skälen för missnöje var
 - Bristande komfort under styrning
 - Små incitament
 - Programmet drevs inte som utlovat.

En analys gjordes även av olika egenskaper i programmet utifrån betydelse för deltagande, vilket redovisas i Tabell 4.3.

Egenskap	Betydelse
Maximum cycling level	48,46
Fixed seasonal payment	19,22
Payment per cycling day	15,29
Maximum hours used per day	9,75
Maximum days used per month	7,28

Tabell 4.3. Betydelse av olika programattribut för deltagande. Källa: PLMA (2002)

Den viktigaste egenskapen var den maximala styrningsnivån för den styrda utrustningen (cycling level). De svarande fick välja mellan alternativa nivåer på 33 %, 66 % och 100 %. Den näst viktigaste egenskapen gällde incitamenten, såväl vad gäller den fasta

betalningen som betalningen vid styrning. Antalet tillfällen var klart mindre betydelsefullt.

Efterfrågebud

Incitamenten är viktiga och vissa typer av kunder är mer sannolika att delta än andra. En studie av efterfrågeresponsprogram för NYISO för sommaren 2001 visade att stora kunder med laster på 1 MW eller mer är mest priskänsliga. Studien finner dock också att det finns ett antal kunder med laster under 1 MW som är priskänsliga och reagerar proportionellt sett mer. Följande egenskaper visade sig viktiga:

Den viktigaste karaktärstiken är spetslast. När kundens spets inträffar mellan lunch och kl 16 är det 3,6 gånger mer sannolikt att de deltar än när kundens spets inträffar vid en annan tidpunkt.

Om kunden känner till andra load management program är det 3,4 ggr mer sannolikt att de deltar.

Sannolikheten är dubbelt så hög att en kund med flera produktionsskift än om kunden har ett produktionsskift.

Kunder som ansåg informationen om programmet användbart hade 30% större sannolikhet att delta.

PLMA (2002) redovisar också åsikter från en kund (Jim Laird, Home Depot). Enligt honom är det viktigaste att incitamenten är tillräckligt starka och garanterade betalningar är viktiga. Vidare måste ersättning komma inom budgetåret, det måste finnas PR-vinster med deltagande och det måste vara enkelt att delta.

En studie av varför kunder inte deltar i denna typ av program visade att de två viktigaste skälen för att inte delta var osäkerhet när händelserna inträffar samt att de inte kan möta minimikravet på lastreduktion.

Realtidsprissättning (RTP)

De kunder som det är mest troligt att de är intresserade av att ha realtidsprissättning är:

- Kunder som kan skifta lasten inklusive de med egen produktion
- Kunder med höga energikostnader relativt totala kostnader
- Kunder med icke-kontinuerliga produktionsprocesser och
- Kunder med tidigare erfarenhet av avkopplingsbara tariffer.

Det främsta motivet för deltagande var att spara pengar och kunderna blir mindre nöjda när priset stiger. Detta kan vara viktigt att ha i åtanke, eftersom det finns en risk att intresset av denna typ av kontrakt kan minska efter en period av höga priser. Kunderna ogillar också volatilitet. Detta kan motivera pristak, eller använda sig av priskontrakt som på annat sätt minskar risken. Kunderna förefaller också föredra enklare prissättningsmodeller framför mer komplicerade.

Erfarenheter från elleverantörer indikerar att en stor andel av lastförskjutningen kommer från ett mindre antal kunder. Dessa program är dock inriktade på stora kunder och inte hushållsmarknaden.

4.2 Hur kan elhandlarna bidra?

Elhandlarna/säljarnas främsta bidrag till ökad efterfrågerespons är att utforma och erbjuda kontraktsformer som gör det intressant för kunderna att svara på prissignaler från marknaden. Rent principiellt bör det också vara möjligt att elhandlarna ägnar sig åt direkt laststyrning hos sina kunder.

Med bra kontraktsformer avses kontrakt som ger kunderna incitament att justera sin förbrukning på marginalen. Samtidigt bör detta kombineras med riskhantering som inte utsätter kunderna för oönskad riskexponering.

Drivkrafter

Den främsta drivkraften för elhandlarna bör vara möjligheterna för en bättre riskhantering. För kunder med take-and-pay kontrakt har elhandlarna en pris- och volymrisk. Detta kan reduceras dels genom en mer kostnadsriktig prissättning (på marginalen) och dels genom att efterfrågeresponsen eventuellt kan minska volymrisken. För kunder som själva hanterar sin risk kan hjälp att implementera efterfrågerespons vara ett försäljningsargument för elhandlarna.

En betydelsefull fråga är hur drivkrafterna skiljer sig åt för elhandlare som är balansansvariga och de som inte är det? En elhandlare (leverantör till slutkund) som har ett take-and-pay kontrakt med en balansansvarig producent fungerar i princip som ren återförsäljare till producenten och risken för en sådan aktör förknippad med variationer i efterfrågan hos kunderna samt variationer i priser på råkraftmarknaden är mycket begränsade eller rent av obefintliga. Incitamenten för denna typ av aktör att bidra till åtgärder för ökad efterfrågerespons torde vara begränsade.

Viktiga förutsättningar och hinder

Möjligheterna för elhandlarna att erbjuda kontrakt som ger incitament till efterfrågerespons begränsas i många fall av begränsningar i mätning och avräkning. Detta gäller i första hand schablonkunder.

För en elleverantör med en mycket stor andel av kunderna i ett område kan det möjligen vara intressant att implementera efterfrågerespons även hos kunder som avräknas enligt schablon, eftersom de då får en stor andel av vinsten av förbrukningsförändringen hos schablonkollektivet. Det torde dock inte vara möjligt att utnyttja prissignaler, eftersom incitamenten för kunden att svara på prissignaler är mycket små om inte avläsning och avräkning sker med tillräcklig tidsupplösning. Metoder med direkt laststyrning skulle dock fungera.

Kostnader förknippade med mer avancerade kontraktsformer kan också utgöra ett hinder, särskilt om elhandlaren måste kommunicera fördelarna med dessa kontrakt till sina kunder.

4.3 Hur kan nätföretagen bidra?

Nätägaren kan generellt sett ha två roller. Den ena rollen är att nätägaren utför laststyrning och liknande åtgärder och säljer denna typ av tjänster till elhandlaren, elkunden eller använder det för de egna behoven i det lokala nätet. Den andra rollen är att nätägaren står för infrastrukturen (mätutrustning, kommunikationsutrustning) och säljer bl a mätvärden till elhandlaren, vilket möjliggör olika styrmodeller baserade på priset.

Båda dessa metoder kan dock förväntas innebära ökade kostnader för nätägaren, vilket nätägaren måste kunna få täckning för. Intäkterna för detta kan antingen komma via den reglerade nättariffen, eller via försäljning av tjänster utanför den reglerade verksamheten.

Det kan dock förväntas vara förknippat med en högre kostnad att samla in och leverera mätvärden med högre frekvens (timvis). Detta är en kostnad som nätägaren bör ha möjlighet att ta betalt för, dvs att nätägaren säljer mätvärden. Denna möjlighet finns redan idag i och med att nätägaren har rätt att ta betalt för mätvärden om mätaren är installerad eftersom kunden ville byta leverantör, eller om kunden begär att få sin förbrukning mätt per timme.

Incitamenten för nätägaren att stå för denna tjänst, givet att den inte regleras fram och att kostnaderna täcks genom den ordinarie nättariffen,⁴ kan annars bli svaga eller obefintliga. Nätregleringen ger med dagens utformning svaga incitament för nätägaren att investera i teknologier som medger ökad efterfrågerespons. Nättarifferna regleras primärt genom den sk nätnyttomodellen. Den fastställer de tillåtna intäkterna genom att skapa ett referensnät utifrån koordinater för in- och utmatningspunkter, överförd energi, spänningsnivåer och andra fysiska variabler. Kostnaderna för överliggande nät går dock rätt igenom modellen och läggs på den tillåtna intäktsnivån. Det innebär att om ökad efterfrågerespons kan bidra till att sänka kostnaden mot överliggande nät så får nätägaren i princip inte del av denna vinst.

Nätägarna kan även tillämpa prismodeller som ger incitament för effektreduktioner. Ur nätägarens perspektiv bör dock dessa utformas så att de är anpassade efter de lokala förhållandena i nätet. I tillägg kan dock också nätägaren sälja tjänster till elhandelsföretag och/eller kunderna avseende styrning av förbrukningen (teknisk eller via priset). Denna typ av tjänster, inklusive försäljning av mätvärden, bör möjligen inte läggas i själva nätbolaget, utan i ett moderbolag för att undvika konflikter med den reglerade nätverksamheten.

Om nätägaren ägnar sig åt olika typer av styrning är det dock viktigt med kommunikation mellan nätföretaget och elhandelsbolaget, för att undvika att elhandelsbolaget får bära extra kostnader för obalanser mm.

⁴ Vilket förutsätter att regleringen tillåter detta.

Drivkrafter

För nätföretagen (lokal- och regionnätsföretag) finns två viktiga vinster av en ökad efterfrågerespons. För det första kan en sänkt toppeffekt innebära att nätföretaget kan sänka sina kostnader för abonnerad effekt till överliggande nät. För det andra kan en sänkt toppeffekt innebära att nätföretaget kan minska kostnaderna för investeringar (och underhåll) i nätet (knapphet på nät).

Om vi inledningsvis koncentrerar oss till möjligheten att sänka det totala (topp)effektbehovet i nätet innebär det att nätföretagen främst kommer att ha incitament att genomföra effektreduktioner vid topparna i det individuella nätet, alternativt i delar av nätet om avsikten är att undvika investeringar. Dessa toppar kan, men behöver inte nödvändigtvis sammanfalla med de systemmässiga effekttopparna. I den mån effekttopparna i det enskilda nätet sammanfaller med de systemmässiga effekttopparna kommer intressena för det lokala nätföretaget att sammanfalla med systemets intressen.

Rent principiellt bör det också vara möjligt för nätföretagen att ”sälja tillbaka” effektreduktioner, främst kopplat till direkt laststyrning, inom sitt nätområde till marknaden. Detta kan skapa en affärsmöjlighet för nätföretagen. Detta är dock inte tillåtet givet att nätägarna inte får ägna sig åt elhandel. Detta förbud är i sig välgrundat för att åstadkomma åtskillnad mellan konkurrensutsatt verksamhet och reglerad monopolverksamhet. I tillägg skulle det kunna ge upphov till intressekonflikter mellan nätägare och elhandelsföretag. Bortsett från att EU:s elmarknadsdirektiv kräver separation förefaller det inte heller i sak motiverat att avskaffa detta krav.

Viktiga förutsättningar och hinder

Det viktigaste hindret torde ligga inom den nuvarande nätregleringen, som försvagar incitamenten för nätägarna att vidta åtgärder som sänker deras kostnader gentemot överliggande nät. I Nätnyttomodellen skickas kostnader för överliggande nät vidare genom modellen. Reduktioner i dessa kostnader kan därmed leda till krav på sänkta tariffer, och kan förväntas göra det för företag som har en debiteringsgrad nära eller över ett. Detta förefaller i grunden vara möjligt att justera inom nätregleringen även om det kan kräva en lagändring.

4.4 Hur kan systemansvarig bidra?

Trots att Svenska Kraftnät inte har ett ansvar för att hålla med effektreserver har man upphandlat sådana i en övergångsordning (både på produktions- och förbrukningssidan).

På motsvarande sätt skulle systemoperatören kunna bidra genom att stödja lösningar för ökad efterfrågerespons. Detta kan behövas kortsiktigt för att bygga upp förtroende och för att få marknaden att fungera. Med gradvis ökade inslag av efterfrågerespons blir det i allt högre grad möjligt att förlita sig på den responsen i olika situationer. Priset kan då tillåtas utgöra en styrande signal med större prisspikar som resultat. Detta gör det i sin tur lönsamt att investera i efterfrågerespons.

Drivkrafter

Även för den systemansvariga (Svenska Kraftnät) är knapphet på nät en viktig potentiell drivkraft för ökad efterfrågeflexibilitet. Genom åtgärder för att minska förbrukningen i underskottsområden kan brist på erforderlig överföringskapacitet avhjälpas. Detta tangerar dock ett delvis annat problem, nämligen flaskhalshandling. Med dagens modell för flaskhalshandling, motköp, skulle det innebära att Svenska Kraftnät köper nedreglering i förbrukning vilket är fullt möjligt redan idag. Detta gäller dock främst stora aktörer. Om istället prisområden användes för att avhjälpa flaskhalsar är det möjligt att även andra (mindre) förbrukningskällor skulle kunna bidra i högre utsträckning. Frågan om motköp, prisområden och flaskhalshandling i allmänhet ligger dock utanför omfattningen för detta arbete och behandlas därför inte vidare.

Svenska Kraftnät har ett övergripande ansvar för systemets tillförlitlighet. Tidigare har vi kortfattat beskrivit hur detta ansvar delvis har resulterat i skilda lösningar hos de nordiska systemoperatörerna.

Viktiga förutsättningar och hinder

Politiska faktorer kopplat till Svenska Kraftnäts roll och ansvar är av betydelse. Vidare finns risken att åtgärder för att främja efterfrågerespons ger snedvridande effekter om exempelvis vissa lösningar subventioneras in i systemet.

5 Modeller för den svenska marknaden

Vilket som är det primära syftet med att få till stånd en ökad efterfrågerespons påverkar vilken modell som man bör välja. En första frågeställning är om syftet är att efterfrågeresponsen ska tjäna som en snabb och säker störningsreserv eller om syftet är att efterfrågesidan i högre grad ska svara på den ordinarie marknadens signaler.

Om syftet är att efterfrågeresponsen ska utgöra en störningsreserv är sannolikt metoder som direkt laststyrning kontrollerade av systemoperatören att föredra. Detta ger en snabb, säker och fullständigt förutsägbar respons i en akut situation. Det kan då vara mindre effektivt, eller i vart fall mindre tillförlitligt, att i en sådan situation förlita sig på prismekanismen.

Är syftet istället att efterfrågesidan ska svara på den ordinarie marknadens signaler är prismekanismen sannolikt en bra metod. Det väsentliga är att även om det inte är möjligt att förutse den enskilde kundens reaktion i en given situation är det aggregerade beteende lättare att förutsäga. Det innebär att prismekanismen kan fungera som en effektiv och tillförlitlig styrsignal.

En vidare fråga blir då om styrningen endast ska rikta in sig på att hantera kritiska höglastperioder, eller om syftet är att kontinuerligt ge mer korrekta prissignaler till kunderna. Det senare kan ha fördelar exempelvis genom att förbrukningen kan öka i låglastperioder, vilket kan hålla upp priset i dessa perioder. Det gör att investeringar i baslastkapacitet blir mer lönsamma.

Fördelen med att endast försöka hantera kritiska höglastperioder är att det är lättare att skicka tydliga signaler i situationer när det spelar mycket stor roll, samt att enklare teknologier kan användas med lägre kostnader som följd.

Utgångspunkten i den följande diskussionen är att syftet är att få kunderna att svara på den ordinarie marknadens signaler och inte att skapa ett system för att efterfrågesidan ska bidra som en snabb störningsreserv. Såväl direkt laststyrning som prisrespons är möjliga alternativ.

Med bakgrund av den tidigare diskussionen har fem modeller identifierats som särskilt intressanta. Vi har arbetat efter tre huvudsakliga kriterier vid urvalet av modeller och närmare utformning av dessa:

- **Effekt:** Modellen ska ge kunderna incitament att reducera sin förbrukning vid tidpunkter då det är önskvärt.
- **Ekonomi:** Modellen ska ha förutsättningar att generera ett positivt ekonomiskt resultat för samtliga aktörer som är inblandade.
- **Enkelhet:** Modellen ska vara enkel och förståelig för aktörerna. Kostnader för administration mm får inte bli förhindrande och besvärliga effekter på avräkningssystem och liknande bör undvikas så långt det är möjligt.

Det första kriteriet har inneburit att modeller som exempelvis vanliga tidstariffer har uteslutits. Dessa ger inte kunderna specifika incitament att reducera sin förbrukning vid de riktigt stora effekttopparna, utan enbart incitament att flytta förbrukning mellan generella höglast- och låglastperioder. Denna typ av åtgärder kan förvisso vara välkomna, och kan bidra till att sänka effektuttaget under höglastperioder. Detta innebär dock också att lönsamheten i investeringar i kraftverk för normala höglastperioder minskar och långsiktigt bör det leda till att den tillgängliga topplastkapaciteten minskar något. Fortsatt kan dock extrema toppar uppstå, om än från en något lägre nivå. Det är därför tveksamt om tidstariffer för generella hög- och låglastperioder bidrar i någon hög grad till att lösa problemet med extrema toppar. Möjligen kan problemet skjutas något in i framtiden.

Ekonomikriteriet handlar dels om att modellen ska ha förutsättningar att vara lönsam för de inblandade aktörerna. Detta handlar inte enbart om det förväntade utfallet, utan påverkan på risken för olika aktörer kan vara minst lika viktig. För elleverantörerna kan efterfrågerespons innebära att risk flyttas från leverantören till kunden, vilket gör att dessa kontrakt blir mer förmånliga för leverantören. För kunden är detta dock negativt, allt annat lika, och man kan förvänta sig att kunden kommer att kräva kompensation för att delta. Erfarenheter från USA visar också att kunderna ogillar risk. Vi har därför försökt utforma modeller som inte innebär en väsentlig ökning av risken för kunderna, samtidigt som det kan medge vinster och riskreduktioner för leverantörerna. I detta finns naturligtvis en inbyggd motsättning och hur denna riskfördelning slutlig ska se ut måste bestämmas via de avtalsformer som uppstår på en fri marknad. De modeller som presenteras här får därför ses som en startpunkt, och vi har därför inte heller haft ambitionen att utforma modellerna i detalj.

Det tredje kriteriet har varit enkelhet. Erfarenheterna från bl a USA indikerar att kunderna föredrar enkla kontraktsformer framför mer komplicerade. Detta är också fullt i linje med "sunt förnuft", dvs. kunderna önskar kontrakt som de kan förstå och vars effekter är rimligt förutsägbara. Detta gäller sannolikt alla kunder, men i varierande omfattning. Större kunder där elinköpen blir mer av en strategisk frågeställning och där kostnaderna för elinköpen är höga kan förväntas vara beredde att acceptera mer komplicerade kontrakt. Förutsägbarheten torde dock fortsatt vara av vikt. Enkla modeller har därför föredragits framför mer komplicerade.

Av de fem modeller som vi funnit mest intressanta riktar sig tre stycken mot hushållskunder (och ev. andra mindre kunder), en modell riktas mot vissa näringskunder och en sista modell riktas mot stora industrikunder. Syftet har inte varit att utveckla helt nya och oprövade modeller, utan att dra lärdomar från tidigare försök och redan beprövade modeller, samt göra anpassningar i dessa modeller.

De förslagna modellerna kräver inga större förändringar i lagstiftningen. Däremot krävs investeringar i olika former av infrastruktur. För de prisbaserade metoderna krävs mätning, medan modeller med direkt styrning kräver investeringar i utrustning som klarar detta. Enligt de uppgifter som nu finns tillgängliga kommer ett mycket stort antal kunder att få mätare som klarar timvis mätning och dubbelriktad kommunikation efter de mätarbyten som ska ske under de närmaste åren. Om så blir fallet innebär det att ett

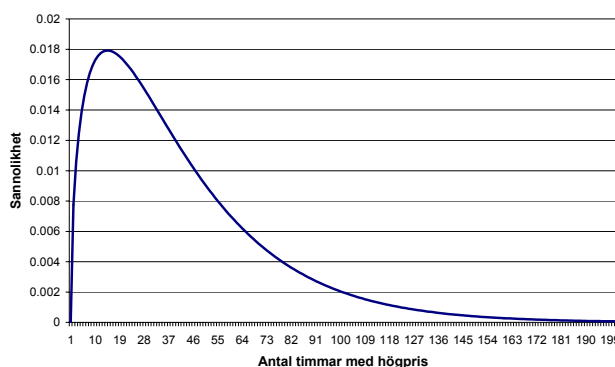
av de viktigaste hindren för denna typ av kontrakt har undanröjts. Det är dock inte tillräckligt med timvis mätning, utan mätvärden måste också kommuniceras och avräkning ske. I tillägg kommer en betydande andel av mätutrustningar att vara förberedda för olika typer av styrning.

För modellerna som riktar sig mot hushållskunder använder två priset som styrmedel, spotpris respektive CPP, medan en modell använder sig av olika varianter av direkt laststyrning. För näringskunderna har vi valt att fokusera på kunder med tillgång till reservkraft och möjligheten att aggregera denna produktion/konsumtionsreduktion. För de stora industrikunderna lyfts det tidigare arbetet med Industribud fram.

5.1 Förekomst av högpristimmar

I Market Designs olika projekt har det antagits att i genomsnitt per år kommer ca 40 timmar med ett pris på i genomsnitt 5 kr/kWh att inträffa⁵. Det innebär att 15 % av den totala årliga energikostnaden kommer från dessa 40 timmar.

För de indikativa ekonomiska kalkylerna som vi har gjort för de olika modellerna har vi antagit att antalet timmar med högt följer en Gammafördelning⁶ där det förväntade antalet timmar per år med högt pris är 40. Alla högpristimmar antas ligga på nivån 5 kronor/kWh. Anledningen till att vi gör detta är att vi vill analysera det ekonomiska utfallet under olika typer av år, år med få högpristimmar och år med många högpristimmar. Gammafördelningen har valts eftersom den har en form som kan anses rimlig i detta sammanhang (se Figur 5.1), men det finns ingen avsikt att ge en prognos avseende vare sig för antalet timmar eller hur dessa kommer att fördela sig.



Figur 5.1 Sannolikhetsfördelning för antal timmar med högt pris.

⁵ Se Elforsk rapport 05:31 samt dokumentation från Market Designs Prisspiksseminarium 2005-09-09 på www.marketdesign.se

⁶ $f(x, \alpha, \beta) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}$ där $\Gamma(\alpha) = \int_0^\infty x^{\alpha-1} e^{-x} dx$. Parametrarna har satts till $\alpha = 1,5$ samt $\beta = 27$.

Antalet timmar med högt pris har dock begränsats uppåt till maximalt 200 timmar per år.

5.2 Modeller riktade mot hushållskunder

Den primära *målgruppen* har identifierats som hushållskunder med elvärme. Det innebär inte att vi utesluter att andra kundgrupper kan vara intressanta (t ex villakunder utan elvärme och lägenhetskunder), men per hushåll finns det med största sannolikhet mindre att hämta från kunder med lägre förbrukning. För det första är kostnaden för elektriciteten lägre för dessa kunder, vilket sannolikt bidrar till ett minskat intresse. För det andra är ökade kostnader för administration, mätning och avräkning sannolikt till stor del fasta (per kund), vilket kan förväntas bidra till en sämre lönsamhet för åtgärder riktade mot mindre hushållskunder.

Potentialen hos elvärmekunderna kan förväntas vara mycket stor. Effektuttaget kan hos elvärmekunderna uppskattas till ca 10 000 MW under en extrem höglastperiod. Försök som genomförts i Market Design i två områden visade att ca 20 % av kunderna var villiga att acceptera en ny tariff och att dessa kunder i genomsnitt halverade sitt effektuttag under högprisperioder. Det skulle överfört till nationell nivå innebära en potential på 1 000 MW (hälften av 20 % av 10 000 MW). I praktiken kan detta vara högt räknat och det finns därför skäl att vara mer försiktig i bedömningen av potentialen. Detta innefattar samtidigt endast en kontraktsform, som inte nödvändigtvis passar alla och potentialen borde därför kunna vara större med mer kundanpassade lösningar.

Det är dock viktigt att framhålla att för att denna potential ska kunna komma in på marknaden timvis mätning (och avräkning), förutom i de fall då direkt laststyrning används (då även en justerad schablonmässig avräkning kan fungera). På kort sikt, dvs innan mätning eller annan teknisk utrustning finns på plats är potentialen därför mycket begränsad.

Merkostnaderna för att få in timvis mätning och avräkning är osäker. Inför införandet av månadsvis avläsning studerades kostnaderna för olika frekvenser på mätning och avläsning. STEM (2002) redovisar att åsikterna i branschen kring detta går isär. I allmänhet uppger företagen att kostnaden uppgår till flera hundra kronor per kund, medan ett företag som tillämpar detta (Sollentuna Energi) uppger att merkostnaden är begränsad samt att man endast behöver hämta in timvärden för de kunder som bytt leverantör. I STEMs rapport uppges årskostnaden för ett månadsbaserat system till 180 kronor/kund/år, medan kostnaden för ett timvärdesbaserat system uppgår till 240 kronor/kund/år. SWECO (2002) menade att kostnaderna för timvis avläsning är högre främst beroende på högre drift- och underhållskostnader för insamlingssystem (80 kronor enligt SWECO och 34 kronor enligt STEM). Mot denna bakgrund räknar vi nedan med en merkostnad för mätsystemen på upp till 100 kronor/kund/år, i jämförelse med ett system för månadsvis avläsning. I tillägg har elhandlarna merkostnader bl a för att hantera timvisa mätvärden. Storleken på de merkostnaderna är osäker, men vi har antagit att de administrativa merkostnaderna uppgår till totalt 250 kronor/kund/år inklusive 100 kronor som svarar mot nätföretagens kostnader för extra mätning.

I beräkningarna nedan har vi vidare antagit att elhandelsföretagen prissäkrar sina inköp så långt det är möjligt. Det är dock svårt att prissäkra sig fullt ut med standardkontrakt

och vi har därför antagit att 20% av kundernas last under högpristimmarna inte kan prissäkras.

5.3 Fastpris med returrätt

Spotpriskontrakt i kombination med finansiella prissäkringskontrakt är redan idag en mycket vanlig avtalsform för de lite större kunderna. Den mest betydande fördelen med denna typ av kontrakt är att kunden alltid känner av rätt pris. Modellen minskar riskerna för elhandlaren och medger därför ett lägre (förväntat) pris för kunderna. Dessa har också möjlighet att ytterligare sänka sina kostnader genom att reducera sin förbrukning när priset stiger. Detta är oberoende av om man är fullt prissäkrad eller inte.⁷

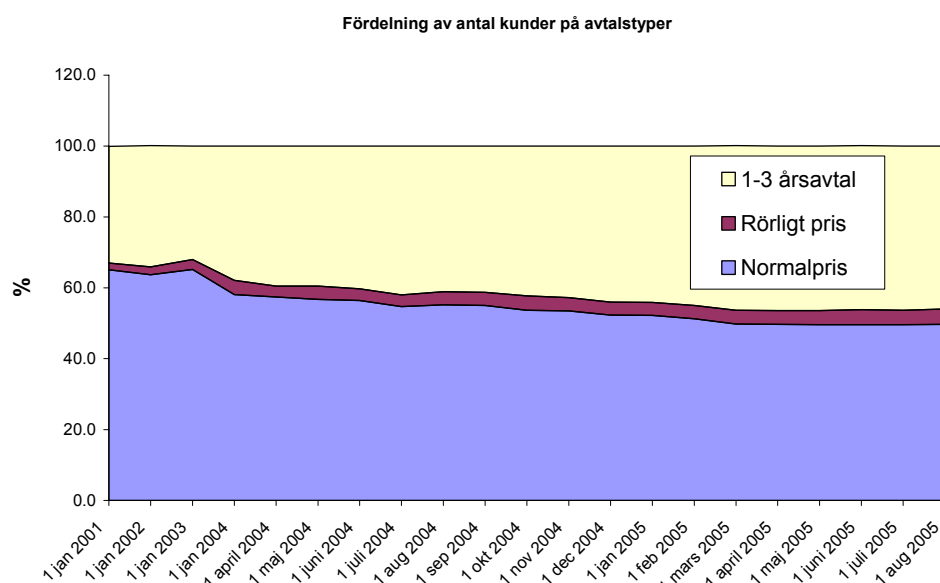
En nackdel är att den balansansvariga leverantören kan drabbas av höga balanskraftskostnader om denna inte i förväg vet att kunderna tänker dra ner på sin förbrukning. Med mer erfarenhet av denna typ av kontrakt bör man dock kunna prognostisera efterfrågeresponsen relativt väl. Det är inte heller säkert att flexibilitet kommer att synas i buden på elspot, utan detta förutsätter att leverantören kan prognostisera och lägga in denna flexibilitet i sina köpbud.

Med denna typ av kontrakt är nyttovärdet för den lokala nätägaren lågt i och med att det är enbart priserna på elspot som styr kundernas agerande och förhållanden i det lokala nätet påverkar inte. Det kan dock vara fallet att detta överensstämmer, men det behöver inte vara fallet.

5.3.1 Spotpriskontrakt med prissäkring

Ett rent spotpriskontrakt där kunden köper hela sin förbrukning till aktuellt spotpris är en mycket enkel kontraktsform som ger goda incitament att reducera förbrukningen. Med tanke på den mycket höga andelen av kunderna som för närvarande väljer kontrakt med löptider på ett år eller längre och den mycket lilla andel som idag har rörligt pris (se Figur 5.2) förefaller det osäkert om spotpriskontrakt för hela förbrukningen kommer att vara en populär avtalsform.

⁷ Detta förutsätter att man har prissäkrat (abonnerar) på en viss volym, dvs om man minskar sin förbrukning säljer man i praktiken tillbaka kraft.



Figur 5.2 Fördelning av kunder efter kontraktstyp (antal kunder). Källa: SCB

Det finns därför skäl att överväga spotkontraktsformer som samtidigt ger kunderna möjlighet till prissäkringar. I Bergman och Amundsen (2004) diskuterades en alternativ modell för försäljning av el som framförts i debatten såväl i Sverige som internationellt. Denna alternativa modell utgick ifrån att normalavtalet för alla kunder med en årsförbrukning över en viss nivå är ett fastpriskontrakt för en given kvantitet och avvikelser bestäms av spotpriset. Vidare tar nätföretagen över ansvaret för elförsäljning, medan elhandelsföretagen övergår till att vara renodlade finansiella företag och att elhandelsföretaget får betalt av nätföretaget för de kvantiteter som elhandelsföretagets kunder har prissäkrat.

Det bakomliggande syftet med denna modell kan dock upprätthållas även om nätföretagen inte övertar elförsäljningen i och med att elhandelsföretagen också kan erbjuda denna typ av kontrakt.⁸ Denna typ av kontrakt är sannolikt dyrare att utforma och sälja in till kunderna, särskilt med tanke på att det skulle utgöra en ny produkt på marknaden. Det är därför inte säkert att dessa kontrakt skulle få en stark ställning på marknaden.

I en situation när effektbrist – och därmed höga pristoppar – är vanligt förekommande vinnas det relativt sett stora vinster för elhandlarna med denna typ av kontrakt. Kunderna som har möjlighet att reducera sin förbrukning kan därmed också tjäna väsentliga summor genom att teckna denna typ av kontrakt och utnyttja sin flexibilitet. Om

⁸ En fördel med att låta nätföretagen ta hand om elförsäljningen är att det kan minska kostnaderna för mätning och avräkning. Detta innebär också att nätföretagen tar över balansansvaret för kunderna vilket också kan vara en viss fördel eftersom nätägarna har bra förutsättningar att hålla koll på sin balans. Det finns även faktorer som talat mot en sådan lösning. Konkurrensen på slutkundmarknaden, som enligt många bedömare fungerar bra, skulle få ett annat utseende (rent finansiella aktörer skulle överta elhandlarnas roll).

effektbrist uppkommer i stort sett varje vinter är sannolikheten därför relativt hög att denna typ av kontrakt kommer att utvecklas.

I den motsatta situationen, då effektbrist uppstår mycket sällan och det kanske enbart handlar om att klara av ”10-årsvintern” är dock den förväntade vinsten avsevärt mycket lägre, medan kostnaderna för att utforma och sälja in kontrakten är desamma. Sannolikheten för att denna kontraktstyp ska bli vanligt förekommande i ett sådant scenario blir därmed lägre.⁹

Det finns därmed skäl att överväga om man genom en reglering ska införa detta som normalkontraktet för alla kunder (ev över en viss storlek) och den vägen öka sannolikheten för att åtminstone en ändamålsenlig kontraktsstruktur finns på plats om en effektbristsituation skulle uppkomma. Eftersom mätarkraven inte innebär ett krav på timvis mätning för hushållskunder torde en sådan reglering inte vara rimlig, utan att samtidigt ändra mätarkraven. En möjlighet är dock att en praxis utvecklas som innebär att för kunder med timvis mätning och avräkning är normalavtalet ett fastprisavtal för en specifik förbrukning och spotpris (plus påslag) för variationer.

En möjlig åtgärd som skulle kunna underlätta införandet av denna typ av standardkontrakt för prissäkring med spotpris på marginalen vore att utforma standardiserade prissäkringskontrakt¹⁰ som schabloniserat sätt fångar upp volymerna för de aktuella kundgrupperna över året. I grunden finns det tre olika element som en sådan schablon kan behöva fånga upp: variation över året, variation över dygnet och variation mellan veckodagar (arbetsdag helg).

En enkel modell, som exempelvis enbart tar hänsyn till förbrukningsvariationerna över året, innebär att det abonnerade nivån konstant är för låg även i ”normala” höglasttimmar och för hög i låglasttimmarna, vilket skulle innebära att el alltid kommer att säljas tillbaka av kunderna i låglaststimmar (med ett lågt pris) och köpas extra i höglasttimmar (till ett högt pris). Vår bedömning är dock att den finansiella effekten av detta är liten och att kunderna kan kompenseras via ett lägre marginalpåslag från sin elhandlare. En mindre komplicerad schablon gör det också lättare för kunderna att förstå kontraktsstrukturen, och vi bedömer det därför som en mer attraktiv modell att enbart differentiera utifrån säsong.

Oavsett detaljutformningen är syftet att skapa ett enkelt och begripligt kontrakt för kunderna, som ger kunden trygghet men också incitament att reducera sin förbrukning när så krävs. Det är därför önskvärt att kunden endast behöver uppge sin årliga förväntade totala förbrukning och denna fördelas sedan enligt schablonen ut över årets timmar. I princip bör det dock vara möjligt för en kund att också välja att prissäkra en lägre volym än den förväntade konsumtionen, och i förväntan alltid köpa en del av sin förbrukning till spotpris.

⁹ Observera att de tidigare vanligt förekommande tidstarifferna idag i stort sett är försvunna från marknaden.

¹⁰ Eventuellt skulle det även vara intressant att införa en produkt på Nord Pool som motsvarar detta. Dock torde det inte vara särskilt problematiskt för en elleverantör att täcka denna typ av kontrakt mot kund via månadskontrakt på Nord Pool.

I Norge har Trondheim Energiverk (TEV) infört en avtalsform som kallas *fastpris med retur rätt*. I det avtalet har kunden ett fast pris på en avtalad volym och medan variationer runt denna volym (uppåt eller nedåt) betalas till spotpris. I TEVs modell är spotpriset avräknat per månad och är den är därför inte tillämplig för att hantera effektproblemet.

Rollen för nätägaren är med denna typ av kontrakt mycket begränsad. Nätägarens enda roll är att förse leverantörer/kunder med mätvärden, vilket förutsätter timregistrerande mätare och timavräkning. I tillägg krävs system för kommunikation mellan leverantör och kund så att prisinformation kan gå fram. I praktiken är nätägaren central för att denna infrastruktur ska finnas på plats. Nätägarens nytta av spotpriskontrakt är förhållandevis liten i och med att nätägaren inte har möjlighet att styra förbrukningen utifrån behoven i näten. Om infrastrukturen finns på plats har dock nätägaren också möjlighet att införa tariffer för att styra förbrukningen utifrån behoven i det lokala nätet.

Med spotpriskontrakt är nyttovärdet för den lokala nätägaren sannolikt lågt i och med att det är enbart priserna på elspot som styr kundernas agerande och förhållanden i det lokala nätet påverkar inte. Det kan dock vara fallet att detta överensstämmer, men det behöver inte vara fallet. Det är därmed inte primärt nätägaren som har något att vinna på denna typ av kontrakt. Nätägaren kan dock använda den tekniska utrustningen för att anpassa nätkontrakten och på så sätt dra nytta av sin investering för att sänka kostnaderna.

En betydande fördel ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är att denna prissättningsmodell hela tiden ger korrekta prissignaler till kunderna. Det gör att man kan uppnå vinster även i situationer när inte extrema pristoppar uppstår. Nackdelen är naturligtvis att eftersom kunden hela tiden får prisinformation försvåras kundens beslutssituation. Istället för att enbart reagera när det kommer en specifik signal, måste kunden i varje situation överväga om något ska göras. Det finns därför skäl att överväga att införa någon form av signalförstärkning, som ger en specifik signal i de situationer som är systemkritiska eller då priset överstiger en viss nivå. Denna förstärkning kan exempelvis ske i form av avisering via SMS eller liknande.

Indikativ ekonomisk kalkyl

Förekomsten av högristimmar och priset under dessa timmar antas vara i enlighet med vad som redovisats ovan i avsnitt 5.1. Antag vidare att en kund har en årlig förbrukning på 25 000 kWh och att kunden prissäkrar denna volym. Kunden kan antingen köpa det till ett fastpris som vi antar är lika med det förväntade priset på spotmarknaden plus en marginal. Marginalen ska täcka risker. Vi antar att detta pris är 37,7 öre/kWh.¹¹ Om kunden köper detta till fast pris blir den årliga kostnaden för elinköpen 9 425 kronor. Kunden antas kunna reducera sin förbrukning med 4 kW, dvs sälja tillbaka 4 kW till spotpriset, under högristimmarna. Om kunden gör detta under de timmarna med högt

¹¹ Detta pris har räknats fram genom att anta ett genomsnittligt pris på 25 öre/kWh under "icke-högristimmar", samt ett pris på 5 kr/kWh under högristimmarna. Med de antaganden om förekomst av högristimmar resulterar det i ett förväntat spotpris på 32,7 öre/kWh. Med en marginal på 5 öre/kWh blir priset mot slutkund därmed 37,7 öre/kWh.

pris resulterar det i att kunden kan sänka sina förväntade kostnader för elinköpen med 750 kr/år.¹² Detta bygger på att kundens förbrukningsreduktion sker från den fast abonnerade nivån.

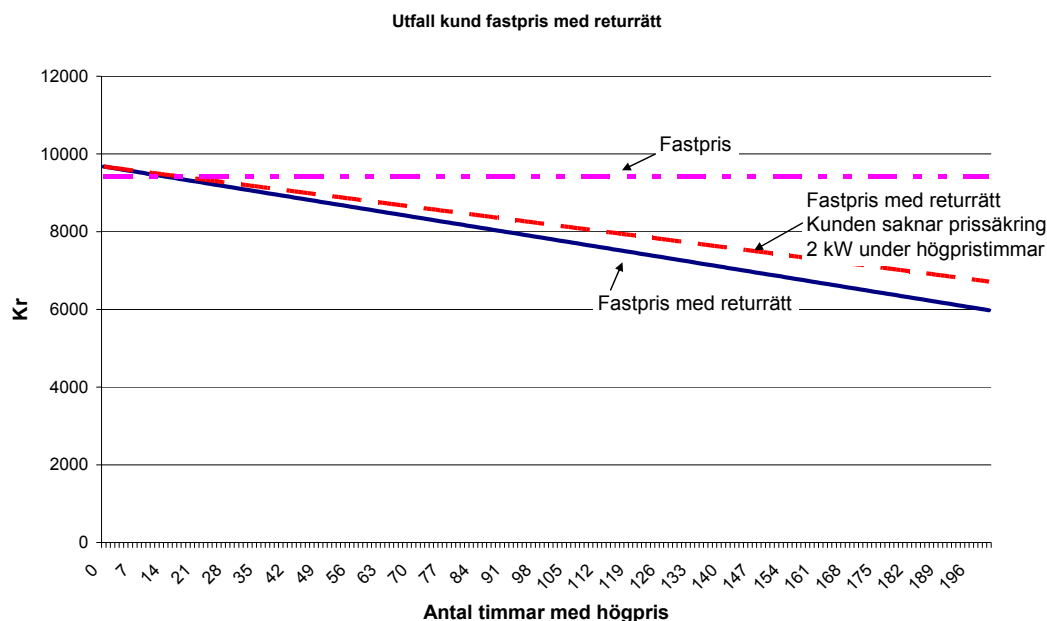
Den främsta nackdelen för kunden är att med denna kontraktsform får kunden ta över delar av i första hand volymrisken. Större delen av prisrisken kan dock den enskilda kunden säkra sig mot genom fastpriskonstruktionen. För kunden är inte volymrisken heller helt opåverkbar då kunden både kan vidta åtgärder för att styra sin förbrukning. Vi antar här att kunderna värderar den ökade risken till 1 öre/kWh, vilket för en kund med en förbrukning på 25 000 kWh/år innebär 250 kr/år.

Nettovinsten för hushållet skulle med detta antagande vara ca 500 kr/år jämfört med ett vanligt fastpriskontrakt. I denna beräkning har vi antagit att det säkrade priset är samma oavsett kontraktsform. Det faktum att kunden kommer att få bära en betydande del av prisrisken indikerar att det kan finnas behov att erbjuda ett lägre säkrat pris till de kunder som väljer ett kontrakt med returrätt.

Figur 5.3 jämför det ekonomiska utfallet för en kund med ett fastpriskontrakt (den raka linjen) och med ”fastpris med returrätt” för olika antal timmar med högt pris. Det senare kontraktet blir givet våra antaganden dyrare om få antal timmar med högt pris realiseras. Detta beror på att kunden tvingas bära en ökad risk (volymrisken), men inte kan dra nytta av avtalskonstruktionen i så hög grad eftersom få timmar med högt pris realiseras. Vi har i denna kalkyl inte tagit hänsyn till kundens kostnader för att reducera sin förbrukning.

I figuren visas också utfallet för kunden om 2 kW av förbrukningen under högpristimmar inte är prissäkrade, dvs. att förbrukningen under de aktuella timmarna överstiger den abonnerade nivån med 2 kW.

¹² Observera att kunden fortfarande måste betala 37 öre/kWh för den elen som säljs tillbaka till ett högre pris.



Figur 5.3 Ekonomiskt utfall för kunden vid olika frekvens av högpristimmar. Fastpris med returrätt och vanligt fastpriskontrakt.

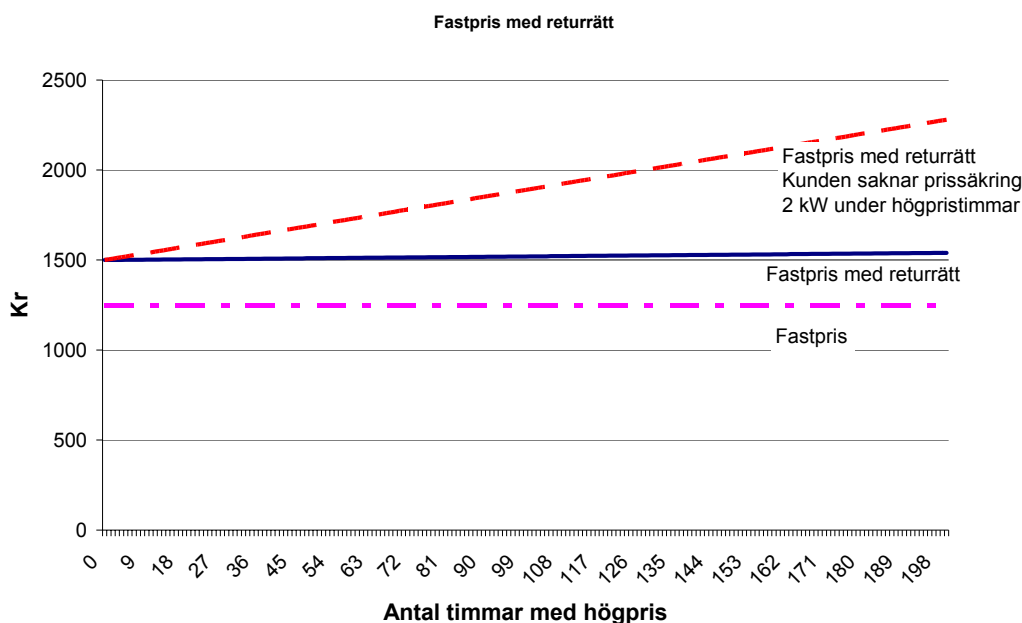
Elleverantörens inköpskostnader är lika med kundens pris minus marginalen på 5 öre/kWh, vilket innebär en årlig inköpskostnad på 8 175 kr för leverantören.

Givet att marknaden är relativt konkurrensutsatt kan marginalen förväntas ligga nära kostnaderna som är förknippade med att erbjuda denna tjänst, samt täcka riskerna. Risken för elleverantören är dock mindre med ”fastpris med returrätt” än med ett rent fastpriskontrakt, eftersom volymrisken vältras över på kunderna. Frågan är hur denna riskminskning för elleverantören ska värderas? För närvarande är den genomsnittliga skillnaden i bruttomarginaler mellan ett 1-års fastpriskontrakt och ett kontrakt med rörligt pris (ofta baserat på genomsnittligt spotpris under en månad) ca 2 öre/kWh. Kontraktet med rörligt pris (i kombination med schablonavräkning) är i princip riskfritt för elleverantören, med undantag för rena motpartsrisker (kundförluster). Fastpris med returrätt innebär i princip samma riskreduktion som kontraktet med rörligt pris och skillnaden i marginal kan därför utgöra ett rimligt estimat på hur elhandelsföretagen värderar den minskade risken. Vi har därför antagit att riskminskningen värderas till 2 öre/kWh för elhandelsbolaget, dvs 500 kr/år. Givet att elleverantören kan ta ut samma fasta pris för båda dessa kontrakt kommer elleverantören att så här långt föredra ”fastpris med returrätt” eftersom risken är lägre. En sista kostnadspost är ökade administrativa kostnader bl a för mätning. Storleken på denna kostnadspost är osäker, men vi har värderat den till 250 kr/år i denna kalkyl.

Figur 5.4 visar det ekonomiska utfallet för leverantören vid olika antal timmar med högt pris. Med utgångspunkten i att kunden har prissäkrat alla sina timmar även under högpristimmarna beror vinsten av ”Fastpris med returrätt”-kontraktet i till största delen på hur den minskade risken värderas av elleverantören. Detta beror på att istället för att köpa elen till spotpris på Nord Pool köper leverantören elen till spotpris hos sin kund (i

form av förbrukningsminskning). Den avgörande frågan för om denna kontraktsmodell är lönsam är således relationen mellan värderingen av den minskade volymrisken och de ökade kostnaderna för administrationen.

Kontraktsmodellen blir klart mer intressant för elleverantören om man tar hänsyn till att förbrukningen och priset är positivt korrelerat, dvs att kunderna i genomsnitt förbrukar mer då priset är högre. Om vi antar att kundens maxlast är 10 kW, men att enbart 8 kW av denna last är prissäkrad innebär det att elleverantören slipper ifrån pris- och volymrisken för de osäkrade 2 kW och kontraktsmodellen ger ett klart mer positivt utfall för elleverantören, vilket redovisas i Figur 5.4.



Figur 5.4. Ekonomiskt utfall för elleverantören vid olika frekvens av högstpristimmar. Fastpris med returrätt och vanligt fastpriskontrakt.

För nätägaren uppstår en intäktsmöjlighet genom att han kan ta betalt för mätvärden. Samtidigt kommer dock kostnader att uppstå för att nätägaren ska kunna leverera denna tjänst. Storleken på de kostnaderna är osäkra.

	Fastpris med returrätt	Fastpris
Kund: Villa med elvärme		
Abonnerad volym/ förväntad volym	25 000 kWh	25 000 kWh
Pris (fast)	37,7 öre/kWh	37,7 öre/kWh
Varav marginal	5 öre/kWh	5 öre/kWh
Årskostnad	9 425 kr/år	9 425 kr/år
Möjlig effektbesparing	4 kW	0 kW
Möjlig besparing	750 kr/år	0 kr/år
Elräkning för kunden	8 675 kr/år	9 425 kr/år
Ökad risk	250 kr/år	0 kr/år
<i>Total kostnad kund</i>	<i>8 925 kr/år</i>	<i>9 425 kr/år</i>
Elleverantör		
Inköp el fast pris (förväntat)	8 175 kr/år	8 175 kr/år
Reducerade inköp pga. förbrukningsreduktion vid högt pris	758 kr/år	0 kr/år
<i>Netto inköp</i>	<i>7 822 kr/år</i>	<i>8 580 kr/år</i>
Intäkter	8 675 kr/år	9 425 kr/år
<i>Bruttovinst</i>	<i>1 258 kr/år</i>	<i>1 250 kr/år</i>
Minskad risk	500 kr/år	0 kr/år
Ökad administration (antagande)	250 kr/år	0 kr/år
<i>Summa:</i>	<i>1 508 kr/år</i>	<i>1 250 kr/år</i>
Nätägare		
Försäljning av mätvärden	100 kr/år	0 kr/år
Ökade kostnader för mätning,	100 kr/år	0 kr/år
Inbesparing nät	0 kr/år	0 kr/år
<i>Summa:</i>	<i>0 kr/år</i>	<i>0 kr/år</i>

Tabell 5.1 Indikativ ekonomisk kalkyl för Fastpris med returrätt jämfört med vanligt fastpriskontrakt. Förväntat utfall givet antaganden om sannolikhetsfördelning för och pris under högpristimmar.

5.4 Dynamisk tidstariff

Critical peak pricing innebär att kunden har ett fast pris på hela sin förbrukning, förutom under ett antal timmar som definieras som kritiska. Vid dessa tillfällen sätts priset extra högt för att stimulera förbrukningsreduktioner. Critical peak pricing har testats inom Market Design-programmet med mycket lyckat resultat. Kunderna erbjuds en rabatt på ordinarie fastprisavtal mot att leverantören fick höja priset (3, 5 eller 10 kronor/kWh) under maximalt 40 timmar per år. Kunden aviserades om högprisperioder dagen innan via SMS. Detta resulterade i en besparing hos kunder på ca 50 % i

genomsnitt, trots att ingen teknik installerats hos kunderna (timvis mätning fanns redan).

Critical peak pricing innebär därmed att man har en tidstariff som är beroende av den aktuella situationen, vilket innebär att prissättningsmodellen kan beskrivas som en *dynamisk tidstariff*, vilket är den terminologi som vi använder fortsättningsvis.

Vår utgångspunkt är att de naturliga avtalsparterna för att hantera systemmässiga effektproblem är kunden och elleverantören (balansansvarig). Givet att timvis mätning (och avräkning) finns är det tillräckligt att kunden får en signal om att priset blir högt under en viss period, i vart fall om man ska förlita sig helt och fullt på manuella åtgärder från kunden sida. Vill man kombinera detta med andra tekniska lösningar (ex för laststyrning) krävs mer komplicerad utrustning och kommunikationsmöjligheter. Detta innebär att den praktiska implementeringen kan se annorlunda ut. Det förefaller inte otroligt att det är nätägaren som kommer att ha tillgång till mycket av den nödvändiga infrastrukturen. Det gör att en möjlig praktisk lösning är att nätföretaget utvecklar en affärsmodell där man säljer hela den tekniska lösningen inkluderat de nödvändiga mätvärdena. Det faktum att nätägaren kan sälja en tjänst inkluderande mätvärden och signalering om högprisperioder, innebär dock inte att det är nätägaren som ”säljer tillbaka” elen till marknaden utan detta görs av elhandlaren.

En modell där nätägaren säljer lösningen till elhandlare har även fördelen att nätägaren också kan ha ett nyttovärde av denna typ av system. I tillägg till att en högprisperiod kan annonseras utifrån hela elsystemets behov är det även möjligt för nätägaren att själv få definiera högprisperiod och villkoren för detta kan regleras i avtal mellan nätägare och elhandlare.

5.4.1 En utvecklad modell för dynamisk tidstariff

Den modell som har testats bland annat i Market Designs projekt har en betydelsefull svaghet. Det testade kontraktet innebär att elhandelsbolaget har rätt att avisera 40 högstpristimmar under ett år. Ur elhandelsföretagets perspektiv innebär detta en betydande risk i och med att det faktiska antalet toppar kan bli såväl fler som färre än dessa 40 timmar. Vid färre timmar innebär det att företaget antingen inte aviserar högstpris för de överskjutande timmarna och därmed går miste om intäkter kopplade till det högre priset. Alternativt aviseras högstpris upp till 40 timmar även om det inte behövs. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv innebär det att felaktiga prissignaler sänds, vilket ger en försämrad resursallokering. Ur elhandelsföretagets synvinkel innebär det visserligen att företaget får ökade intäkter under dessa timmar till följd av att kunderna betalar ett högre pris. Den andra positiva sidan för elhandelsföretaget i form av undvikande av inköp av el till ett mycket högt pris blir dock inte förverkligat. Den andra risken är att det faktiska antalet toppar blir större än 40 och att timmarna ”tar slut”.

Med andra ord tar den modell som har testats i Market Design inte helt bort elhandelsbolagens risker för prisspikar och riskerar dessutom att leda till att felaktiga prissignaler sänds ut. Detta är särskilt om prisspikarna uppträder väldigt oregelbundet och kanske med flera års mellanrum.

En utvecklad modell (som kommer att testas inom Market Design-programmet denna vinter) innebär att ett högt pris införs under ett garanterat minsta antal timmar (förslagsvis 10 timmar/år). Ett minsta antal toppar kan vara bra att införa för att hålla systemet igång och bidra till inlärning hos kunderna gällande vad som är möjligt att göra för att reducera förbrukningen. Förslagsvis ska dock inte kontraktet innehålla någon begränsning uppåt avseende antalet timmar, utan elhandlaren kan öka antalet högpristimmar. Detta ska dock ske genom att kunderna kompenseras i efterhand. I utgångsläget har vi bedömt att kunderna ska få full kompensation, i meningen att de inte lider någon ekonomisk skada även om de inte gör något alls. Ersättningen bör dock vara schabloniserad, vilket gör att kompensationen inte nödvändigtvis exakt matcher kostnadsökningen för varje enskild kund. Det är vidare möjligt att full kompensation inte är nödvändig för att få kunderna att delta. Exempelvis skulle kompensationen kunna utformas så att kunder som reducerar sin förbrukning med 20 % kompenseras så att de inte lider någon ekonomisk skada, medan för de med en mindre (större) förbrukningsreduktion är kompensationen mindre (större) än kostnadsökningen till följd av det högre priset under de aktuella perioderna. För att bedöma vilken grad av kompensation som är nödvändig krävs praktiska försök.

Tidigare försök i Market Design tyder på att prisnivån i dessa toppar inte är av avgörande betydelse för kundernas vilja att reducera sin förbrukning givet att de har valt kontraktsformen. Det centrala är den totala besparing som kan uppnås, dvs det genomsnittliga priset under högpristimmar.

Indikativ ekonomisk kalkyl

Vi har använt samma grundläggande antaganden i beräkningarna för den ”dynamiska tidstariffen” som för ”fastpris med returrätt”. En skillnad är att vi har antagit en något större prisrespons (neddragning med 5 kW istället för 4 kW) med denna modell eftersom den ger en tydligare signal vid de kritiska tillfällena. Vi har också antagit att kunden vid dessa tillfällen har en last på 10 kW. Spotpriset antas fortfarande vara 5 kr/kWh vid högpristillfällena, men kunden debiteras endast 4 kr/kWh (vilket innebär att kunden enbart krediteras 4 kr/kWh för förbrukningsreduktionerna).

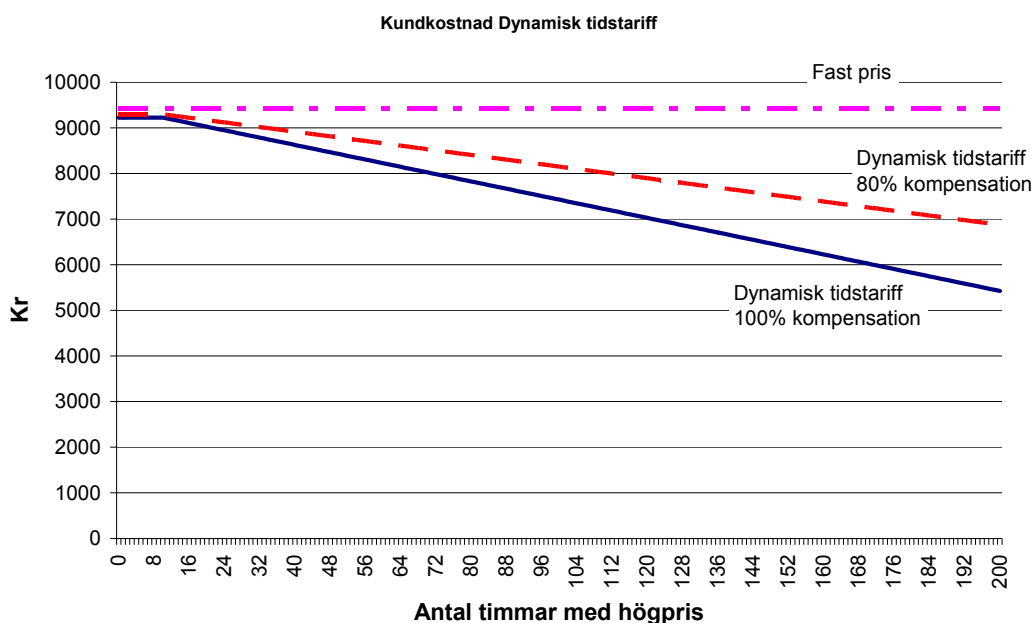
Den årliga kostnaden för kunden om inga högpristimmar aviseras alls är 9 425 kr. Vi har dock antagit att minst 10 timmar aviseras varje år. Om kunden inte skulle reagera alls på de höga priserna när dessa aviseras stiger den förväntade årliga kostnaden initialt med 1 488 kr/år¹³, vilket dock kunden kompenseras för fullt ut i efterhand. Om kunden halverar sin förbrukning sparas 822 kr/år in och netto kommer kundens förväntade kostnad att vara 8 603 kr/år.

Det förefaller dock inte nödvändigt att kompensera kunderna fullt ut även om kunden inte reagerar. Det finns ingen mening i att få med kunder vars förbrukning inte påverkas i denna kontraktsform. Vi har därför även skisserat ett alternativ där

¹³ Merkostnaden är 4 kr/kWh minus det ordinarie priset (37,7 öre/kWh) gånger volymen under högpriperioderna.

kompensationsgraden endast är 80 %, dvs. kunden måste reducera sin förbrukning med 20 % för att inte förlora på kontraktet i högpristimmarna.

Figur 5.5 visar det ekonomiska utfallet för kunden för olika antal timmar med högt pris. Kunden förlorar aldrig på denna modell såsom den är skisserad här, men kan tjäna betydligt på att reducera sin förbrukning under högpristimmarna. Detta tar återigen inte hänsyn till kundens kostnader för att reducera sin förbrukning.



Figur 5.5 Ekonomiskt utfall för kunden vid olika frekvens av högpristimmar. Dynamisk tidstariff med olika grad av kompensation och vanligt fastpriskontrakt.

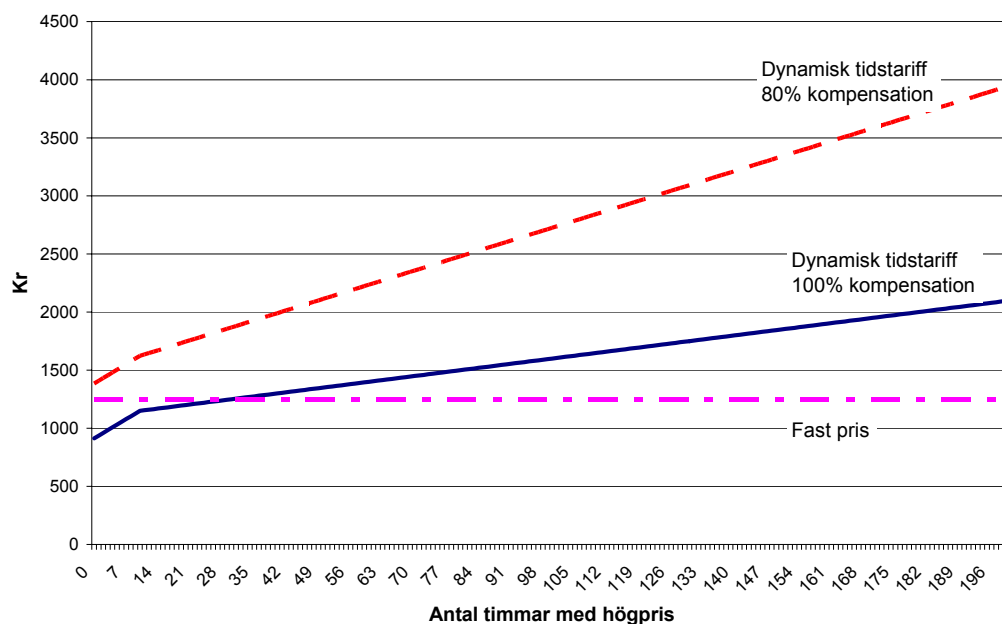
För elhandlaren blir de samlade intäkterna 8 603 kr för en kund med dynamisk tidstariff och ”full kompensation”, medan intäkterna vid ett vanligt uppgår till fastpriskontrakt är 9 425 kr. Elhandlaren kostnader för inköp om ingen reduktion sker skulle med båda kontrakten uppgå till 8 175 kr/år.¹⁴ Elhandlaren tjänar dock på att kunden med den dynamiska tidstariffen reducerar sin förbrukning under de dyra timmarna. Eftersom vi har antagit att priset på elspot i genomsnitt är 5 kr/kWh (priset mot kund är dock enbart 4 kr/kWh), blir den förväntade besparingen till följd av minskade inköp under högpristimmarna 1 014 kr/år. Detta innebär att elleverantörens nettointäkter är närmare 200 kronor högre med den dynamiska tidstariffen.

I tillägg minskar risken för elhandlaren, eftersom han kan välja att utlösa detta kontrakt när det är aktuellt och detta kan förväntas reducera förbrukningen hos kunderna. Denna riskreduktion är dock inte lika stor som med ett vanligt spotpriskontrakt, eftersom kunden med denna kontraktsform ska kompenseras i efterhand. I den översiktliga kalkylen för Fastpris med returrätt användes 250 kronor som vinsten till följd av

¹⁴ Denna inköpskostnad är framräknad på samma sätt som för fastpris med returrätt.

minskad volymrisk. Med den dynamiska tidstariffen är inte elleverantören säkrad för volymrisken på samma sätt, men har möjlighet att säkra sig mot en del av prisrisken. Större delen av vinsterna går dock tillbaka till kunden. Vi har därför räknat med att vinsten till följd av minskad risk endast uppgår till 100 kr/år vid full kompensation och 150 kr/år vid 80 % kompensation.

Administrationskostnaderna ökar med detta kontrakt sannolikt ungefär lika mycket som för Fastpris med returrättskontraktet (250 kronor). Netto skulle kontraktet med full kompensation ge en liten förväntad vinstökning på 41 kr/år. Med en lägre kompensationsgrad på 80 % blir utfallet mer gynnsamt för elleverantören, även om man räknar på samma genomsnittliga reduktion per kund. Inköpskostnaderna påverkas av att kompensationsgraden minskar, utan den enda effekten kommer ifrån den lägre kompensationen. Detta innebär drygt 300 kronor i ökad vinst för elleverantören jämfört med full kompensation i förväntat utfall. I tillägg innebär detta en större riskreduktion jämfört med full kompensation, vilket ytterligare bidrar till att förbättra utfallet för elleverantören.



Figur 5.6 Ekonomiskt utfall för elleverantören vid olika frekvens av högristimmar. Dynamisk tidstariff med olika grad av kompensation och vanligt fastpriskontrakt.

Nätägaren tjänar dels på att sälja mätvärden, för vilket han dock också har en kostnad. I tillägg kan nätägaren nyttja denna möjlighet till att reducera effektuttaget i nätet och därmed sänka sin abonnemangsavgift mot överliggande nät. Om det maximala effektuttaget kan sänkas med 2 kW innebär det potentiellt en reduktion av abonnemangsavgiften med 400 kr/år.

	Dynamisk tidstariff	Dynamisk tidstariff, 80% kompensation	Fastpris
Kund: Villa med elvärme			
Förväntad årsvolym	25 000 kWh	25 000 kWh	25 000 kWh
Pris (fast)	37,7 öre/kWh	37,7 öre/kWh	37,7 öre/kWh
Varav marginal	5 öre/kWh	5 öre/kWh	5 öre/kWh
Årskostnad	9 425 kr/år	9 425 kr/år	9 425 kr/år
<i>Högpristimmar (4 kr/kWh för kunden)</i>			
Möjlig effektbesparing	5 kW (50 %)	5 kW (50 %)	0
Kostnad högprisperiod	822 kr/år	822 kr/år	0
Kompensation	1 488 kr/år	1 191 kr/år	0
<i>Total kostnad</i>	<i>8 603 kr/år</i>	<i>8 901 kr/år</i>	<i>9 425 kr/år</i>
Elleverantör			
Inköp el, fast pris	8 175 kr/år	8 175 kr/år	8 175 kr/år
Reducerade inköp pga. förbrukningsreduktion vid högt pris	1 014 kr/år	1 014 kr/år	0 kr/år
<i>Netto inköp</i>	<i>7 566 kr/år</i>	<i>7 566 kr/år</i>	<i>8 580 kr/år</i>
Intäkter	8 603 kr/år	8 901 kr/år	9 425 kr/år
<i>Bruttovinst</i>	<i>1 442 kr/år</i>	<i>1 740 kr/år</i>	<i>1 250 kr/år</i>
Minskad risk	100 kr/år	500 kr/år	0 kr/år
Ökad administration (antagande)	250 kr/år	250 kr/år	0 kr/år
<i>Summa:</i>	<i>1 292 kr/år</i>	<i>1 640 kr/år</i>	<i>1 250 kr/år</i>
Nätägare			
Försäljning av måtvärden	100 kr/år	100 kr/år	0 kr/år
Ökade kostnader för mätning	100 kr/år	100 kr/år	0 kr/år
Inbesparing nät	400 kr/år	400 kr/år	0 kr/år
<i>Summa:</i>	<i>400 kr/år</i>	<i>400 kr/år</i>	<i>0 kr/år</i>

Tabell 5.2 Indikativ ekonomisk kalkyl för Dynamisk tidstariff jämfört med vanligt fastpriskontrakt. Förväntat utfall givet antaganden om sannolikhetsfördelning för och pris under högpristimmar

5.5 Fjärrstyrning för små kunder

I Sverige finns uppemot 300 000 småhus med direktelvärme. Så kallad mjuk styrning utreddes ganska ingående under slutet av 80-talet i Sydkrafts projekt Toppkap. Slutsatsen då var att detta sannolikt är billigare effekt än att investera i produktion. I Market Design har ett system för mjuk styrning som fortfarande är i drift testats. Systemet fungerar som förväntat.

Försök visar att småhus med elvärme kan uppnå en effektreduktion på 4 – 5 kW vid en utetemperatur på 10 – 15 minusgrader, varmvattenberedaren oräknad¹⁵. I det senaste försöket har inga kunder har hört av sig och klagat på värmen efter styrtillfällena.

Någon form av intelligent styrning är nödvändig för att styrning av elvärmen inte skall påverka värmekomforten i bostaden. Grundvärme behövs för att förhindra kallras och för att motverka att innetemperaturen hinner falla mer än någon grad under styrtillfällena. Vidare behövs intelligent styrning för att begränsa en återvändande effekt som annars kan orsaka problem i det lokala nätet. Utan teknik som begränsar effekten, återkopplas mycket hög effekt på radiatorerna sedan termostaterna har svalnat av. Varmvattenberedarna går på hög effekt vid återinkoppling för att kompensera för varmvattenförbrukningen timmarna innan.

Marknadsförsök har visat att kunderna inte behöver speciellt stor ersättning för att medverka (300 kronor per år har räckt). Eftersom resultaten är ”kalkylerbara” krävs ingen speciell mätning (däremot krävs ingrepp i schablonavräkningen). Ett problem har tidigare varit att teknikkostnaderna varit ganska höga. Med traditionell teknik kan kostnaderna också variera kraftigt mellan olika nätbolag. Exempelvis har Värnamo Elnät en rundstyrningsanläggning till vilken ca 1 400 av bolagets kunder är kopplad till. Mottagare och reläer i kundernas anläggningar har ett anskaffningsvärde på 910 000 kronor och den centrala utrustningen i bolagets anläggningar har ett nyanskaffningsvärde på 13 500 000 kronor. Detta innebär en investeringskostnad på ca 10 300 kronor per ansluten kund. Kostnaden mot överliggande nät reducerades 2003, enligt uppgifter från bolaget med drygt 1 miljon kronor. Ett annat exempel är Karlskoga Energi & Miljö som också har en rundstyrningsanläggning installerat till vilken 2 100 av bolagets kunder är anslutna. I Karlskogas fall har mottagare och reläer i kundernas anläggningar ett anskaffningsvärde på 2 200 000 kronor och den centrala utrustningen i bolagets anläggningar har ett nyanskaffningsvärde på 3 400 000 kronor, dvs totalt knappt 2 700 kronor per kund. För Karlskogas del reducerades kostnaderna mot överliggande nät med 1,36 miljoner kronor under 2003 till följd av styrningsmöjligheterna. Dessa två exempel visar dels att det för nätbolagen finns betydande besparingsmöjligheter, men också att kostnaderna för anläggningarna kan skilja sig åt kraftigt mellan olika nät.

De nya mätsystem som nu installeras kanske kan klara detta till en lägre kostnad. Flertalet nätbolag planerar att investera i avancerade mätsystem i samband med de förestående mätarbytena. Ett stort antal nätbolag har också planer på att ställa krav på en effektbrytare i mätaren.¹⁶ I Italien har Enel satsat på denna typ av utrustning för samtliga sina mindre kunder. Tekniskt fungerar det så att nätbolaget i sitt kontrollrum kan ”säkra ner” valfritt antal kunder till valfri säkringsstorlek. Om kunden överskrider den nya effektgränsen går strömmen ungefär som om en jordfelsbrytare slår ifrån. Kunden måste själv återställa brytaren. Mätaren har också utgångar som möjliggör olika typer av mer intelligent styrningar. Merkostnaden för att installera ett system med

¹⁵ Elforsk rapport ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer” 2005:31

¹⁶ Totalt omfattar gruppen av företag som har diskuterat fram gemensamma funktionskrav ca 3 miljoner kunder i Norden. Möjligen finns det även företag utanför denna grupp som har liknande planer.

timvis mätning och brytarfunktionen är enligt uppgift ca 300 kronor/kund jämfört med att installera ett system som enbart klarar månadsvis avläsning.

Det finns dock ett antal nackdelar med denna typ av brytarfunktion om den inte kompletteras med annan teknik. Den första har att göra med möjligheterna att sälja in denna lösning till kunderna. Om effektgränsen överskrids och brytaren slår ifrån måste kunden vara hemma föra att själv återställa brytaren. Det innebär att effektgränsen inte kan sättas så lågt att den riskerar att överskridas om exempelvis elvärmen i ett hus går för fullt, vilket är sannolikt att den gör i en situation vid en effekttopp. Om så skulle vara fallet torde det vara mycket svårt att övertyga kunder om att acceptera denna lösning med tanke på konsekvenserna som ett överskridande av effektgränsen i så fall kan få om kunden är bortrest. En möjlighet att styra bort elvärmen skulle sannolikt göra denna lösning mer attraktiv. Vidare är den faktiska effektreduktionen osäker eftersom alla inte ligger på sitt maximala effektuttag. Om man enbart installerar brytarfunktionen påverkas förbrukningen endast om kunden annars skulle ha överskridit sin förbrukning. Oavsett den exakta lösningen är det troligt att nätägaren kommer att spela en betydelsefull roll vad gäller infrastruktur och teknik för denna lösning. Det är osannolikt att elhandelsbolaget är intresserad av att göra investeringar hos en kund, som man riskerar att förlora snart. Det innebär att det antingen är nätföretaget eller kunden själv som får stå för investeringarna. Eftersom nätföretaget också kan ha fördelar av ett sådant system är vår bedömning att det mest troliga alternativet är att nätföretaget svarar för infrastrukturen och sedan säljer tjänsten antingen till elhandelsbolaget *eller* direkt till elkunden.

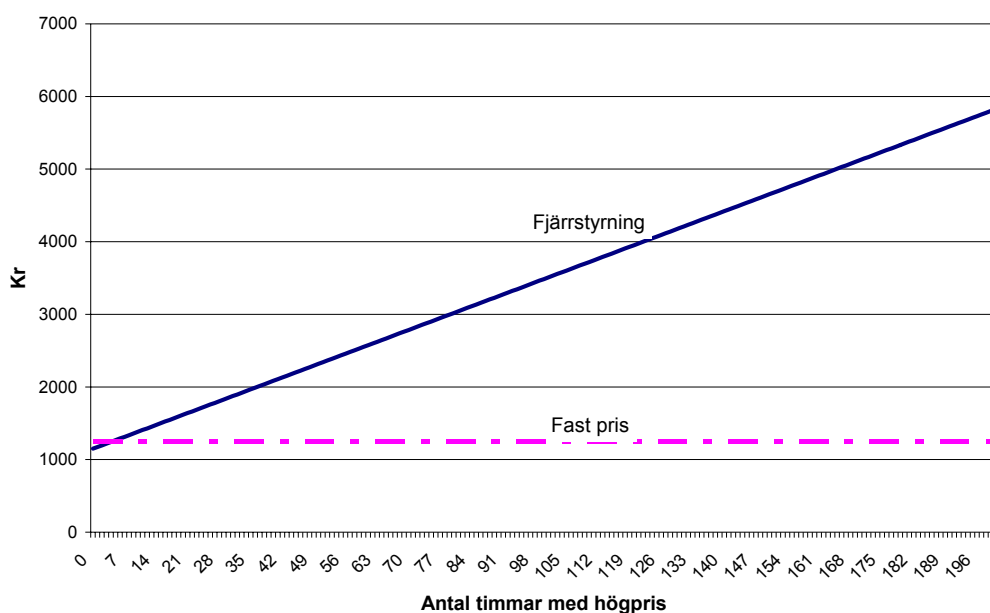
Som huvudalternativ ser vi att nätägaren erbjuder elhandlarna i området denna tjänst. Mot en ersättning styr nätägarna ner kundens förbrukning på uppmaning av elhandelsföretaget. I tillägg kan nätägarna styra efter egna behov. Om kunderna har "Fastpris med återköp" eller ett rent spotpriskontrakt kan nätägaren sälja tjänsten direkt till kunden. För att det ska vara möjligt för kundens balansansvarige att ta hänsyn till effektreduktionen i buden till elspot måste det finnas ett samband mellan priset på elspot och när effektstyrningen aktiveras. Detta skulle kunna ske om parterna kommer överens om att effektstyrning alltid ska ske när priserna på elspot exempelvis överstiger 3 kronor per kWh.

Indikativ ekonomisk kalkyl

Med fjärrstyrning spelar det ingen större roll vilken typ av kontrakt som kunden har eftersom avsikten inte är att kunden ska reagera på någon prissignal. Den enda skillnaden är att kunden får en ekonomisk kompensation för att acceptera styrning. Ovan nämndes att tidigare försök har visat att denna kompensation normalt sett inte behöver vara särskilt stor, vilket kan förklaras med att kunderna inte upplever någon (väsentlig) komfortsänkning till följd av styrningen. Totalt sett får dock kunden något lägre kostnader för sina elinköp.

Vinsten för elleverantören är för det första att kostnaderna för inköp kan minskas. Givet våra antaganden om antalet höglasttimmar och ett pris under dessa timmar på 5 kr/kWh innebär ett sänkt effektuttag med 4 kW en förväntad besparing på ca 950 kronor. I

tillägg minskar risken för elhandelsföretaget, eftersom variationerna i utfall kan dämpas. Till skillnad från ett spotpriskontrakt får dock företaget bära risken för den del av förbrukningen som inte styrs bort, men prisrisken kopplat till extrema utfall och volymrisken reduceras väsentligt. Laststyrning kan också användas vid klart fler tillfällen än bara de mest extrema utfallen. Vi använder dock samma riskreduktion för detta kontrakt som för Fastpris med returrätt, dvs 500 kronor. Slutligen måste elhandlaren köpa tjänsten "laststyrning" av nätbolaget. Priset på denna tjänst måste naturligtvis hamna någonstans mellan vad elhandelsbolaget kan tjäna på styrningen och vad kostnaden för nätbolaget är för tjänsten. Annars skulle antingen efterfrågan eller utbudet av tjänsten inte uppstå. I kalkylen har vi lagt priset på 300 kronor per år. Då har vi också utgått ifrån att elhandelsbolaget står för kompensationen gentemot kund för 300 kronor och denna bör i praktiken kunna delas mellan elhandelsbolag och nätbolag. Elleverantören har med detta upplägg flera fasta kostnader, men i princip ingen rörlig kostnad för styrningen. Det innebär att om antalet timmar då styrning är motiverat är få är lönsamheten dålig, men den stiger snabbt med antalet styrningstillfällen. En alternativ modell kan naturligtvis vara att sänka den fasta ersättningen (i första hand gentemot kunden) och betala en ersättning vid varje styrningstillfälle istället.



Figur 5.7 Ekonomiskt utfall för elleverantören vid olika frekvens av högpristimmar. Fjärrstyrning och vanligt fastpriskontrakt.

Nätägaren har försäljning som en intäktspost. Den viktigaste torde dock vara möjligheten att sänka effektuttaget och därmed reducera kostnaderna mot överliggande nät. För de två exemplen med Värnamo Elnät och Karlskoga Energi & Miljö var reduktionen i kostnad mot överliggande nät 2003 650 – 700 kronor per kund och vi har i kalkylen använt 600 kronor. Vidare kan det finnas vinster med reducerat behov av nätförstärkningar, vilket vi dock inte har tagit med i denna kalkyl. Att detta kan ses som en vinst för nätföretagen, förutsätter dock att en reducerat kostnad mot överliggande nät (till följd av styrningen) inte resulterar i krav på sänkta tariffer mot kund från

regleringsmyndigheten. För nätbolaget visar kalkylen på ett totalt resultat mellan +400 kronor och -100 kronor, beroende på kostnaderna för utrustningen.

	Fjärrstyrning	Fastpris
Kund: Villa med elvärme		
Abonnerad volym/ förväntad volym	25 000 kWh	25 000 kWh
Pris (fast)	37,7 öre/kWh	37,7 öre/kWh
Varav marginal	5 öre/kWh	5 öre/kWh
Kundrabatt för deltagande (kan ev. delas av nätägare och elhandlare)	300 kr/år	-
Årskostnad	9 125 kr/år	9 425 kr/år
Elleverantör		
Inköp el utan reduktion	8 175 kr/år	8 175 kr/år
<i>Högpristimmar (5 kr/kWh)</i>		
Möjlig effektbesparing	4 kW	0
Reduktion i inköp till följd av styrning	947 kr/år	0
<i>Netto inköp</i>	7 633 kr/år	8 580 kr/år
Intäkter	9 125kr/år	9 425 kr/år
<i>Bruttovinst</i>	1 897 kr/år	1 250 kr/år
Minskad risk	500 kr/år	0
Köp av styrningstjänst	300 kr/år	0
<i>Summa:</i>	<i>2 097 kr/år</i>	<i>1 250 kr/år</i>
Nätägare (effekter av styrning)		
Försäljning av styrning	300 kr/år	0
Kostnad för styrningstjänst	500 till 1 000 kr/år	0
Sänkta kostnader mot överliggande nät	600 kr/år	0
<i>Summa</i>	<i>+400 till -100 kr/år</i>	<i>0</i>

Tabell 5.3 Indikativ ekonomisk kalkyl för fjärrstyrning jämfört med fastpriskontrakt utan styrning. Förväntat utfall givet antaganden om sannolikhetsfördelning för och pris under högpristimmar

5.6 Aggregering av reservkraft

I samband med Svenska Kraftnäts effekteupphandlingar har en ny typ av aktör etablerats, som kan benämnas som *aggregerare*. Aggregeraren säljer en lösning där existerande reservkraftverk anpassas så att de kan utnyttjas som en effektreserv. I den senaste upphandlingen (för vintern 2005/06) fick Göteborg Energi ett anbud om reduktioner på 16 MW accepterade. Det fanns också andra budgivare som dock inte fick sina bud accepterade. En sådan aktör hade knutit till sig 75 MW.

Uppskattningsvis finns reservkraftaggregat med en samlad effekt av 1 000 MW i lämplig storlek.¹⁷ Hur mycket som praktiskt finns tillgängligt är mer osäkert och beror på kostnaderna. Ett potentiellt problem är att i vart fall på sjukhusen är reservkraft normalt sett inte byggt på ett sådant sätt att utmatning av kraft är möjligt.¹⁸ Detta behöver dock inte vara ett problem. Även om kraften inte kan matas ut på nätet bör de i de flesta fall vara fullt tillräckligt att förbrukaren som har reservkraftaggregatet kan reducera sina inköp av kraft genom att köra reservkraftaggregatet.

Hittills har aggregerarna byggt sin verksamhet på fasta ersättningar via Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserv. Den fasta ersättningen kan uppskattas till ca 100 kr/kW. Eftersom det krävs investeringar för att kunna styra reservkraftanläggningarna krävs sannolikt någon form av fast ersättning, om inte elleverantörerna själva är beredda att erbjuda tjänsten. På lång sikt kan behovet av fast ersättning möjligen minskas givet att investeringarna har gjorts och om erfarenheterna visar att det finns möjlighet för kunden att tjäna pengar genom att använda sin reservkraftanläggning.

Affärsmodellen för reservkraftanläggningar kan se olika ut och kan kombineras med olika kontraktsformer. Den enklaste modellen innebär att kunden har ett spotprisavtal, samt om så önskas en finansiell prissäkring för en fast volym. Kunden har då incitament att själv eller via en aktör som erbjuder denna tjänst utnyttja sin reservkraftanläggning för att minska sina elinköp vid tillfällena med höga priser. I princip krävs ingen inblandning från elleverantören, förutom att det är nödvändigt att leverantören (balansansvarig) informeras om villkoren för att reservkraftanläggningen ska tas drift.

Om kunden inte har ett spotprisavtal blir modellen mer komplicerat. Då ska istället denna tjänst säljas till elleverantören. Om det är en tredje part som står för tjänsten innebär det således att tre olika aktörer (kunden, elleverantören och tjänsteleverantören) måste blandas in i kontraktet gällande denna tjänst.

Det finns flera olika tänkbara aktörer som kan erbjuda denna tjänst. Ett alternativ är att fristående aktörer (här kallade aggregerare) säljer en tjänst till kunden eller elleverantören och påtar sig att se till att reservkraftanläggningen tas i drift vid de tillfällen som det är motiverat (och i enlighet med de villkor som är fastställda i kontraktet). Ett annat alternativ är att vissa elleverantörer erbjuder denna tjänst, antingen till kunder med spotpriskontrakt, eller som en del av ett fastpriskontrakt där

¹⁷ Detta baseras på en uppskattning från en aktör.

¹⁸ Källa: http://www.svk.se/upload/3239/driftrad1_04.pdf

denna möjlighet ger kunden ett lägre pris. En tredje möjlighet är att nätägaren erbjuder tjänsten. Dessa alternativ kan också leva sida vid sida, och om något av alternativen har förutsättningar att bli dominerande är det inte meningsfullt att spekulera om på förhand. För enkelhets skull benämner vi de aktörer som säljer denna tjänst som ”aggregerare”, med utgångspunkt från den roll de har i Svenska Kraftnäts nuvarande upphandlingar där de aggregerar reservkraftanläggningar och bjuder dessa till Svenska Kraftnät. Om de i praktiken har en sådan aggregerande roll även i ett system utan centrala upphandlingar, eller om de enbart kommer att sälja en tjänst till enskilda aktörer är osäkert. Potentiellt kan de ha en sådan roll och exempelvis sälja uppreglering (eller nedreglering av förbrukning) till Svenska Kraftnät för exempelvis flaskhalshantering om det skulle vara lönsamt.

Avtalsstrukturen innebär att aggregeraren säljer tjänsten att övervaka och sköta driften av reservkraftanläggningen, samt sköta rapporteringen till balansansvarig vid styrning. Start av reservkraftanläggningen sker vid ett på förhand bestämt pris, vilket dock kan variera beroende bland annat på bränslepriser. Det är även möjligt att reservkraftanläggningen kopplas in på begäran av nätägaren för att lösa nätrelaterade problem. Ersättningen till ägaren av anläggningen beror dels på kontraktsstrukturen och dels på vem som beordrar styrningen. Om ägaren har ett spotprisavtal får kunden i grunden ingen ersättning om inkopplingen motiveras av ett högt spotpris. Istället får kunden betala aggregeraren för den tjänst som han utför. Vinsten för kunden kommer i detta fall av att han undviker dyra inköp via spotmarknaden. Om ägaren till reservkraftanläggningen har ett fastprisavtal krävs dels en fast ersättning (ev genom lägre elpris) och dels en ersättning för merkostnaderna som uppstår när anläggningen tas i drift. Det samma gäller om nätägaren vill ha möjlighet att använda sig av reservkraftanläggningen för att lösa nätrelaterade problem.

Värdet för kunden vid ett spotprisavtal uppstår genom att möjligheten att utnyttja anläggningen utgör en prissäkring i form av en real option med ett strikepris lika med den rörliga kostnaden för att ta anläggningen i drift. Värdet av denna reala option måste överstiga de fasta kostnaderna, inklusive eventuella ersättningar till aggregeraren för dennes tjänster. Om kunden istället har ett fastprisavtal är det leverantören som har fått denna reala option, men i övrigt är skillnaderna små. I tillägg kan nätägaren få ett värde genom denna möjlighet. För nätägaren är det främst en möjlig minskad abonnemangskostnad (ca 200 kr/kW) och ett eventuellt minskat investeringsbehov.

Det finns kostnader dels för eventuella investeringar för att möjliggöra drift av anläggningarna på ett smidigt sätt och därefter kostnader för administration och beredskap. Det bör dock inte vara nödvändigt att göra ombyggnader som möjliggör för dessa anläggningar att leverera ut el på nätet, eftersom efterfrågereduktionen har samma effekt som om el skulle levereras ut på nätet. Detta förutsätter dock att förbrukningen överstiger den kraft som reservkraftanläggningen kan produceras. I annat fall begränsas det verkliga värdet av anläggningen till den förbrukning som kan tillgodoses av reservkraftanläggningen.

Ska anläggningen användas för att hantera nätproblem är kostnader för drift av anläggningen också relevanta (rörliga kostnader). I situationer när anläggningen används för att avhjälpa effektknapphet är de rörliga kostnaderna inget problem,

eftersom de med nödvändighet understiger priset på marknaden (annars skulle inget effektproblem föreligga). Reservkraftsanläggningar behöver också testköras regelbundet. Det uppstår rimligen inga extra kostnader för timvis mätning och avräkning för dessa kunder, eftersom det kan antas ske redan i utgångsläget.

Indikativ ekonomisk kalkyl

Ovan nämndes att Göteborg Energi fick ett anbud med reservkraftanläggningar accepterade i Svenska Kraftnäts senaste effektupphandling. Göteborg Energis projekt omfattar 16 MW på sju sjukhus. Dessa anläggningar kan fjärrstartas från driftcentralen och Göteborg Energi har även satt in egen mätutrustning för att exakt kunna mäta vad som produceras/förbrukningsreduktionen.

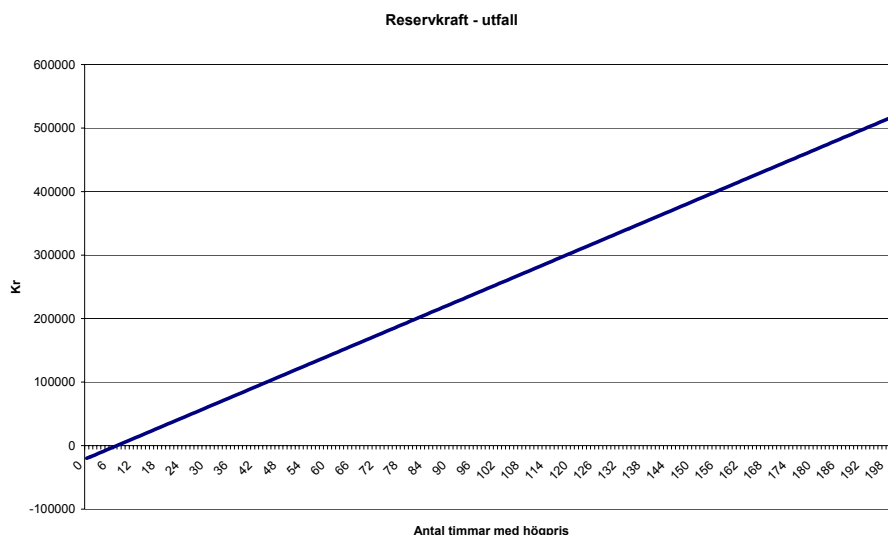
Den initiala kostnaden för Göteborg Energis projekt inklusive förstudier uppskattas till ca 3 miljoner kronor (dvs knappt 200 000 kronor/MW). Kostnaden för anslutning av ytterligare anläggningar uppskattas till ca 100 000 kronor/MW. Om investeringskostnaden uppgår till 100 000 kronor kan det vara rimligt att räkna med en årlig kapitalkostnad på 20 000 kronor/MW.

I tillägg till investeringskostnaderna har man även kostnader vid drifttagandet av anläggningarna. Vid initiering startas detta från driftcentralen, larm går till berörda nätägare, till Göteborg Energis interna driftorganisation samt till anläggningarnas driftansvariga. Om samtliga anläggningar sätts igång innebär det att ca 7-9 personer engageras i första hand för att kontrollera att allt fungerar som det ska. Kostnaden för en initiering kan därmed uppskattas till ca 4 500 kronor/timme (500 kronor/person * 9 personer). Utifrån en effekt på 16 MW innebär det ca 28 öre/kWh. I tillägg kommer bränslekostnader (minus avdrag på elräkningen). Beroende på anläggningar är bränsleförbrukningen ca 350 – 500 liter/timme och kostnaden 11 kr/liter.¹⁹ Om vi i genomsnitt räknar med en bränsleförbrukning på 450 liter/timme för var och en av de sju anläggningarna uppgår den samlade bränslekostnaden till ca 35 000 kronor/timme. Det motsvarar drygt 215 öre/kWh. Den samlade kostnaden för drifttagning skulle således uppgå till knappt 250 öre/kWh, eller i storleksordningen 220-230 öre/kWh efter avdrag på elräkningen.

Med dessa antaganden, samt med de tidigare antagandena gällande fördelning av antalet timmar med högt pris och att det höga priset i genomsnitt uppgår till 5 kr/kWh resulterar detta i en förväntad vinst på drygt 90 000 kr/MW/år. Detta inkluderar kapitalkostnaden, som täcks enbart av den rörliga intäkten. Figur 5.8 visar utfallet beroende på antalet timmar med högt pris. Denna visar att redan vid 8 högpristimmar per år med ett pris på 5 kr/kWh är detta lönsamt givet dessa antaganden. Dessa beräkningar fångar säkerligen inte upp samtliga relevanta kostnader, men den förväntade vinsten på drygt 90 000 kr/MW/år indikerar att det finns en marginal för att täcka andra kostnader. I tillägg ger detta ett värde till ägarna av anläggningarna genom att de provkörs och att funktionen säkerställs. Vi har inte heller räknat in den potentiella vinsten för nätägaren.

¹⁹ Företag har möjlighet att dra av skatter på bränslet. De anslutna anläggningarna tillhör dock landsting som inte har denna möjlighet.

Abonnemangskostnaden för överliggande nät kan uppskattas till 200 kr/kW. I de flesta fall kommer dock det vara förknippat med en betydande merkostnad att köra dessa anläggningar i syfte att sänka abonnemangskostnaden mot överliggande nät och det är därför osäkert i vilken grad dessa anläggningar kan användas för det ändamålet.



Figur 5.8 Ekonomiskt utfall för reservkraftaggregat. Förväntat Nettoresultat/MW/år för olika antal timmar med högt pris.

5.7 Återköp av kraft

Denna metod har testats för stora kunder i projektet Industribud och för mellanstora kunder i Market Design. Kunden lämnar löpande bud till sin elleverantör där han anger vilken ersättning som krävs för att reducera förbrukningen. Om spotpriset blir högre än dessa bud kan elleverantören köpa effektreduktion i stället för kraft.

Metoden har stora fördelar då den medger stor flexibilitet vad avser antal deltagare, storlek och kontraktens utformning. Nätägaren kan ha ett betydande nyttovärde genom att även denna kan ha möjlighet att utnyttja denna typ av avtal, i första hand dock via elleverantören.

En svårighet är att parterna måste uppskatta storleken på effektreduktionen. Eftersom man inte vet vad förbrukningen skulle ha varit om inget gjorts kan man inte exakt fastställa hur stor reduktionen varit. Detta varierar i hög grad mellan olika typer av anläggningar och verksamheter. Mest lämplig är därför metoden för verksamheter där det är relativt lätt att bedöma effektåtgången om återköp inte skulle ha skett. Vidare krävs timmätning. Eftersom denna metod sannolikt är mest aktuell för förhållandevis stora kunder bör det dock vara ett begränsat problem. Ett mer betydelsefullt problem kan vara att det är administrativt krävande särskilt med tanke på att det krävs att någon aktivt ser till att begära in effektreduktionerna är de krävs.

Incitamenten för återköp av kraft skiljer sig kraftigt åt mellan olika företag. I Industribud-projektet redovisas att ett fåtal företag är "syntetiskt balansansvariga" och

själva ansvarar för sina prognoser gentemot sin kraftleverantör samt är ekonomiskt ansvariga för eventuella avvikelser. Dessa företag har i fulla incitament att reagera på priset och kan lägga lägre köpbud vid höga priser. Andra kunder möter spotpriser på marginalen även om de prissäkrar delar av sin förbrukning (fast volym). Dessa kunder har dock inte ansvar för avvikelser mellan prognos och faktisk förbrukning. Dessa kunder kan därför variera sin förbrukning, utan att det direkt kommer in på prisbildningen i Elspot. Indirekt kan det göra det genom att leverantören "lär sig" kundens förbrukningsmönster, men detta är avsevärt mycket mer krävande. En tredje kategori företag har inga incitament alls, eller väldigt svaga incitament. Dessa företag har kontrakt med fasta priser och höga spotpriser blir enbart ett problem för leverantören.

Inom Industribud togs därför ett tilläggsavtal fram för de grupper av industriföretag som inte har de fulla incitamenten att reagera på priserna. Detta tilläggsavtal går i korthet ut på att företaget anger ett pris då man är villig att dra ned en viss volym av sin förbrukning och leverantören kan ta hänsyn till detta i sin budgivning till Elspot.

6 Avslutande kommentarer

Såväl i Sverige som utomlands har olika försök och program för efterfrågerespons genomförts. För Sveriges del finns det särskilt skäl att nämna de försök som gjorts inom ramen för Market Designs arbete, även om dessa försök inte behandlas i denna rapport. I USA har en mängd program för efterfrågerespons tillämpats och omfattande utvärderingar har gjorts. En viktig slutsats utifrån dessa utvärderingar är att kunderna kräver goda ekonomiska incitament för att delta. Andra faktorer kan också spela in, men i slutändan är de ekonomiska incitamenten avgörande.

Motsvarande undersökningar har inte gjorts vad gäller elleverantörernas intresse av deltagande i denna typ av projekt. Vi har inom ramen för detta arbete varit i kontakt med en mängd aktörer och beredskapen och intresset hos elhandlarna för denna typ av kontrakt varierar. Medan vissa uppvisar ett klart intresse och en genomtänkt hållning har andra inte funderat över problemställningen på något djupare plan. Vi har inte genomfört någon systematisk studie av elleverantörernas inställning, utan ovanstående är enbart allmänna reflektioner utifrån diskussioner som vi har fört under arbetets gång. Det är i sig inte särskilt förvånande att intresset och kunskapen varierar. Ett grundläggande problem är att vi inte har sett några stora prisspikar sedan avregleringen och intresset för att utforma kontrakt som fångar upp sådana prisspikar är därmed av naturliga skäl begränsat från såväl elleverantörerna som kundernas sida. Vi noterar också att de tidigare vanligt förekommande tidstarifferna i stor utsträckning har försvunnit, vilket sannolikt beror just på det faktum att prisstrukturen inte uppvisat några större variationer.

I en situation där prisspikar blir mer vanligt förekommande, finns det skäl att förvänta sig att situationen blir klart annorlunda. Med de antaganden som har använts inom Market Design, dvs. 40 timmar med i genomsnitt 5 kr/kWh, kommer ca. 15 % av energikostnaden att uppstå under dessa 40 timmar. Det innebär att det finns ett betydande ekonomiskt intresse att förändra förbrukningen under dessa timmar. För elleverantörerna innebär erbjudandet av kontraktsformer som medger efterfrågerespons inte nödvändigtvis en högre förväntad vinst, utan det viktigaste är sannolikt att de kan reducera risken. Konkurrenssituationen avgör sedan hur fördelningen av vinsterna från efterfrågerespons fördelas mellan kunderna och leverantörerna. Samtidigt är det troligen så att om de prisantaganden som har använts inom Market Design visar sig korrekta och de finns dessa stora besparingspotentialer genom att dra ned förbrukningen under ett fåtal timmar, kommer det att bli nödvändigt för leverantörerna att erbjuda kontraktsformer som medger detta (och som ger kunderna vinster av ett sådant beteende).

Utöver framväxten av riktiga kontraktsformer utgör infrastrukturen det viktigaste hindret i vart fall för efterfrågerespons hos mindre kunder. Införandet av krav på månadsvis avläsning kommer dock att leda till att en del av infrastrukturproblemet kommer att lösas. Flertalet nätföretag planerar i att investera i mätare som klarar timvis mätning samt har dubbelriktad kommunikation. Detta kommer dock inte att gälla i hela landet. Merkostnaden för att investera i mätare som klarar detta förefaller vara relativt liten, givet att nya mätare krävs. De stora kostnaderna kan uppkomma om stora

mängder data ska hanteras, särskilt om timvis data ska användas för samtliga kunder. Här gäller det att en effektiv infrastruktur och effektiva rutiner upprättas för att hantera ett större informationsflöde hos aktörerna och mellan dessa. Hur stora de kostnaderna kan bli har inte varit möjligt att uppskatta inom ramen för detta projekt.

Vi har pekat på ett antal modeller som vi menar har goda förutsättningar att bidra till ökad efterfrågerespons. Några av dessa riktar in sig mot hushållen, medan andra riktar in sig på olika typer av näringskunder.

De flesta modeller förutsätter att kunderna möter ett spotpris i vart fall på marginalen, eller i vart fall får en prissignal som de kan reagera på. *Fastpris med returrätt* innebär att kunden prissäkrar en bestämd volym, samt köper variationerna till spotpris (dvs "säljer tillbaka" om förbrukningen är mindre än den bestämda volymen). Detta menar vi är en enkel kontraktsform som ger tydliga incitament till kunderna. Det kan dock finnas skäl att komplettera prissignalen med någon annan typ av signal, exempelvis ett SMS-meddelande, vid särskilt höga priser för att förstärka kundernas reaktion. För elleverantören innebär denna kontraktsform främst att volymrisken reduceras. Reduktioner som kunden gör under sin prissäkrade nivå innebär att elleverantören får "köpa tillbaka" dessa reduktioner till spotpris för att sedan sälja dem vidare på marknaden. Elleverantören gör således ingen direkt vinst på dessa förbrukningsreduktioner. Det faktum att pris och volym är positivt korrelerat innebär att kunderna sannolikt inte kommer att vara fullt ut prissäkrade i dessa högpristimmar. Detta gör att elleverantören kan undvika att köpa in viss effekt under högpristimmarna, samtidigt som man slipper att "köpa tillbaka" den effekt från kunderna. Detta skapar en potentiell vinst för elleverantören.

För att få ett större genomslag för denna typ av kontrakt, menar vi också att det skulle vara intressant att försöka införa denna typ av kontrakt som ett nytt standardkontrakt för samtliga kunder som inte väljer en annan kontraktsform. Detta standardkontrakt kommer i första skedet inte nödvändigtvis att ge timvisa prissignaler, utan kanske enbart på månadsnivå. Det medför således inte i sig en lösning på "effektproblemet", men kan bidra till att öka genomslaget för kontraktsformen och underlätta en övergång till timvis prissättning efter hand.

Med en *dynamisk tidstariff* möter inte kunder spotpriset, utan prissignalen kommer istället i form av ett administrativt/avtalsbestämt högt pris vid tillfällena som definieras som systemkritiska. Detta är en enkel lösning, som erfarenhetsmässigt fungerat väl. Den ger inte kontinuerliga prissignaler, utan signalerar enbart om det är "kris". Här är det väsentligt i vilken grad som kunderna kompenseras. Om kunderna kompenseras fullt ut, dvs. så att man säkerställer att kunden inte förlorar även om ingen förbrukningsreduktion sker ger det betydande vinster för kunden, men små vinster till elleverantören. En lägre kompensationsgrad är därför motiverad. Det är i tillägg inte särskilt intressant att få med kunder som inte reagerar på prissignalerna.

Direkt laststyrning har fördelen att man inte behöver skicka ut prissignaler till kunderna. Dock krävs istället investeringar i styrutrustning, som tidigare varit relativt dyr. Ny teknik kan troligen öppna möjligheter till billigare utrustning.

För näringskunderna ser vi det som intressant att fortsätta arbetet med att få in reservkraftanläggningar som finns ute hos kunderna. Dessa behöver inte nödvändigtvis kunna leverera el till nätet, utan det är fullt tillräckligt att de reducerar dessa kunders inköp av el. En typ av aktörer som vi kallar *aggregerare* har varit aktiva i Svenska Kraftnäts upphandling av reservkapacitet. Vi ser en potentiell roll för dessa aktörer även utan Svenska Kraftnäts upphandling, men intäkterna måste då komma från förväntade vinster hos kunderna eller elleverantörerna. Möjligen är det mer naturligt att elleverantören eller nätägaren tar på sig denna roll. Vi har inte haft anledning i att spekulera kring om någon viss typ av aktör kan förväntas bli dominerande på en sådan marknad. Vår indikativa ekonomiska kalkyl visar att det bör finnas en lönsamhet i denna typ av projekt.

Slutligen har vi velat lyfta fram koncepten från ett tidigare genomfört projekt: *Industribud*. I det projektet föreslogs ett tilläggsavtal som skulle ge industriföretag incitament att sälja tillbaka el, genom att lägga bud (till sin elleverantör) om förbrukningsreduktioner. Detta är i grunden ett bra koncept som det finns all anledning att arbetat vidare med.

De fem modeller som vi lyft fram här är på inget sätt uttömmande. De utgör dock koncept som är tydliga och relativt enkla att genomföra samt har en potential att ge ekonomiska fördelar till samtliga inblandade: Kunder, elleverantörer och nätägare. Även om vi menar att den grundläggande utformningen som vi har föreslagit är riktig, har vi inte gått in för att en alltför detaljerad utformning. Detta menar vi är något som måste växa fram i ett arbete som främst involverar elbranschens aktörer – men naturligtvis i samarbete med kunderna.

7 Referenser

Bergman, L. och E. S. Amundsen (2004). "Hur bör elhandeln organiseras? En analys av den svenska elmarknadens regelverk", Elforsk rapport 2004:10, mars 2004.

Cramton, P. och S. Stoft (2005), "A Capacity Market that Makes Sense", *Electricity Journal*, 18, 43-54, August/September 2005.

PLMA (2002). "Demand Response: Design Principles for Creating Customer and Market Value", Peak Load Management Alliance, November 2002

Rosenfeld, A., M. Jaske och S. Borenstein (2002). "Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets", Hewlett Foundation Energy Series, The Energy Foundation

Rostenstock, Steve (2004). "Final Results of the EEI/PLMA 2003 Demand Response Benchmarking Survey", 28 April, 2004, Edison Electric Institute

STEM (2002). "Månadsvis avläsning av elmätare. Slutredovisning av regeringsuppdrag 2002-05-27", rapport ER 12:2002, Statens Energimyndighet

SWECO (2002). "Månadsavläsning", Rapport på uppdrag av Svensk Energi, Stockholm 2002-09-16, SWECO Energiguide

Market Design Demand Response Seminar, Stockholm 2005-06-14, www.marketdesign.se

Market Design Prisspiksseminarium, Stockholm 2005-09-09, www.marketdesign.se

Effektreserver på nya elmarknaden, Nutek R1997:45

Demonstrationsprojekt, Effektstyrning på användarsidan vid effektbrist, Elforsk 05:31

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se