

Energisystem med variabel elproduktion – USA

1 Inledning

USA:s elnät, världens äldsta och största, står inför en rad förändringar och utmaningar med utbyggnaden av väderberoende elproduktion som en av de drivande faktorerna. Samtidigt med den snabba tillväxten i vind och solenergi sker också en rad andra förändringar. En snabb utbyggnad av naturgaskraftverk sker samtidigt som kolkraft och i viss mån kärnkraft stängs. Ålderstigna delar av nätet uppgraderas och förses med it och smart teknik för bättre tillförlitlighet, säkerhet och resiliens, för att bättre kunna hantera nya energikällor men också som ett svar på cyberattacker och väderrelaterade händelser. Energieffektivisering, efterfrågestyrning och energilagring med allt aktivare slutkunder blir viktigare inslag. Samtidigt byggs allt fler mikronät med egen kraftproduktion. Reglering och affärsmodeller prövas och utvecklas efter olika modeller i olika delar av landet.

Fallande priser på förnybar energi såväl som på naturgas och styrmedel för förnybar elproduktion och energieffektivisering på både delstatlig och federal nivå driver på utvecklingen. Detta sker samtidigt som elefterfrågan ökar långsamt. Utöver de regelverk och incitamentssystem som redan är på plats i delstater förbereds även genomförandet av administrationens främsta klimatåtgärd, miljöskyddsmyndigheten EPA:s så kallade Clean Power Plan. CPP beräknas leda till att koldioxidutsläppen från elsektorn minskar med 30 procent fram till 2030 från basåret 2005 (vilket beräknas motsvara en minskning med 18 procent från 2014) och dessutom leda till stora vinster genom framför allt minskade hälsoeffekter. Debatten rasar om kostnader och konsekvenser av genomförandet av CPP, där delar av kraftindustrin, fossilbränsleintressen och en rad delstater är starkt emot förslaget. Deras argument handlar om ökade kostnader och risk för försämrade försörjningstrygghet.

Investeringarna i transmission har under de senaste åren ökat snabbt, delvis som en konsekvens av en lång period av underinvesteringar. Det mycket omfattande ekonomiska stödpaketet ARRA som togs fram 2008 som respons på finanskrisen innehöll också stora satsningar på smarta elnät och förbättrad transmission, varav

Myndigheten för tillväxtpolitiska utvärderingar och analyser

Washington DC
Office of Science and Innovation
Embassy of Sweden
2900 K Street, NW
Washington, DC 20007
USA
Tel: +1 202 536 15 85
Fax: +1 202 536 15 84
info@tillvaxtanalys.se
www.tillvaxtanalys.se

Östersund (säte)
Studentplan 3, 831 40 Östersund
Besöksadress: Studentplan 3
Tel: 010 447 44 00
Fax: 010 447 44 01
info@tillvaxtanalys.se
www.tillvaxtanalys.se
Org. nr 202100-6164
Bank: Danske Bank
Kontonummer: 12 810 107 041
Swift: DABASESX
IBAN: SE6712 0000 000 12 810 107 041

Samtliga kontor
Östersund
Stockholm
Brasilia
New Delhi
Peking
Tokyo
Washington DC

en del av medlen gick till exempelvis s.k. syncrophasers. De ökade investeringarna har också drivits av Kalifornien som tagit bort flaskhalsar i elnätet och byggt kraftledningar från stora vindkraftsparker i de östra delarna av delstaten. USA:s energidepartement ägnar ett kapitel i QER - en nyligen publicerad stor genomgång av energisystemet med fokus på infrastruktur - åt elnätet¹. QER lyfter bland annat fram behovet av fortsatt kraftigt ökade investeringar i förbättrad transmissionskapacitet (även om situationen varierar beroende på vilka scenarier för energieffektivitet, distribuerad och förnybar elproduktion och efterfrågestyrning som används) och föreslår en nationell genomgång av befintliga transmissionsplaner och de hinder som finns för genomförande. Bland de konkreta förslagen finns ett stöd till delstaterna för förbättrad planering av investeringar i elnätet i samverkan med elmarknadens olika aktörer samt ett federalt program på 3,5 miljarder dollar över 10 år för teknikutveckling. Vidare föreslås fortsatt arbete med standarder för förbättrad interoperabilitet och kommunikation mellan olika delar av ett smart nät.

Det är stora regionala skillnader i hur utmaningarna ser ut för elsystemet. I en delstat som Hawaii, som utgör en liten och begränsad marknad med hög utbyggnadstakt av solenergi men inga möjligheter till utjämning över en större region är det redan idag en stor utmaning att integrera tillskottet från solpaneler i elnätet. I Texas, som haft en kraftig utbyggnad av vindkraft i den nordvästra, glesbefolkade delen av delstaten är frågan om förbättrad transmission från produktion till konsumtionscentra betydelsefull, och man har skapat ett särskilt program, Competitive Renewable Energy Zones, CREZ, för att möjliggöra investeringar i transmission. Men även i många delstater där den förnyelsebara energin ännu inte utgör en så stor andel av elproduktionen men där man ser framför sig en tillväxt i olika typer av intermittent energi är frågan aktuell.

Ett exempel på situationen i en stor och avancerad elmarknad utgörs av PJM Interconnection². PJM koordinerar elmarknader och eltransmission, helt eller delvis, i en region som omfattar drygt sextio miljoner invånare i 13 delstater och the District of Columbia i östra USA. PJM är en marknadsneutral aktör som står för koordinering och övervakning av elnätet för transmission och ansvarar för att kraftbalans och funktionalitet uppehålls. PJM administrerar också den konkurrensutsatta kraftmarknaden för regionen, planerar utbyggnad och förbättringar av elnätet för att upprätthålla leveransförmåga och tillförlitlighet.

PJM:s kraftmix består till övervägande del av naturgas, kol och kärnkraft. Vattenkraft står för ungefär 5 procent av kapaciteten och annan förnybar energi, framför allt vind, för 2 procent. Dessa siffror räknar inte med den småskaliga solet som installerats hos hushåll. En snabb utbyggnad beräknas dock ske av förnybar elproduktion. Vind står för ungefär en tredjedel av de föreslagna projekten i PJM:s aktuella portfölj för utbyggnad av ny kraft. De flesta av delstaterna som PJM verkar i har också så kallade Renewable Portfolio Standards, det vill säga krav på att elbolagen eldistributörerna har en viss mängd förnyelsebar energi i sin elmix.

¹ <http://energy.gov/epa/quadrennial-energy-review-qer>

² <http://www.pjm.com/>

Något förenklat så finns i PJM:s region en stor del av kraftproduktionen i de västra delarna, inklusive en rätt omfattande utbyggnad av vindkraft väster om Alleghenybergen, medan konsumtionen framför allt återfinns i befolkningscentra längs östkusten. Det finns alltså ett stort behov av transmissionsledningar från väst till öst. Transmissionsinvesteringarna är dock dyra och administrativt komplicerade att genomföra, inte minst på grund av långa tillståndsprocesser när transmissionsledningen går genom flera delstater. Ledningsbyggen möter också ofta lokalt motstånd av bland annat miljöskäl. PJM skulle av transmissionsskäl gärna se en kraftig utbyggnad av havsbaserad vindkraft vid kuststäderna. Av kostnadsskäl har detta inte skett. Havsbaserad vindkraft är dyr i jämförelse med andra nyinvesteringar i elproduktion och dessutom fördyras investeringen av att endast amerikanska rederier får frakta komponenter längs kusten.

PJM har låtit genomföra flera studier för att analysera hur nätet klarar olika utbyggnadstakter och funnit att det går bra att integrera åtminstone upp till 30 procent vind- och soletproduktion, bara alltså eltransmissionen byggs ut i motsvarande grad. En debattfråga gäller förstås vem som ska betala för utbyggnaden: i dagsläget är det i princip den som bygger en vindkraftspark som får stå för investeringen i extra transmissionskapacitet för att koppla ihop den med elnätet. Vindbranschen argumenterar för att nätet som helhet borde dela på kostnaden om elen utgör en del av en delstats beordrade utbyggnad av förnyelsebar energi.

En aktuell fråga kopplad till utbyggnad av stora anläggningar för vind och solet och annan intermittent energi gäller hur man ska säkra elsystemets funktion vad gäller spänning och frekvens. Den snabba variationen i elproduktion från stora solanläggningar och vindkraftverk på punkter i elnätet har hittills kunnat hanteras med äldre, befintlig styr- och reglerutrustning i nätet. Ett större inflöde av intermittent energi kräver dock mer avancerad utrustning. Med modernare så kallade inverters kan dessutom de intermittenta energiresurserna utnyttjas mer än tidigare vid till exempel större strömavbrott från andra delar av kraftsystemet. PJM har därför gjort en begäran hos FERC, den amerikanska energimarknadsinspektionen, att få ställa som krav för nya sol- och vindanläggningar som kopplas in på nätet att de redan från start installerar moderna, smarta inverters. Det federala regelverket har tidigare medgett sådana krav bara om det i en systemanalys för varje enskild installation visar sig behövas en inverter. FERC har värnat kostnaderna för nya operatörer som vill bygga vind och sol så att de inte på ett otillbörligt sätt ska hållas ute från kraftmarknaderna. En tidigare liknande begäran från PJM:s motsvarighet i Kalifornien, CalISO, fick tummen ned av FERC. PJM menar att kostnaderna för inverters nu sjunkit så drastiskt (och i många fall ändå finns med i designen på nya vindkraftverk) att det är rimligt att ha som standardkrav. Kostnaden för att i efterhand uppgradera systemet och installera inverters blir också mycket dyrare än att göra det från start. Ärendet är ännu inte avgjort hos FERC.

2 Olika modeller för att säkra kraftbalansen

Det amerikanska elsystemet är komplext, med olika affärsmodeller, reglering, och styrning samt elmarknader och administrativa områden som inte alltid är

kongruenta. I stora delar av landet har man en fri konkurrens på kraftmarknaden, medan eldistributionen fortfarande kan vara mer reglerad. I många fall har den lokala eldistributören monopol på både nät och elmarknad men det finns även andra varianter. I de regioner som har konkurrensutsatta kraftmarknader sköts planering av transmissionsnätet, säkerställande av kraftbalans och drift av kraftmarknaderna av en särskild organisation, en ISO (Independent System Operator) eller RTO (Regional Transmission Organization). Ungefär 60 procent av all el i USA handlas på ISO/RTO-marknader.

I andra delar av landet, framför allt i sydöstra USA, har man ännu inte avreglerat kraftmarknaderna utan har fortfarande vertikalt integrerade monopol av den gamla modellen (dvs. ett bolag äger kraftproduktion, transmission och distributionsnät).

Olika vägar att säkra tillräcklig kapacitet har valts. I vertikalt integrerade monopolmarknader sköter bolagen själva planering för och investeringar i den kraftkapacitet som behövs. I övriga, avreglerade delar av landet finns i princip tre olika modeller för säkrande av kapacitet.

I Texas, där operatören ERCOT administrerar en elmarknad som är helt avskild från det amerikanska nätet i övrigt och är den mest avreglerade marknaden med konkurrens även i distributionsledet, har man valt att inte ha någon särskild marknad eller administrativt bestämd ordning för att säkra kapacitet. Istället förlitar man sig till den vanliga (dagliga) elmarknaden för att matcha efterfrågan och produktion, vilket väl liknar den nordiska elmarknaden. Det innebär i princip en risk för t.ex. stora fluktuationer i pris, när exempelvis den stora andelen vindenergi i Texas går av eller på³.

I Kalifornien, vars elmarknad administreras av CAISO, införde delstatens regleringsmyndighet CPUC 2004 administrativt bestämda nivåer på kraftreserv som elbolag och andra aktörer som levererar kraft till slutkunder ("load serving entities") måste hålla. Varje enhet måste på månadsbasis redovisa att de har handlat upp tillräckligt med kraft för att täcka den prognosticerade efterfrågan med en marginal på 15 procent. (Även MISO som sköter elmarknaden helt eller delvis i femton delstater i mellersta USA har motsvarande administrativt bestämda krav på kraftreserver.) CAISO:s kraftreserv (*Resource Adequacy*) utgjordes från början av två olika krav: ett som gäller kraftreserv för systemet som helhet och ett som gäller tillräcklig kapacitet för det enskilda elbolagets lokala distributionsområde, där man även tar hänsyn till transmissionskapaciteten. Sedan 2014 finns ytterligare ett krav, som gäller flexibilitet; elbolagen måste se till att ha kapacitet för att tillräckligt snabbt kunna öka eller leveranserna för att täcka upp för sänkta leveranser från vind och sol. Kravet baseras på analyser av det största behovet av stegrad effekt under ett trettimmars-intervall. Flexibilitetskravet är dock tillfälligt, det löper fram till 2017. CPUC och CAISO arbetar nu med att ta fram förslag på flexibilitetskrav som

³ Gäller som huvudprincip, men det finns även inslag av prisreglering och reserver i ERCOT. Till exempel finns det ett takpris för hur höga priser kraftleverantörerna kan begära, som dock beroende på efterfrågesituationen kan stegas upp till 9000 USD per MWh. Det finns även en delmarknad för löpande kraftreserv (operating reserve), som också manipuleras så att priserna där ska bidra till att täcka fasta kostnader.

kan ersätta detta. Man skissar på en modell där man ska basera behovet av flexibilitet på så korta perioder som fem minuter. Behovet att se till att ha tillräckligt snabbföränderlig kraftreserv kompliceras i Kalifornien av att det inom det befintliga regelverket finns möjligheter för till exempel gaskraftverk att välja att själva avgöra när man ska leverera såld kraft, även om det innebär att man får mindre betalt för kraften. På längre sikt, med kontinuerligt ökande volymer el från sol och vind, kan det enligt CAISO bli nödvändigt att diskutera även införandet av krav på flexibel stängning av den förnybara kraften. Detta är en politiskt mycket känslig fråga i och med att man vill prioritera utbyggnaden av förnybar energi som idag också har företräde för leverans av sin el på kraftmarknaden.

I tre andra regioner slutligen; PJM, New Yorks NY-ISO och ISO NE som hanterar elen i de fem delstaterna i New England, har man ordnat kapacitetsmarknader för att säkra tillräcklig kapacitet. Kapacitetsmarknaderna syftar till att säkra att elleverantörer kan få tillräckligt betalt för att investera i nybyggd kraftkapacitet som svarar emot det långsiktiga kraftbehovet.

PJM skapade 2007 sin kapacitetsmarknad, kallad the Reliability Pricing Model, RPM. RPM innebär att PJM å elbolagens vägnar tre år i förväg genom en auktion handlar upp den kapacitet inklusive marginal som man beräknat kommer att behövas. Tidsramen tre år svarar i princip mot den tid det beräknas ta att projektera och bygga ett nytt gaskraftverk. Kompletterande auktioner där aktörerna som säljer in kraft på kapacitetsmarknaden kan ändra sina positioner hålls vid tre ytterligare tillfällen innan leveranstillfället. Aktörerna kan också under tiden handla bilateralt sinsemellan. Både sedvanlig kraft och så kallad demand-response kan ingå. Utöver RPM har man en sedvanlig energimarknad för den faktiska elleveransen, i form av en marknad med kontrakt för leverans påföljande dag för att täcka det prognosticerade behovet kompletterat av en spotmarknad i realtid för att täcka upp eventuella skillnader.

Vad är då skillnaderna mellan de olika sätten att säkra tillräcklig kapacitet, och varför väljer olika regioner olika? Dessa frågor är inte helt enkla att svara entydigt på. Valet av modell beror på allt från hur elmarknaderna historiskt vuxit fram och strukturerats, elsystemets aktuella utformning, befintliga aktörers styrka och strategiska inriktning, till politiska värderingar. I grunden syftar både en kapacitetsmarknad som hos PJM och administrativt fastställda kapacitetskrav som hos CAISO till att säkerställa att kapaciteten motsvarar det faktiska behovet vid varje enskild tidpunkt. Den fundamentala skillnaden mellan PJM och CAISO är att PJM:s kapacitetsmarknad ordnar just en central marknad för kontrakt för framtida kraftleverans, medan CAISO:s variant innebär att respektive elbolag får förhandla och teckna kontrakt bilateralt med en eller flera leverantörer. CAISO:s variant medför sannolikt ineffektiva lösningar då det inte råder full transparens kring efterfrågan och utbud och det innebär förmodligen större administrativa kostnader när de olika aktörerna ska hantera avtalen bilateralt. CAISO har själva uppmärksammat detta och vid flera tillfällen föreslagit till CPUC att man ska gå över till en centraliserad kapacitetsmarknad, vilket dock inte fallit i god jord. Skälen till att Kalifornien och CPUC vill behålla det befintliga systemet kan vara flera. Delstaten

var tidigt ute med att avreglera kraftmarknaden och man har fortfarande de omfattande och smärtsamma elavbrotten i anslutning till ENRON:s marknadsmanipulationer kring millennieskiftet i färskt minne. Man vill behålla ett mått av administrativ kontroll för att säkerställa tillräcklig kapacitet eftersom det finns ett politiskt pris att betala om en marknadslösning skulle fallera. Administrativt fastställda kapacitetskrav kontrolleras också huvudsakligen av delstatens egen CPUC, medan en kapacitetsmarknad faller under federala FERC:s kontroll.

3 Debatt om nettodebitering och solpaneler

I takt med att marknaderna för distribuerade energilösningar växer, kostnaderna sjunker och fler och fler hushåll väljer att själva investera i eller leasa solpaneler har frågor kring hur överskottsel som säljs tillbaka till nätet ska ersättas respektive hur de gamla elbolagen ska kunna täcka kostnaderna för elnät, kraftkapacitet, och integration av den intermittenta energin hamnat allt mer i hetluften.

System med nettodebitering finns i de flesta delstater. Bara i några få delstater är volymerna ännu substantiella, framför allt Hawaii, Kalifornien, Arizona och New Jersey, men listan över delstater där man har eller har haft dispyter kring nettodebitering är mycket längre än så.

Enligt vissa bedömare drivs motståndet mot dagens form av nettodebitering av de delar av kraftbransch och fossilbränsleintressen som upplever att deras affärsmodeller på sikt är hotade av den förnybara elen. En artikel i Washington Post⁴ beskriver en mer eller mindre samordnad kampanj för att bromsa solenergin. I ett antal delstater, däribland Indiana och Utah, har det förts fram lagförslag som skulle förbjuda nettodebitering, dock utan att antas.

Elbolag agerar också gentemot delstaternas elmarknadsinspektioner för att få höja de fasta avgifterna för de som använder nettodebitering. För delar av Arizona beslutades tidigare i år om extra avgifter för kunder med nettodebitering. Som ett annat sätt att möta utvecklingen har elbolaget i Tucson i Arizona tagit fram ett eget erbjudande kring solpaneler: de installerar paneler hos de hushållskunder som så önskar och ingår 25-årigt avtal där de erbjuder ett fast elpris som motprestation. Förutom att bolaget då kontrollerar kostnaderna kan de också optimera energin genom att till exempel vända panelerna mot väst för att ge ett tillskott när det behövs mest, även om det innebär man inte producerar maximalt med el.

Flera elbolag propagerar också för en tariffmodell där man skiljer på det elpris ett hushåll får när det köper el respektive säljer el från sin panel, så kallad value of solar, där priset på solelen sänks till att motsvara till exempel elbolagets sänkta marginalkostnad för att producera energi. En value of solar tariff finns nu hos till exempel Austin Energy.

I debatten kring nettodebitering och stöd till förnybar energi förs även andra argument fram. Motståndare hävdar till exempel att det framför allt är medel- och

⁴ <http://www.pressreader.com/usa/the-washington-post-sunday/20150308/281496454751704/TextView>

höginkomsttagare som har finansiell kapacitet att installera solpaneler och att de subventioneras kraftigt genom skatterabatter och nettodebitering, medan låginkomsttagare blir kvar som gamla kunder och får axla ökande kostnader för elsystem och kraftkapacitet. Förespråkare, å andra sidan, menar att utbyggnaden av solet sänker kostnaderna för hela systemet genom att man inte behöver bygga nya kraftverk. Att alla får nytta av hälsoeffekterna av minskad kolkraft och att branschen skapa nya jobb.

4 Demand/Response och annan efterfrågestyrning

Olika typer av demand-response (d/r) -program har funnits på den amerikanska elmarknaden sedan årtionden. De tidiga modellerna handlade bland annat om att kraftbolagen vid behov kunde stänga av enskilda stora förbrukare och enkla tidsbaserade tariffer som styr elkonsumtionen mot tider med lägre efterfrågan. Behovet av och förutsättningarna för mer aktiva d/r- program har ökat i och med ökande toppbelastningar, inflödet av variabel förnybar energi och höga kostnader för ny produktionskapacitet.

Under den senaste tioårsperioden har flera nya d/r program introducerats. Den totalt tillgängliga d/r-kapaciteten har mer än fördubblades från 2006 till 2012, då den enligt en undersökning uppskattades till ca 66 000 MW, motsvarande ca 9 procent av det nationella toppbelastningsbehovet⁵. Den snabbaste tillväxten i d/r har skett på kraftmarknaderna samt hos industri och företagskunder. Utvecklingen på hushållssidan har varit svagare. Potentialen för d/r för hela USA bedöms på lång sikt vara stor. I en studie som FERC utförde 2009⁶ resulterade det mest ambitiösa scenariot princip i nolltillväxt i elkraftbehov över en tioårsperiod.

D/r på kraftmarknaden har hittills framför allt varit aktuell i de regioner som har konkurrensutsatt marknaden och där det finns en ISO eller RTO. Utvecklingen drivs i stor utsträckning av s.k. *aggregators*, företag som köper d/r från enskilda elkunder för att sedan paketera och sälja d/r på kraftmarknaderna.

När effektbehovet ökar kan balansmyndigheten istället för att starta upp nya kraftverk kalla in d/r-leverantören som drar ned effekten hos de anslutna företagen. Dessa får betalt på olika sätt för att delta. Ett tiotal aggregator-företag har vuxit fram under senare år. Utöver d/r mäklarier erbjuder de energieffektiviserings-tjänster till sina kunder samt utvecklar och installerar utrustning och styrsystem för d/r och energy management. Ett exempel på en framgångsrik aggregator är EnerNOC. Företaget startade 2003, har en omsättning på cirka 2 miljarder kronor och 600 anställda och driver d/r hos cirka 10 000 kunder.

En av de största och mest avancerade marknaderna för d/r utgörs av PJM. D/r har framför allt blivit attraktivt på PJM:s kapacitetsmarknad. En av orsakerna är att de lägre priserna på naturgas har sänkt priserna på elmarknaden, medan kapacitetsmarknaden inte har haft samma prissänkningar, vilket gjort det lönsamt för företagen att ställa tillgänglig d/r till förfogande. D/r på kapacitetsmarknaden sker

⁵ 2012 Assessment of Demand Response and Advanced Metering, FERC

⁶ A NATIONAL ASSESSMENT OF DEMAND RESPONSE POTENTIAL, FERC 2009

Datum
2015-08-19

typiskt genom att en aggregator förhandlar avtal om d/r med slutkunder. Paketerar avtalen i lämplig omfattning och erbjuder paketen på de auktioner som hålls. Ungefär 90 procent av ersättningarna för d/r inom PJM går till kapacitetsmarknaden och d/r står för uppemot 10 procent av den upphandlade kapaciteten.

D/r på kraftmarknaderna är dock en omdebatterad företeelse och just nu föremål för domstolsprocesser. Den stora stridsfrågan handlar om ersättningsnivåerna för d/r. I ett beslut från 2011 fastställde FERC regler⁷ som innebär att d/r ska ersättas med samma belopp som reguljär kraft på kraftmarknaderna. FERC:s beslut ifrågasattes redan från start av kraftproducenter som tycker att det är orimligt att företag som (temporärt) drar ner sin energianvändning ska få samma belopp som den som bygger eller underhåller ett kraftverk. Förespråkarna menar å andra sidan att d/r bidrar till att hålla nere kostnaderna för kraftsystemet som helhet genom att undvika nybyggnation. EnerNOC har hävdade att d/r i östra och centrala USA mellan 2008 och 2013 medförde sänkta utgifter för slutkunderna på sammanlagt 50 miljarder USD⁸.

En sammanslutning av olika kraftproducenter lämnade tidigt in en stämningsansökan för att upphäva FERC:s beslut. Frågan hettade till ordentligt 2014, när en federal domstol till mångas förvåning beslutade till kraftproducenternas förmån. Enligt domslutet är d/r en del av detaljhandeln med el som FERC inte har jurisdiktion över.

Tekniskt sett betyder domstolsutslaget att FERC inte har mandat att reglera ersättningen för d/r på energimarknaderna. I princip skulle detta inte behöva beröra d/r på kapacitetsmarknaderna, som står för huvuddelen av d/r. En ny stämningsansökan har dock lämnats in som gäller även befogenheterna på kapacitetsmarknaderna. Dessutom menar många bedömare att de juridiska turerna gjort terrängen så osäker att det i praktiken redan nu, utan ett nytt domstolsutslag, blir omöjligt att fortsätta med d/r som tidigare.

Ärendet har överklagats av USA:s regering till högsta domstolen, med det är ännu oklart om frågan kommer att tas upp. PJM:s företrädare i Washington DC bedömer dock att chanserna är ganska små.

PJM har därför börjat förbereda sig på hur man kan agera för att på kapacitetsmarknaden för att hantera situationen. I en promemoria beskrivs en möjlig modell för att handla upp d/r på ett sätt som inte skulle strida mot regelverket⁹. Modellen skulle i princip innebära att de kunder som är beredda att sälja d/r-kapacitet måste ha en direkt relation till deras eldistributör/utility, och att distributören blir kompenserad för d/r genom en sänkt nota för elkraft. Det finns flera frågetecken med en sådan modell. Dels blir det svårt för aggregatorföretag som EnerNOC att hitta en roll. Dels är det inte så säkert att elbolagen har tillräckliga incitament att erbjuda d/r-produkter. De lever i grund och botten på att sälja fler kWh, inte färre,

⁷ FERC Order No. 745 Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets

⁸ <http://www.greentechmedia.com/articles/featured/ferc-order-745-the-supreme-court-and-the-future-of-demand-response>

⁹ The Evolution of Demand Response in the PJM Wholesale Market. PJM, October 6 2014.

åtminstone i regioner som inte infört någon typ av alternativt tariffsystem som frikopplar bolagen ersättning från elvolymerna.

Sammantaget är alltså framtiden för d/r på kapacitetsmarknaderna just nu en öppen fråga. Detta är bekymmersamt inte bara för de berörda företagen, utan det innebär också att det federala regelverket för d/r (som det tolkas efter domslutet) går på tvärs med till exempel administrationens planer för klimatåtgärder inom elkraftsektorn. Den osäkerhet som råder kan också inverka negativt på innovationskraften i sektorn.

Trots det som sagts ovan finns det också intressanta exempel på elbolag som arbetar med d/r. Ett sådant är elbolaget Oklahoma Gas and Electric som genomför ett stort d/r program riktat mot hushåll och företagskunder¹⁰. Genom att erbjuda en avancerad tidstarriff räknar man med att kunna kapa sommarmånadernas effekttoppar och minska behovet att investera i nybyggd kraft. Programmet, ”Smart-Hours”, sjuösattes 2012 med ambition att involvera 140 000 slutkunder (ca 15 procent av kundstocken) för att uppnå en effekttoppminskning på 210 MW. Per augusti 2014 vare man uppe i 110 000 kunder. Kunderna får information om hur elpriset kommer att variera de närmaste två dygnet vilket ska ge incitament att styra om användningen till lågpristimmar. Det finns även en möjlighet att installera smarta, programmerbara termostater. De 70 procent av kunderna som använder sådana termostater har en signifikant högre effekttoppminskning jämfört med de som ska justera sin luftkonditionering manuellt. En genomsnittlig hushållskund i programmet sparar ca 150 USD över en sommarsäsong¹¹

5 Diskussion om struktur och roll för framtidens elbolag

Mot bakgrund av de stora förändringar som kraftindustrin står inför diskuteras utmaningar, behov av förändrad reglering och nya affärsmodeller för elbolagen. Den ”gamla” modellen med centraliserad kraftproduktion och, i USA:s fall, ofta fortsatt integrerade nät- och distributionsföretag, utilities, som bara i varierande utsträckning är helt avreglerade, utmanas kraftfullt, åtminstone på sikt. Även om andelen förnybar, intermittent energi i många delstater fortfarande är låg så medför de höga tillväxttakterna för förnybar energi, de alltmer realistiska möjligheterna för både hushåll och företag att satsa på t.ex. egna solenergianläggningar och i förlängningen energilagring, avtagande eller ingen tillväxt alls i energianvändningen till följd av ökad effektivisering och nya förbrukningsmönster genom till demand/response och elbilar till nya ramvillkor. Ett åldrande elnät och behov av investeringar för ökad resiliens bidrar till att sätta press.

Flera processer har nyligen startats på delstatsnivå för att diskutera och definiera roll och reglering för framtidens elbolag.

¹⁰ <https://oge.com/wps/portal/oge/save-energy/smarthours>

¹¹ <http://www.utilitydive.com/news/is-the-promise-of-oges-dynamic-pricing-program-starting-to-fade/303455/>

Kalifornien – "More than smart"

I Kalifornien arbetar man med genomförandet av lagen AB327¹², ett omfattande lagstiftningspaket för energi- och energitjänstemarknaderna i delstaten. Utöver att hantera till exempel hur kraven på förnybar energi, Renewable Portfolio Standard, respektive system med nettodebitering ska utvecklas framåt tar lagen även upp elbolagens planering av investeringar i distributionsnätet. Elbolagen blir tvungna att i sin planering av investeringar i distributionsnätet ta hänsyn till olika typer av distribuerade energiresurser, och att de måste utveckla nya metoder för hur värdet av distribuerad energi ska beräknas med hänsyn var i nätet resursen finns.

California Public Utilities Commission, CPUC, delstatens organ som reglerar elbolagen håller i genomförandet av AB327. CPUC vill åstadkomma att elbolagen tar in den omfattande utbyggnaden av olika typer av distribuerade resurser, inklusive solpaneler på hustak, småskalig vindenergi, lokal energilagring, mikronät och elbilar, som sammantaget förväntas utgöra en omfattande del av elmarknaden, i sin planering av investeringar och drift av nätet. Syftet är att skapa ett flexibelt, kundanpassat, decentraliserat och transparent system - framtiden smarta nät, "More Than Smart".

Flera workshops har genomförts för att aktörerna ska hitta en samsyn kring hur en önskvärd, framtida modell för utveckling av ett smart nät som inkluderar distribuerade resurser kan se ut¹³. En konceptuell modell man arbetar utifrån är ett nätverk där det är lätt att lägga till och dra ifrån olika resurser i dess olika noder, och där investeringsplaneringen sker utifrån scenariomodeller där också elkundernas behov och önskemål som elproducenter finns med. Elbolagen ska lämna sina förslag till en integrerad planering till CPUC senast den 1 juli 2015.

New York – "Reforming the Energy Vision"

Även delstaten New York genomför ett liknande arbete för att formulera en strategi för framtidens elmarknad och elbolag genom upplagt projekt som kallas Reforming the Energy Vision, REV¹⁴.

REV har initierats av New York Public Service Commission, NYPSC. Syftet med REV är bland annat att snabba på och effektivisera arbetet med att modernisera elsystemet och främja energieffektivisering, införandet av förnybar energi och distribuerade energiresurser, och samtidigt göra systemet mer resilient och undvika stora investeringar i ny, central kraftproduktion och kostnadsökningar för konsumenterna. New York menar att det befintliga regelverket och dagens elbolag inte i tillräcklig utsträckning uppmuntrar innovation eller ger tillräckliga incitament för att utveckla och använda tekniker som ger elkunderna tillräckliga val- och påverkansmöjligheter. REV tar specifikt upp frågor kring vilken roll elbolagen/-eldistributörerna kan och bör ha i arbetet att åstadkomma ett effektivare elsystem

¹² https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201320140AB327

¹³ <http://greentechleadership.org/wp-content/uploads/2014/08/More-Than-Smart-Report-by-GTLG-and-Caltech.pdf>

¹⁴ <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/26BE8A93967E604785257CC40066B91A?OpenDocument>

med större inslag av distribuerade energiresurser och efterfrågestyrning och vilka ändringar som bör göras i regelverk, eltariffer, marknadsdesign och incitamentsstruktur för att få elbolagens intressen att sammanfalla bättre med energipolitiken.

I ett första skede har REV hanterat frågan om elbolagens framtida roll. NYPSC har tagit fram ett koncept för hur det traditionella elbolaget/utilityn bör ersättas av en Distributed System Platform Provider, DSPP. DSPP ska utgöra en flexibel plattform som tillhandahåller och integrerar nya energiprodukter och tjänster. I synnerhet ska DSPP planera och bygga elnätet så att det kan inkorporera distribuerade energiresurser som solpaneler, energilagring och mikronät som hushåll och företagskunder själva investerar i. DSPP ska vidare bidra till att skapa marknader och prissättning som gör att distribuerade energiresurser effektivt bidrar till helheten, och utgöra länken mellan slutkunder/förbrukare och NYISO.

Ett antal seminarier med elbolagen, marknadsaktörer, intresseorganisationer och andra intressenter har genomförts för att diskutera DSPP-konceptet. Frågan har ställts dels om det är möjligt och lämpligt att de befintliga elbolagen kan göras om till DSPP, eller om helt nya organisationer måste skapas, dels om DSPP själva ska kunna äga distribuerade energiresurser. I februari 2015 beslutade NYSPC att elbolagen både kan och bör vara de som bildar DSPP:s och att de innan slutet av året ska lämna in en plan för hur distributionssystemet ska göras om för att motsvara DSPP-konceptet. Samtidigt beslutades dock att elbolagen/DSPP i princip inte får äga egna distribuerade energiresurser eftersom det skulle kunna innebära en för stark marknadsposition i relation till andra företag och konsumenter. REV kommer nu att fortsätta med att ta upp frågor kring hur elmarknadens reglering och tariffsystem bör förändras. Det samlade genomförandet av REV beräknas ta ett antal år.

6 Styrmedel för att gynna energilagring

Styrmedel för att gynna energilagring återfinns på flera ställen i USA. Elbolagen på Hawaii handlar upp 200 MW energilagring för att kunna hantera en fortsatt snabb utbyggnad av distribuerad solenergi. I PJM:s område kan vindkraftproducenter välja att kombinera kraften med energilagring, och de kan då räkna upp den kapacitetsfaktor de får använda sig av på kapacitetsmarknaden vilket ger bättre möjlighet att finansiera lagringen. Den mest omfattande satsningen på regelstyrd utveckling av energilagring genomförs i Kalifornien. Med stöd i energilagstiftningen AB 2514 beslutade delstatens organisation som reglerar elbolagen, California Public Utilities Commission – CPUC, under 2013 om ett regelverk för energilagring. Enligt regelverket måste de tre stora kommersiella elbolagen, som står för huvuddelen av eldistributionen i delstaten, under en period fram till 2020 handla upp och installera en sammanlagd lagringskapacitet på 1325 MW i icke-pumpad vattenkraft. Regelverket har uttalat ambitionen att vara innovationsdrivande, vilket är ett skäl till att vattenkraft utesluts. Vidare får elbolagen bara utveckla 50 procent av kapaciteten i egen regi. Upphandlingar förväntas driva på mot att etablera en marknad för energilagring. Den föreskrivna kapaciteten är

uppdelad på kvoter för lagring i transmissions- och distributionsledet respektive hos slutkund.

7 Innovationspolitiska åtgärder för att underlätta kraftbalansen

Från federal nivå finns ett antal satsningar från framför allt Department of Energy på forskningsfält som kan underlätta integration av förnybar energi. Satsningarna spänner från utökade anslag till grundforskningen över sex olika centra för batteri-FoU i koordinerade forskningsgrupperingar, så kallade Energy Frontier Research Centers, som ska driva på utvecklingen inom olika nyckelområden, till den stora satsningen på ett innovationscenter för batteriteknik, en så kallad "energy innovation hub", kopplat till det nationella laboratoriet Argonne i Chicago som startade vid årsskiftet 2013/14. Centret lanserades med övergripande ambitionen att öka batteriernas lagringskapacitet med en faktor fem till en femtedel av dagens kostnad¹⁵. DOE:s laboratorier är även engagerad i till exempel utveckling av bättre metoder för att prognosticera vind och därmed kunna optimera placering av vindkraftverk och ha bättre kraftprognoser, vilket också underlättar integration. Department of Energy finansierar också via organisationen ARPA-E flera olika program för utveckling av som ligger nära marknadsintroduktion. Flera av dessa har direkt bäring på elsystemet, det gäller bland annat program för förbättrad eltransmission och batteriteknik.¹⁶¹⁷

ARPA-E:s senaste program, The Network Optimized Distributed Energy Systems (NODES)¹⁸, som fortfarande är under utveckling, har direkt bäring på integrering av förnybar energi. Programmet tar sikte på att möjliggöra integration av 50 procent eller mer förnybar energi i nätet genom att utveckla algoritmer för kontroll och styrning och annan it-arkitektur som på ett bättre sätt än hittills kan användas både för efterfrågestyrning och för integrering av sol och vindenergi.

¹⁵ <http://www.jcesr.org/>

¹⁶ <http://arpa-e.energy.gov/?q=arpa-e-programs/geni>

¹⁷ För en bredare genomgång av DOE:s strategiska principer och satsningar på FoU kring energilagring för elnätet se bl.a.

<http://energy.gov/sites/prod/files/2013/12/f5/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>

¹⁸ <http://arpa-e.energy.gov/?q=pdfs/nodes-faq>