
Dok. ansvarlig: CDW
Sekretær: ILA
Sagsnr.: s2013-110
Doknr: d2013-12547-8.0
24-10-2013

Kapacitetsmekanismer og udvikling i nabolande

Energimarkeder i forandring

Der sker drastiske omvæltninger i de europæiske elektricitetsmarkeder i disse år. Store mængder vedvarende energi er på vej ind i markedet og store mængder fleksibel elkapacitet er på vej ud af markedet. Det skaber i mange lande bekymring for den fremtidige forsyningssikkerhed. Derfor diskuteres potentielle løsningsmuligheder for at fastholde fleksibel elkapacitet samt øge forbrugssidens rolle. Disse løsningsmuligheder omtales ofte som kapacitetsmekanismer.

Forsyningssikkerhed på dagsordenen

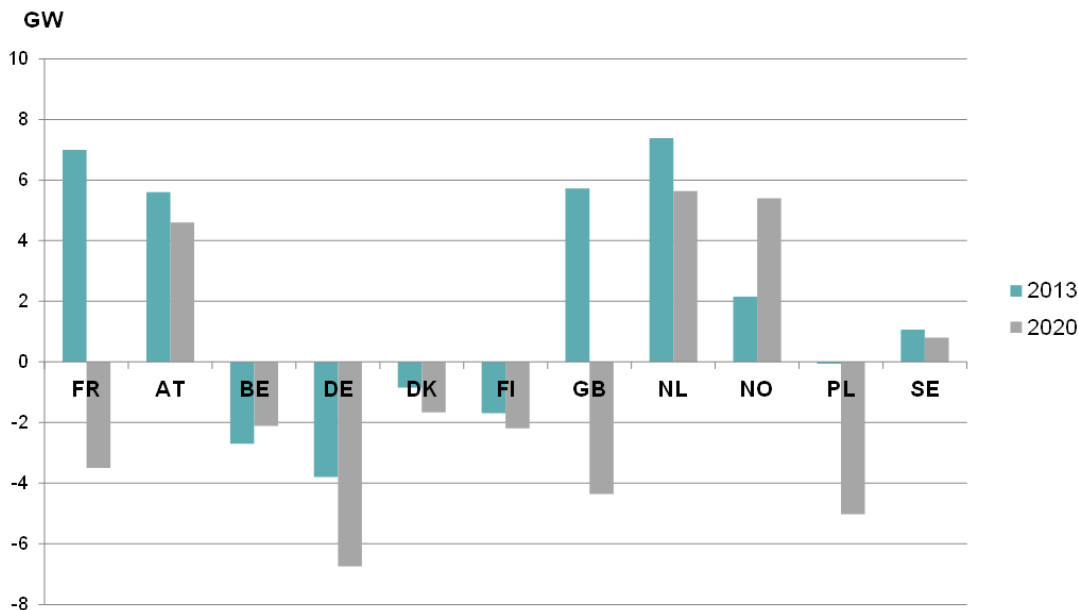
Dette notat giver først et kort blik på udviklingen i den europæiske kapacitetssituation. Dernæst beskrives de forskellige typer af kapacitetsmekanismer og udviklingen i deres implementering i Europa. Efterfølgende gives et dybere indblik i de konkrete kapacitetsmekanismer, som allerede er - eller som planlægges - implementeret i Danmarks nabolande. Sidst sammenlignes fordele og ulemper ved de forskellige typer af kapacitetsmekanismer på en række centrale vurderingskriterier.

Nærværende notat indgår i Energistyrelsens analyse af elnettets funktionalitet, som udspringer af Energiaftalen fra 2012. Notatet er skrevet af Dansk Energi i dialog med Energistyrelsen.

Kapacitetssituation under pres i mange lande

Udvikling i kapacitetssituationen i Europa og Danmark

De europæiske elektricitetsmarkeder er under voldsom forandring i disse år. Store mængder vind og sol er på vej ind. Store mængder termisk kapacitet er på vej ud. Nedgangen i den termiske kapacitet har skabt bekymring om den fremtidige forsyningssikkerhed i flere lande, og åbnet for diskussion omkring hvordan forsyningssikkerheden fremover kan opretholdes.



Figuren viser, kapacitetsbalancen for en række af Europas lande. Det er udtryk for et lands tilgængelige pålidelige kraftværkskapacitet minus spidslastforbrug samt ENTSO-E's pålidelighedsmargin på en aften i januar. ENTSO-E's konservative scenarie for udvikling i overskydende kapacitet er baseret på de europæiske systemansvarliges egne forventninger til udvikling i kapacitetsbalancen frem mod 2020. I vurderingen af udviklingen i 2020 er kun den del af kraftværkskapaciteten, som de systemansvarlige føler sig sikre på, er til rådighed, medregnet.

Kilde: ENTSO-E, 'Scenario outlook and adequacy forecast 2013-2013'

Vigtigt at forbedre eksisterende markedsregler

Velfungerende elmarkeder er et nødvendigt skridt på vejen. Derfor er der fokus på at fjerne eventuelle markedsfejl, som påvirker energimarkedets pris- og investeringssignaler. Prislofter i engrosmarkederne og regulerede elpriser begrænser energimarkedets prissignal om den reelle værdi af kapacitet. Støtte til udvalgte energiformer, eksempelvis vind og sol, kan have utilsigtede konsekvenser for andre dele af markedet. Manglende prisrespons på efterspørgselssiden forstærker problemernes omfang.

Nogle markedsfejl kan man måske gøre noget ved. Andre markedsfejl kan være svære at ændre på. Støtte til vedvarende energi skævrider prisdannelsen i energimarkedet, men er svære at ændre, fordi støtten bidrager til at opnå målsætningen om CO₂-reduktion. I modne, veludviklede energimarkeder er det ikke sikkert, at potentialet for yderligere forbedringer er stort nok til at løse forsyningsikkerhedsproblematikken.

Nye tiltag kan være nødvendige

Diskussionen centrerer sig derfor omkring nødvendige tiltag til at supplere det traditionelle 'energy only'-marked for at sikre forsyningsikkerheden gennem forbedrede incitamentter til at investere i ny kapacitet.

Løsningsmodeller til sikring af forsyningsikkerhed

Kapacitetsmekanismer kan være del af løsningen

Kapacitetsmekanismer er fællesbetegnelsen for rækken af løsningsmuligheder til sikring af forsyningsikkerheden, som sigter mod at øge niveauet af elproduktionskapacitet samt forbrugsreduktioner for at sikre balance mellem forbrug og produktion.

Overordnet set kan kapacitetsmekanismer opdeles i tre typer:

- Strategisk reserve
- Kapacitetsmarked
- Kapacitetsbetaling

Strategisk reserve

Fastholder ældre værker i reserve i en overgangsperiode

Strategiske reserver fungerer ofte ved, at den systemansvarlige indgår kontrakt med enkeltstående produktionsanlæg. Disse anlæg tages ud af det regulære energimarked og drives som spidslastkapacitet. Ofte er der tale om ældre værker, som står overfor lukning, og som fortsat kan producere i en vis periode, men som ville være skrottet, hvis der ikke blev betalt for fortsat at være til rådighed. Den strategiske reserve kan ses som en overgangsmodel, som sikrer forsyningsikkerheden i en periode, fordi den fastholder eksisterende produktionskapacitet på kort sigt, men ikke bidrager til at tiltrække ny kapacitet fremadrettet.

Reserven aktiveres i situationer, hvor efterspørgslen efter elektricitet er større end produktionen, som det kommercielle marked kan levere, således at markedet ikke leverer priskryds. Aktivering af reserven fungerer derfor som en fysisk sikring af forsyningsikkerheden. En af nøgleparametrene i en strategisk reserve er den pris, som reserven aktiveres ved, fordi det påvirker indtjeningen for alle de kommercielle kraftværker.

De værker som er del af den strategiske reserve modtager en betaling, som sikrer at de fortsat er til rådighed. Det gælder ofte i vintermånederne, hvor elforbruget er særligt højt. Denne betaling kan bestå af et fastlagt beløb og specifikation af, hvordan faktisk energiproduktion aflønnes. Samtidig specificerer kontrakten typisk, hvor hurtigt værket skal kunne være tilgængeligt for spotmarkedet. Det er muligt at involvere forbrugsreduktionsressourcer i reserven, som det eksempelvis ses i Sverige.

Strategiske reserver kendes bl.a. fra Sverige og Finland. Tyskland har netop også indført en form for strategiske reserver for at løse lokale udfordringer i de sydlige regioner, og diskuterer i øjeblikket, hvordan en langsigtet løsningsmodel kan se ud.

Kapacitetsmarked

Marked for kapacitet sideløbende med energimarkedet

Kapacitetsmarkeder er karakteriseret ved, at der etableres et marked for kapacitet ved siden af energimarkedet. I kapacitetsmarkedet konkurrerer kraftværker og forbrugsreduktionsressourcer om at levere den mængde kapacitet (ikke energi), som er nødvendig for at opretholde et fastsat niveau af forsyningssikkerhed, til den billigste pris.

Indkøb af kapacitet kan ske gennem en central auktion som produktionsanlæggene byder ind til, og hvor TSOen indkøber kapacitet på vegne af eksempelvis elhandlerne. Det kan også ske decentralt, hvor elhandlerne selv køber kapacitet hos produktionsanlæggene.

Sikrer fastlagt kapacitetsniveau

Kapacitetsmarkedet skaber dermed et prissignal til markedsdeltagerne om værdien af kapacitet. Er udbuddet af kapacitet højt i forhold til det nødvendige niveau, bliver prisen på kapacitet lav. Er udbuddet af kapacitet lavt i forhold til nødvendige det niveau, bliver prisen høj. Det understøtter, at markedet i sig selv opretholder den nødvendige kapacitet.

Deltagelse i kapacitetsmarkedet forpligter værkerne til at være til rådighed i energimarkedet i stresssituationer – ellers kan de straffes de med bøde.

Kapacitetsmarkeder er allerede udbredt i USA, og i Europa forventes flere lande at indføre kapacitetsmarkeder i de kommende år. Storbritannien ventes at indføre et kapacitetsmarked med fysisk levering fra vinteren 2018/19. Kapacitet indkøbes gennem en auktion, hvor producenter og forbrugsreduktionsressourcer byder kapacitet ind i konkurrence med hinanden. I Frankrig planlægges et handelssystem for 'kapacitetscertifikater' fra vinteren 2016/17, hvor det er elhandlere selv, der står for at købe kapacitetscertifikater i forhold til deres individuelle elleverancer i spidslast. Italien forventes at indføre et kapacitetsmarked fra 2017, hvor elhandlerne pålægges at købe optionskontrakter af elproducenterne i forhold til deres leverance i spidslast. Til gengæld sikrer optionskontrakten elhandlerne mod høje elpriser, da optionen giver ret til refusion (fra sælgeren) af den del af engrosmarkedsprisen, der overstiger et på forhånd defineret niveau. Tyskland overvejer ligeledes et kapacitetsmarked.

Kapacitetsbetaling

Fastsat betaling for rådighed til kapacitet

Kapacitetsbetaling til kraftværker (og forbrugsreduktionsressourcer) er en centralt, administrativ fastsat betaling for at opnå en ønsket kapacitetsbalance. Betalingens størrelse skal kompensere for den indtjening, som energimarkedet ikke dækker i værkerens økonomi, for derved at sikre at den nødvendige mængde kapacitet er til rådighed i markedet.

Betalingerne kan gives som en flad takst for kapacitet eller differentieres i forhold til tekniske egenskaber som eksempelvis evne til hurtig regulering af elproduktionen og/eller i forhold værkernes miljøpåvirkning. Samtidig er det muligt at gøre betalingen variabel i forhold til værkernes rådighed i typiske spidslastsituationer over døgnet eller i særlige perioder.

Administrativ fastlagt betaling er en balancegang

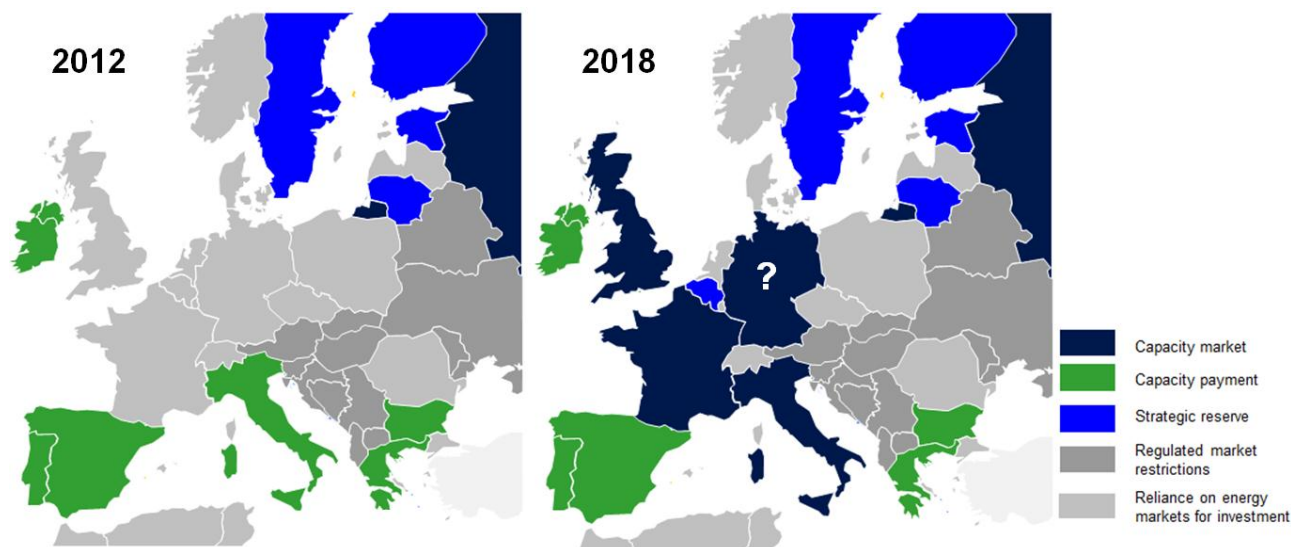
Da betalingen er administrativt fastsat – og ikke bestemt i markedet – kan det være en udfordring at finde det rette betalingsniveau, som sikrer at markedet opretholder det nødvendige niveau af kapacitet uden samtidig at betale for meget. Omvendt giver systemet god mulighed for at kontrollere det samlede udgiftsniveau, fordi betalingens størrelse fastsættes centralt.

Kapacitetsbetalinger findes bl.a. i Spanien hvor betalinger både sigter på at tiltrække ny produktionskapacitet og sikre løbende rådighed til kapacitet i spidslastsituationer.

Udviklingen i Danmarks nabolande

Europæiske elmarkeder karakteriseret ved energy only

De europæiske elmarkeder er i dag domineret af 'energy only'-markeder, hvor det er elproduktion og levering af systemydelser, som driver incitamentet til at drive kraftværker, herunder incitament til at renovere eksisterende anlæg og investere i nye anlæg. I Norden og Baltikum har flere lande, Sverige, Finland samt Estland og Litauen, dog indført strategiske reserver. Tyskland har også indført et system som kan sammenlignes med en strategisk reserve. I det sydlige Europa har flere lande, Spanien, Portugal, Italien, Grækenland, Bulgarien samt Irland, indført kapacitetsbetalinger.



Figuren viser, at et stigende antal europæiske lande tager forholdsregler for at sikre forsyningsikkerheden frem mod 2018.

Kilde: IHS CERA: 'Keeping Europe's light on: Design and Impact of Capacity Mechanisms', Juli 2013

Stigende antal lande indfører kapacitetsmekanismer

Kigger man frem mod 2018, er det sandsynligt, at hovedparten af de europæiske lande enten har - eller er ved at - indføre kapacitetsmekanismer. Der tegner sig en tendens til, at det i stigende grad er de markedsbaserede løsninger som kommer til at dominere. I Storbritannien og i Frankrig planlægger man at indføre kapacitetsmarkeder, ligesom Italien omlægger fra kapacitetsbetalinger til et kapacitetsmarked. Grækenland overvejer også et kapacitetsmarked, men processen virker til at være strandet i øjeblikket¹. I Tyskland har man netop indført en form for strategisk reserve som skal sikre forsyningsikkerheden i de sydlige områder på kort sigt, og man overvejer sideløbende hvordan en langsigtet løsningsmodel skal udformes. Noget tyder på, at tyskerne også indfører et kapacitetsmarked². Belgien planlægger også indførelse af en strategisk reserve fra 2014.

Forskelligartede, nationale modeller skyder frem

På trods af at flere lande indfører kapacitetsmekanismer, der har samme overordnede design, så kan de konkrete modeller, der indføres, være forholdsvist forskellige i deres implementering. Forskellene kan bunde i, at hvert land har hver deres behov og udfordringer. Samtidig er der forskelligartede institutionelle og lovgivningsmæssige forhold i de europæiske lande, som har betydning for hvilke kapacitetsmekanismer, som man foretrækker, og som kan lade sig gøre.

¹ IHS CERA: 'Keeping Europe's light on: Design and Impact of Capacity Mechanisms', Juli 2013

² Den tyske industriorganisation, BDEW, støtter blandt andet indførelse af et kapacitetsmarked

Cases på konkrete løsningsmodeller

I denne sektion ses nærmere på de konkrete løsningsmodeller som forskellige lande har valgt, med særligt fokus på Danmarks nabolande.

Case: Svensk effektreserve

Svensk effektreserve siden 2003

Den svenske effektreserve – en strategisk reserve – blev introduceret i 2003³ for at undgå lukning af termiske kraftværker i det sydlige Sverige, syd for de såkaldte snit 3 og snit 4, hvor behovet for reservekapacitet er størst. Oprindeligt var omfanget af reserven ca. 2.000 MW. Fra 2011 reduceredes reserven til 1.750 MW, og det er planen, at reserven trinvist reduceres til 750 MW fra 2017. Samtidig arbejdes på, at få forbrugsreduktionsressourcer til at udgøre en stigende andel af reserven. Konkret er det målsætningen, at forbrugssiden helt dækker behovet fra effektreserve fra 2017⁴. I vinteren 2013/14 indkøbes samlet 1.489 MW, fordelt på 958 MW produktion og 531 MW forbrugsreduktion⁵, på trods af at reserven var planlagt til at være ligeligt fordelt mellem produktion og forbrug.

Vinter	Max volym, MW	Förbrukning, MW	Produktion, MW
2011/12 -2012/13	1750	437,5	1312,5
2013/14 -2014/15	1500	750	750
2015/16 – 2016/17	1000	750	250
2017/18 – 2019/20	750	750	0

Kilde: Svenska Kraftnät, 'Översyn av Svenska Kraftnäts handtering av effektreserven', Arbetsrapport, 25. februar 2011.

Reserven var oprindeligt tænkt som en midlertidig foranstaltning som kun skulle løbe i 5 år (til 2008). Siden er reserven forlænget ad flere gange, først til 2011 og senere til 2020, da det har vist sig svært at udfase reserven uden at reducere forsyningssikkerheden i Sydsverige. Produktionsanlæg over 10 MW og forbrugsreduktionsressourcer over 5 MW (dvs. industri) kan deltage i reserven.

³ Lagen 2003:436 om effektreserv.

⁴ Svensk författningssamling, 'Förordning om effektreserv', 2010:2004.

⁵ Svenska Kraftnät, <http://www.svk.se/energimarknaden/el/effektreserv/Effektreserven-20112012/>

Reserven aktiveres når der ikke kan laves priskryds

Reserven aktiveres når der ikke kan laves. Aktivering af produktionsanlæg sker først efter, at sidste kommercielle bud i elspotmarkedet er aktiveret. Reserven aktiveres til en pris på 0,1 EUR over sidste kommercielle bud⁶. Det betyder, at reserven påvirker prisdannelsen i markedet markant i spidslastsituationer, fordi reservens aktiveringspris kan være lavere end engrosmarkedets maksimumpris på 2.000 EUR/MWh. Konsekvensen er, at kraftværkernes indtjening reduceres i spidslastsituationer, hvilket ellers er et afgørende element i fleksible kraftværkers forretningsmodel. Specielle regler gælder for forbrugssiden, som selv kan lægge bud ind i elspotmarkedet, og dermed ikke kun aktiveres efter sidste kommercielle bud. Produktions- og forbrugsressourcer, som ikke aktiveres i elspotmarkedet gøres tilgængelige som reserve i regulerkraftmarkedet.

Reserven indkøbes via udbud for en periode på 4 måneder årligt fra 16. november til 15. marts, hvor efterspørgslen efter elektricitet er størst. Kontrakter indgås 6 måneder før rådighedsperiodens start. De produktions- og forbrugsreduktionsressourcer, som indgår i reserven, modtager en fast betaling for deres rådighed baseret på deres bud i udbuddet. Derudover modtager de en pris for den mængde energi, de faktisk leverer (også specificeret via udbuddet).

I vinteren 2012/13 var omkostningen til reserven ifølge Svenska Kraftnät på omkring 130 mSEK, svarende til omkring 85.000 SEK/MW. Omkostningerne til den strategiske reserve finansieres af de balanceansvarlige aktører uden geografisk hensyn⁷.

Case: Tysk netreserve

Interne flaskehalse skaber problemer

Det tyske elnet indeholder store flaskehalse. Særligt er der restriktioner på transport af elektricitet fra vindmøllerne i den nordlige del af Tyskland mod syd, hvor en stor del af forbruget ligger⁸. Med 'Reservekraftwerksverordnung'⁹ tager Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI) to tiltag for at sikre forsyningssikkerheden:

- Indfører en netreserve
- Regler for lukning af kraftværker

Netreserve sikrer rådighed til elkapacitet fra ældre værker

Tyskland har i 2013 indført en netreserve (en form for strategisk reserve) for vinteren 2013/14, som skal sikre rådighed over værker som kan levere elektricitet i vintermånederne¹⁰, hvor elforbruget er særligt

⁶ Svenska Kraftnät, 'Principer för handtering av effektreserven fr.o.m. 16 mars år 2011', 25/2/2011.

⁷ Svenska Kraftnät, 'Översyn av Svenska Kraftnäts handtering av effektreserven', 25/2/2011.

⁸ Ifølge den tyske netudbygningsplan 'Netzentwicklungsplan' vil en række netforstærkninger være færdiggjort senest 2022, hvilket bidrager til at løse op for de interne flaskehalse i det tyske elnet.

⁹ BMWI, 'Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013'

¹⁰ Bundesnetzagentur, Pressemitteilung: 'Bedarf an Reservekraftwerken für den kommende Winter bestätigt', 16. september 2013.

højt¹¹. Reserven er rettet mod forsyning af de sydtyske områder, som har mangel på produktionskapacitet. Reservekraftwerksverordnung udløber nytår 2017.

Bundesnetzagentur fastsætter omfanget af reserven i en årlig systemanalyse¹², baseret på en vurdering af særligt elforbrug og mængden af energiproduktion i det kommercielle marked i forskellige scenarier. For vinteren 2013/14 indkøber Bundesnetzagentur en reserve på 2.540 MW, hvoraf en del kan komme fra værker i andre lande med stærke netforbindelser til Sydtyskland.

For at blive en del af netreserven skal værkerne vurderes af den relevante TSO som værende 'systemkritiske', således at deres fortsatte drift er af afgørende betydning for elnettets funktionalitet. Disse værker tages ud af det ordinære energimarked, og må ikke efterfølgende gå ind i det kommercielle energimarked igen. Netreserven består primært af ældre kraftværker, som står overfor lukning, men med Reservekraftwerksverordnung har TSOerne desuden mulighed for at indgå kontrakt om nybyg, som en yderste nødforanstaltning hvis ikke behovet kan dækkes af eksisterende værker.

Reserven aktiveres kun hvis det kommercielle marked ikke kan møde efterspørgslen. Aktiveringsprisen er ukendt.

Værker i reserven modtager kompensation for variable omkostninger (brændsel, CO₂, afgifter mv.), samt drift og vedligehold, samt eventuelle nødvendige reparationer.

System analysis by TSOs (annually 01 April) and report by BNetzA (annually 01 May / in 2013: 15 Sept)			
Analysis	General rule: Existing capacity	Exemption: New capacity needed	
Tender process	TSOs publish specific requirements 1 May / in 2013: 15 Sept	TSO publish tender	
	Power plants announce interest: 15 May / in 2013: 01 Oct	Rule: Bids come in	Exemption: No bids
	Contract with TSO: 15 July/ in 2013: 15 Oct	Contract with TSO	TSO constructs plant
Remuneration	Production costs = costs for marginal production	Bid price / cost recovery based on results of tender	Financed through grid tariffs
	"Ready to produce"-expenses type I = one time costs (e.g. repair)		
	"Ready to produce"-expenses type II = costs for keeping unit ready to produce		
Back to market?	No way back (= part of contract)	Stay outside market	Sale to market participants in open tender / sales revenues reduce grid tariffs
		Closure and sale. Sales profits are used to reduce grid tariffs	

Kilde: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, oversat fra tysk.

¹¹ Tidsmæssigt sker indkøb af reserve i 2013 ved, at TSOen offentliggør behovsstørrelse samt krav til kraftværkerne inden 15. september. Potentielle deltagere tilkendegiver deres interesse inden 1. oktober. Kontrakter indgås før 15. oktober.

¹² Bundesnetzagentur, 'Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse', 16. september 2013.

Særlige regler for lukning af kraftværker

De nye regler for lukning af kraftværker betyder, at selskaber som ønsker at tage et værk ud af drift skal give et varsel på 12 måneder. Hvis TSO'en vurderer, at værket er systemkritisk, kan de kræve at værket fortsætter driften (ud over de 12 måneder). Hvis der søges om permanent lukning, modtager værket kompensation for produktionsomkostninger, andre driftsomkostninger og eventuelt reparationer. Søges værket midlertidigt taget ud af elmarkedet, er det muligt at vælge mellem to forskellige kompensationsordninger. Den ene ordning giver kompensation for produktions- og driftsomkostninger. Til gengæld må værket først vende tilbage til det kommercielle energimarked efter en karenperiode på 5 år. Den anden ordning giver kun kompensation for produktionsomkostninger. Til gengæld kan værket frit vende tilbage til det kommercielle energimarked.

Power plant operator announces closure (12 months before planned date)	
Notification	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Permanent closure</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Temporary closure</div> </div>
Essential for system stability?	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Examination of impact on system stability by TSO</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Examination of impact on system stability by TSO</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">if answer "YES":</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">if answer "YES":</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Commitment to continue (after end of 12 month period)</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Commitment to continue (after end of 12 month period)</div> </div>
Compensation	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Production costs = costs for marginal production</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Choose between...</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">"Ready to produce"-expenses I = one time costs (e.g. repair)</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Marginal costs</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Marginal costs</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">"Ready to produce"-expenses II = long term operating expenses</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">"Ready to produce"-expenses = long term operating expenses</div> </div>
Back to market?	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">No return to market</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Only after 5 years</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">NO LIMITATIONS</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-top: 5px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Participation in market after five years after repayment of remaining value of investment benefits</div> </div>

Kilde: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, oversat fra tysk.

Reserver udfases 2017. Diskussion om langsigtet løsningsmodel pågår

Netreserven ophører planmæssigt i 2017. Der foregår i Tyskland i øjeblikket en diskussion af, hvordan en langsigtet løsning til at sikre forsynings sikkerheden skal se ud efter 2017. I 2011 nedsatte BMWI 'Kraftwerksforum', som er et diskussionsforum hvor centrale aktører. Kraftwerksforum består, ud over BMWI selv, af Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ministeriet for miljø, naturbeskyttelse og nuklearsikkerhed), Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (Ministeriet for fødevarer, landbrug og forbrugerbeskyttelse), Bundesnetzagentur (regulator), Bundeskartellamt (konkurrencemyndighed), samt de tyske Länder (delstater). Den tyske industriorganisation, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), som omfatter energiproducenterne, støtter ideen om at lave et kapacitetsmarked med handel med kapacitetscertifikater. Beslutning om design af langsigtet løsningsmodel forventes i løbet af 2014/15.

Case: Storbritanniens kapacitetsmarked med auktioner

Storbritannien indfører kapacitetsmarked som supplement til energimarked

Storbritannien (England, Skotland og Wales)¹³ forventes at indføre et kapacitetsmarked fra 2014, som skal sikre adgang til pålidelig elkapacitet fra vinteren 2018/19¹⁴. Kapacitetsmarkedet sikrer, at det nødvendige niveau af elkapacitet i form af kraftværker og forbrugsreduktionsressourcer er til rådighed, mod at disse til gengæld modtager prisen for kapacitet som fastsat i markedet. Baggrunden for beslutningen er, ligesom i det øvrige Europa, at den termiske kraftværkskapacitet reduceres¹⁵. Samtidig tvinger EUs 'Large Combustion Plant Directive' en større gruppe af de (ældre) engelske kulkraftværker til at lukke.

Kapacitetsmarkedet er organiseret, sådan at Energiministeriet, Department of Energy & Climate Change (DECC), har ansvar for blandt andet vurdering af behov for kapacitet til sikring af forsyningssikkerhed og design af kapacitetsmarkedet. Systemansvaret, National Grid, giver rådgivning om behov af kapacitet, og står for auktioner og kontrakter. Et uafhængigt ekspertpanel vil bidrage til vurdering af kapacitetsbehovet. Regulatoren, OFGEM, står for regulering af kapacitetsmarkedet og overtager ansvaret for kapacitetsmarkedets regelsæt fra DECC efter første auktion er gennemført.

Det engelske kapacitetsmarked kan opdeles i fem skridt:

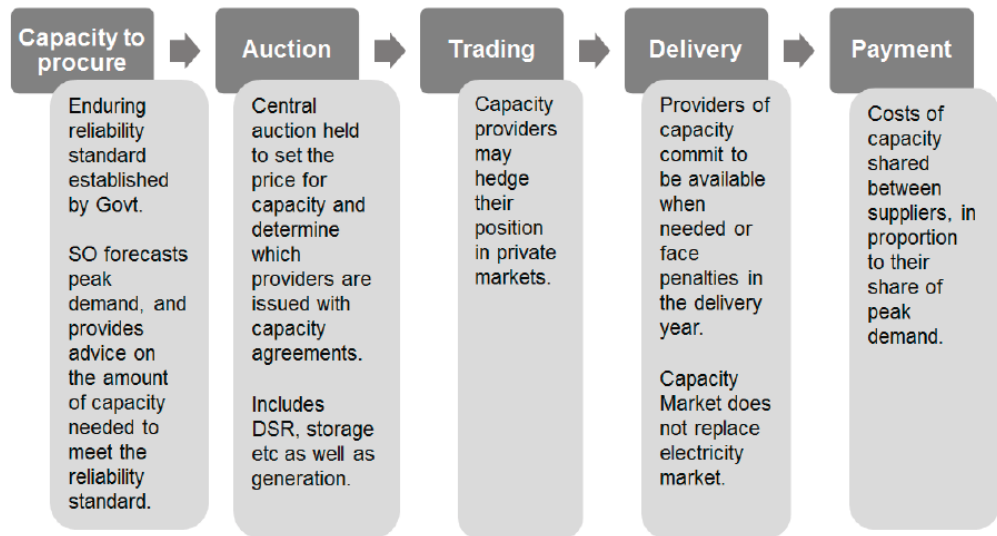
1. Fastsættelse af behov for kapacitet
2. Deltagelse og indkøb af kapacitet gennem auktion
3. Mulighed for handel med kapacitetsforpligtelser i et sekundært marked
4. Fysisk leverance i stresssituationer
5. Afregning

¹³ Nordirland er ikke den del af kapacitetsmarkedet, da det elsystem drives i samarbejde med Irland gennem det såkaldte Single Electricity Market, hvor der i dag allerede findes et system for kapacitetsbetaling.

¹⁴ Se beskrivelse af kapacitetsmarkedet i DECC, 'Electricity market reform: Capacity market – detailed design proposals', juni 2013. Implementeringen afhænger af endelig statsstøttegodkendelse i EU.

¹⁵ OFGEM udgiver løbende en vurdering af forsyningssikkerhedssituation, se eksempelvis 'Electricity Capacity Assessment Report 2013'. Med i vurderingen ligger en række følsomhedsscenarier omkring brug af udlandsforbindelser, tilgængelighed af termisk kapacitet, produktion af vedvarende energi, efterspørgsel efter elektricitet.

Figure 1: Stages of Capacity Market operation



Kilde: DECC, 'Electricity market reform: Capacity market – detailed design proposals', Juni 2013

1. Fastsættelse af behov for kapacitet

Politisk bestemt niveau for forsynings-sikkerhed

Behov for kapacitet tager udgangspunkt i et fastlagt niveau for forsynings-sikkerhed, omtalt som 'enduring reliability standard' (oversat: varig pålidelighedsstandard). I juli måned 2013 sendte den engelske regering et forsynings-sikkerhedsniveau på 99,97 % i høring. Det svarer til gennemsnitligt 3 timer/år¹⁶. Det endelige niveau af forsynings-sikkerhed indskrives i lovgivningen.

Forsynings-sikkerhedsniveauet kobles efterfølgende til et behov for pålidelig elkapacitet til at dække elforbruget, baseret på vurderinger fra DECC, National Grid og et panel af uafhængige eksperter. Med i vurderingen af behov for indkøb i kapacitetsmarkedet indgår tilgængelig kapacitet udenfor kapacitetsmarkedet, eksempelvis energiproduktion fra vedvarende energikilder og forventet import mulighed fra interconnectorer.

2. Deltagelse og indkøb af kapacitet gennem auktion

Kapacitetsmarked med bred deltagelse

Kapacitetsmarkedet er som udgangspunkt teknologineutralt. Det betyder, at alle kraftværker, kraftvarmeværker, forbrugsreduktioner, lagring og vedvarende energikilder principielt kan deltage, samt både

¹⁶ Opgørelsesmetoden for forsynings-sikkerhed er noget mere konservativ end i Danmark. I Storbritannien sker forsynings-sikkerhedsvurderingen med udgangspunkt i situationer, hvor det ikke er muligt at danne priskryds i engrosmarkedet og før at TSOen benytter sig af eksempelvis spændingsreduktion, instruktioner til producenterne om maksimal produktion og nødprocedurer omkring interconnectorer. Den danske opgørelse af forsynings-sikkerhed er baseret på fysisk bortkobling. Derfor er det svært at sammenligne Storbritanniens foreslåede forsynings-sikkerhedsniveau på 99,97 % med det nuværende danske forsynings-sikkerhedsniveau på 99,996 %.

eksisterende og nye ressourcer¹⁷. Det er dog besluttet, at anlæg som allerede modtager støtte gennem blandt andet 'Renewables Obligation'- og 'Contracts for Difference'-ordningerne ikke kan deltage. Derfor kan store dele af de vedvarende energiproducenter først deltage, når deres øvrige (energibaserede) støtte ophører.

Udenlandske værker kan ikke deltage det engelske kapacitetsmarked, i hvert fald ikke i den første auktion, da DECC ikke på nuværende tidspunkt har overblik over, hvordan deltagelse kan ske¹⁸. Yderligere arbejde pågår med at undersøge, hvordan udenlandsk kapacitet kan bidrage til kapacitetsmarkedet.

Hver enkelt teknologi skaleres ('de-rates'), for at tage højde for, hvor meget kapacitet hvert enkelt værk realistisk står til rådighed med i forhold til deres nominelle kapacitet. Skaleringen sker centralt for at minimere administration, men der er mulighed for, at hvert enkelt værk at dokumentere anden rådighed.

Det er frivilligt at deltage i kapacitetsmarkedet. Hver enkelt værksejer må derfor overveje om den betaling, som de eventuelt kan få i kapacitetsmarkedet, står mål med omkostningen til krav om rådighed i spidslastsituationer. Der vil være et prisloft på bud fra eksisterende værker. DECC argumenterer med, at det reducerer misbrug af markedsmagt for store aktører.

Kapacitet indkøbes via auktion

Prissætning af kapacitet sker i en auktion, hvor prisen starter højt og gradvist falder (hollandsk auktionsprincip). Mekanikken er, at ved at starte auktionen med en høj pris, vil mere kapacitet være interesseret i at deltage end der er nødvendigt for at dække behovet. Gradvist sænkes prisen og enheder falder løbende fra indtil den pris, hvor den mængde kapacitet, som efterspørges, er tilbage. De tilbageværende enheder modtager alle denne marginalpris. Det er samme princip som i energimarkedet.

De værker, som indgår i kapacitetsmarkedet, indgår kontrakt, 'Capacity agreement', med National Grid. Kontrakten indebærer, at værket modtager auktionsprisen, men forpligter til gengæld værkerne til at være til rådighed i spidslastsituationer. Kontrakterne løber som udgangspunkt i et år. For at øge investeringssikkerheden er der dog mulighed for længerevarende kontrakter til værker, som kræver hovedrenovering for videre drift (op til 3 år) samt for nye værker (op til 10 år).

Der holdes auktion fire år før fysisk levering, sådan at auktionen der gennemføres i 2014 sikrer kapacitet i leveringsåret 2018/19 (perioden 1. oktober 2018 til 30. september 2019). Året før leveringsåret holder DECC desuden en supplerende auktion, som yderligere bidrager til at

¹⁷ Enheder under 2 MW kan dog kun deltage gennem en 'aggregation service'.

¹⁸ DECC, 'Electricity market reform: Capacity market – detailed design proposals', juni 2013, s. 23

sikre deltagelse for forbrugsreduktioner, som måske ikke i samme omfang som produktionsanlæg kan binde sig lang tid i forvejen.

3. Mulighed for handel med kapacitetsforpligtelser i et sekundært marked

Eftermarked reducerer risiko

Det vil være muligt efter auktionen at handle med indgåede kontrakter og tilhørende krav om rådighed. Det betyder, at værker som eksempelvis får længerevarende problemer og ikke kan være til rådighed, kan handle sig ud af den kontrakt, de har indgået, hvis de kan få en anden virksomhed til at overtage forpligtelsen. Markedet åbner ét år før leveringsåret. Finansiell handel gennem private markeder er også muligt.

4. Fysisk leverance i stresssituationer

Forpligtelse til fysisk produktion i stress- situationer

Ved at indgå kapacitetskontrakt forpligter man sig til at levere en nærmere bestemt mængde elektricitet i stresssituationer. Stresssituationer defineres som perioder længere end 15 minutter, hvor TSOen er nødsaget til eksempelvis at lave spændingsreduktion eller kontrolleret bortkobling af forbrug. Rådighedsforpligtelsen følger elforbruget, således at et værk kun er forpligtet til at levere 70 % af sin solgte rådighed, hvis stresssituationen opstår på et tidspunkt, hvor elforbruget er 70 % af spidslastforbruget. DECC argumenterer for dette med, at det forbedrer effciensen af elmarkedet, så alle værker ikke nødvendigvis holdes varme selv i perioder, hvor de ikke forventer at producere. TSOen udsender en 'capacity market warning' mindst 4 timer før en forventet stresssituation opstår.

Hvis et værk ikke kan opfylde sin (skalerede) forpligtelse i stresssituationer, så straffes der med bøde i forhold til Value of Lost Load (VoLL), som er den (teoretiske) værdi som en repræsentativ forbruger vil betale for ikke at blive afkoblet. DECC og Ofgem vil på et senere tidspunkt præsentere deres konkrete bud på VoLL. Der er ingen straf uden, at TSOen har udsendt en capacity market warning på forhånd. Der er loft over den samlede straf, som et værk kan få i løbet af et år. Værker som leverer mere end deres forpligtelse modtager betaling.

5. Afregning

Omkostninger bæres af elhandlere og forbrugerne

Omkostningen til kapacitetsmarkedet lægges på elhandlerne i forhold til deres andel af samlede elleverance i spidslast. Eventuelle strafbøder returneres til elhandlerne.

Case: Frankrigs kapacitetsmarked med certifikater

Fransk marked for kapacitetscertifikater

Frankrig planlægger at indføre et kapacitetsmarked med handel med 'kapacitetscertifikater' med effekt fra vinteren 2016/17¹⁹. Eksisterende og nye termiske kraftværker samt forbrugsreduktionsressourcer kan sælge et antal kapacitetscertifikater i forhold til deres kapacitet. Det er endnu ikke besluttet i hvilket omfang atomkraft kan deltage. På nuværende tidspunkt ser det ikke ud til, at udenlandske værker kan indgå i det franske kapacitetsmarked. Elhandlere pålægges af myndighederne at købe et antal kapacitetscertifikater i forhold til deres forventede elleverancer i spidslast plus en vis forsyningssikkerhedsmargin²⁰.

Elhandlere køber certifikater af producenter

Den grundlæggende idé er, at skabe en værdi/pris for pålidelig elkapacitet. Prisen baseres på den ene side af kapacitetsudbuddet, og på den anden side af et samlet indkøb af kapacitetscertifikater som afspejler målsætningen for forsyningssikkerhed. Dette prissignal skal være med at sikre nye investeringer i elkapacitet.

Handelsformen for kapacitetscertifikater er endnu ikke klarlagt, men ser ud til at ske decentralt ved, at elhandlerne selv afdækker sig enten ved bilateral forhandling med kapacitetsejere eller via en organiseret handelsplatform. Ved at sælge kapacitetscertifikater forpligter værker og forbrugsreduktionsressourcerne sig til gengæld til at være tilgængelige i spidslastperioder, og straffes med bøde, hvis de ikke er tilgængelige.

I forlængelse af kapacitetsmarkedet vil Frankrig sandsynligvis lave 'back-stop' auktioner for ny kapacitet, hvis forsyningssikkerheden når en nedre grænse. Det vil sandsynligvis ske som et udbud blandt markedsaktører omkring opførelse af ny kapacitet. Omkostning til opførelse af nyt værk fordeles mellem elhandlere.

Kapacitetsmarkedet vil blive administreret af Direction générale de l'énergie et du climat (modsvarende den danske Energistyrelse) under det franske ministerium med ansvar for energi, Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Markedsreglerne vedtages sandsynligvis i løbet af foråret 2014, hvor ministeriet forventes at godkende RTEs forslag (franske TSO) til markedsdesign.

¹⁹ Se fyldig beskrivelse af kapacitetsmarkedet fra RTE i 'Rapport de RTE au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME', 1st October 2011.

²⁰ Forsyningssikkerhedsmarginen er justeret i forhold til at opnå en forsyningssikkerhed på 99,97 % svarende til en årlig bortkobling i 3 timer.

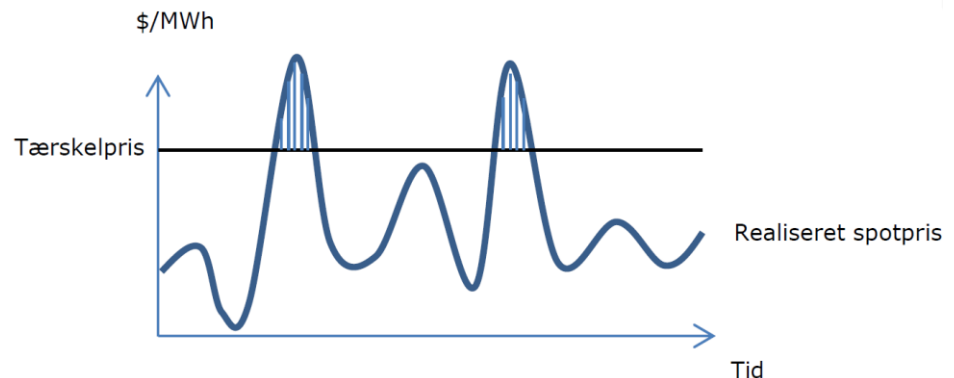
Case: Italiens kapacitetsmarked med optioner

Italiensk kapacitetsmarked med optioner

Italien planlægger et kapacitetsmarked med 'pålidelighedsoptioner' (modellen omtales ofte som 'reliability options'), som skal erstatte den nuværende kapacitetsbetalingsmodel, som blev indført i 2003. Det nye kapacitetsmarked skal planmæssigt introduceres med effekt fra 2017²¹.

Optioner forsikrer forbrugere mod høje elpriser

Optionerne handles igennem en central auktion, hvor både eksisterende og nye termiske kraftværker kan byde kapacitet ind. Vedvarende energiproduktion og udenlandsk produktion kan ikke deltage på nuværende tidspunkt, og deltagelse fra forbrugersiden er endnu uafklaret. Den italienske TSO, Terna, står for køb af optioner på vegne af elhandlerne, som betaler i forhold til deres elleverancer i spidslastperioder. Optionselementet betyder, at køberen (Terna/elhandlerne) får ret til kompensation for en del af energiprisen i spotmarkedet, som overstiger et defineret niveau. I sådanne tilfælde betaler producenterne forskellen mellem faktiske energipris og det definerede niveau tilbage til Terna/elhandlerne. Ideen bag optionstankegangen er vist herunder, hvor producenterens realiserede spotpris bestemmes i markedet, men begrænses af en øvre tærskelpris.



Kilde: *Energinet.dk*, 'Internationale erfaringer med at sikre kapacitet til elmarkedet', Marts 2012

Salg af optioner tilskynder produktion i spidslast

Ved salg af optioner forpligtes anlægget til at stille kapacitet til rådighed i energimarkederne, ligesom der også er et økonomisk incitament til at producere energi i spidslastperioder. Selvom optionselementet lægger låg på forbrugernes elektricitetspriser, påvirker systemet ikke nødvendigvis elektricitetsprisen på engrosmarkedet, samt fastholder signalerne for udveksling af elektricitet mellem lande. Omkostninger til systemet afholdes af forbrugerne gennem tillæg på energiprisen eller via nettariffer.

²¹ Baggrunden for at skabe et kapacitetsmarked er beskrevet af den italienske regulator for elektricitet og gas, AEEG i Deliberation ARG/ELT 98/11. I september 2013 har AEEG sendt sit endelige forslag for kapacitetsmarked til godkendelse i det italienske økonomiministerium, jf. pressemeddelelse fra AEEG, 'Electricity: regulatory framework for capacity market approved', 10. september 2013. Se http://www.autorita.energia.it/it/inglese/press_releases/13/130910.htm

Case: Spansk kapacitetsbetaling

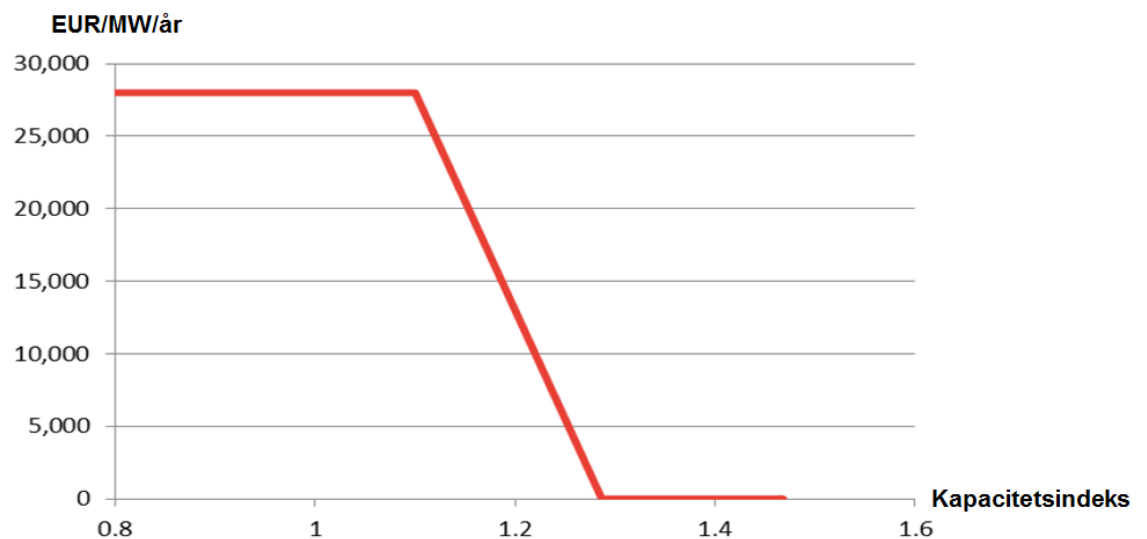
Administrativ fastsat kapacitetsbetaling

Siden 2007 har Spanien haft et system til kapacitetsbetaling²². Formålet er dels at sikre investeringer i ny kapacitet for at sikre rådighed til produktion på langt sigt, og dels at sikre rådighed over eksisterende produktionsressourcer på kort sigt. Kapacitetsbetalingerne fastsættes administrativt af den spanske energiregulator, Comisión Nacional de Energía (CNE).

Den nuværende spanske kapacitetsbetaling er to-delt.

Fremme investeringer

1) For at fremme nye investeringer, kan nye værker modtage en investeringsbetaling i op til 10 år²³. Betalingens størrelse indekseres i forhold til Spaniens kapacitetsmargin. Er kapacitetsindekset under 1,10 er betalingen 23.400 EUR/MW/år (det maksimale beløb i 2012). Er kapacitetsmarginen højere reduceres betalingen lineært. Overstiger indekset 1,29 bortfalder betalingen helt. Historisk set har betalingsniveauet varieret, hvilket afspejles i nedenstående figur hvor betalingerne i 2007 kunne blive op til 28.000 EUR/MW/år.



Kilde: CREG, 'Study on capacity remuneration mechanisms', 11. oktober 2012

For at modtage investeringsbetaling skal værket have en gennemsnitlig, årlig tilgængelighed mindst er 90 % i definerede spidsbelastningsperioder, dog foruden planlagte revisioner.

Sikre rådighed i spidslast

2) For at sikre rådighed over produktionskapacitet gives yderligere en løbende betaling til kraftværker som er tilgængelige i markedet i spidslastperioder. Den løbende betaling differentieres i forhold til teknologier. I 2012 modtog et CCGT-anlæg en løbende betaling på ca.

²² Se beskrivelse af spanske kapacitetsbetalinger i CREG, 'Study on capacity remuneration mechanisms', 11. oktober 2012.

²³ Al konventionel kapacitet, med kapacitet over 50 MW kan modtage investeringsbetaling, herunder også større vandkraftanlæg.

4.700 EUR/MW. I 2012 var den samlede omkostning til Spaniens kapacitetsbetalinger på 842 millioner Euro (651 millioner EUR til investeringsbetalinger og 191 millioner EUR til løbende rådighedsbetalinger), svarende til 6.250 millioner danske kroner. Omkostninger til kapacitetsbetalinger afholdes af forbrugerne via tillæg på energiprisen.

Sammenfatning af nøgleparametre i de forskellige modeller

Nedenstående tabel sammenfatter en række nøgleparametre for de konkrete kapacitetsmekanismer, som findes i vores nabolande eller som er planlagt.

	Strategisk reserve		Kapacitetsmarked			Kapacitetsbetaling
	Sverige	Tyskland	GB	Frankrig	Italien	Spanien
Deltagelse	Begrænset antal anlæg som del af reserve	Begrænset antal anlæg som del af reserve	Bred deltagelse blandt markedsaktører	Bred deltagelse blandt markedsaktører	Bred deltagelse blandt markedsaktører	Bred deltagelse blandt markedsaktører
Teknologi	Udvalgte kraftværker og forbrug	Udvalgte kraftværker	Alle kraftværker og forbrug. VE muligt hvis ikke støttet økonomisk via anden ordning	Alle kraftværker og forbrug. Måske atomkraft	Alle kraftværker. Forbrugsside ukendt	Gas, kul, olie, vandkraft
Administrator	TSO	TSO	TSO	Energistyrelse	TSO	Regulator
Indkøbsform	Udbud	Udbud	Central auktion	Decentral handel bilateralt eller via fælles platform	Central auktion	Central fastlagt betaling
Hvordan sikres forsynings-sikkerhed?	Fysisk aktivering efter sidste kommercielle bud i energimarked	Fysisk aktivering efter sidste kommercielle bud i energimarked	Krav om energiproduktion i stressituationer, ellers strafbøde	Krav og rådighed i energimarkedet i spidslast, ellers strafbøde	Krav om rådighed i energimarkedet samt stærkt økonomisk incitament til energiproduktion i spidslast	Minimumskrav til rådighed på årsbasis samt betaling for rådighed i spidslast-situationer

Kilde: Dansk Energi.

Analyse og sammenligning af kapacitetsmekanismer

Vurdering af modeller på centrale kriterier

Der er fordele og ulemper ved hver enkelt type kapacitetsmekanisme. I dette afsnit gives en kort vurdering af, hvordan tre konkrete kapacitetsmekanismer, samt 'energy only'-modellen, klarer sig på en række centrale vurderingskriterier, som den akademiske litteratur og faglige diskussioner oftest fokuserer på.

Modellernes overordnede ydeevne på hvert kriterium vurderes overordnet med et enkelt ord som eksempelvis 'Ja', 'Nej', '?' (ikke afgjort), 'Mid' (middel). Svarets farvelægning indikerer, om det er et positivt svar (grøn) i forhold til vurderingskriteriets indhold, mellemliggende (gul) eller dårligt (rød). Efterfølgende gives kortfattet argumentation for vurderingen. Indholdet af de enkelte vurderingskriterier uddybes herunder:

- **Sikrer forsyningssikkerhed på kort sigt:** Indeholder mekanismen tiltag, der direkte opretholder en vis mængde produktionskapacitet og/eller forbrugsreduktion til sikring af forsyningssikkerheden på den korte bane.
- **Investeringsignal til sikring af forsyningssikkerhed på langt sigt:** Giver mekanismen et investeringsignal til markedsdeltagerne i det kommercielle marked omkring langsigtede behov for ny kapacitet til sikring af forsyningssikkerhed, som ligger ud over eksisterende signal fra energimarkedet.
- **Effekt på engrosmarkedspris:** Påvirker mekanismen prisdannelsen i det nuværende engrosmarked i negativ retning. Påvirker mekanismen priserne i højere grad end hvis 'energy only'-markedet selv havde sikret samme kapacitetsniveau.
- **Fastholde konkurrenceevne for dansk energiproduktion:** Bliver dansk konkurrenceevne for energiproduktion påvirket, hvis nabolande indfører kapacitetsmekanismer, der værdisætter kapacitet (som i et kapacitetsmarked eller kapacitetsbetaling). Sker der en skævvridning af de økonomiske rammer for energiproduktion landene imellem.
- **Lav kompleksitet:** Hvor omfattende er de nødvendige markedsarrangementer, eksempelvis omkring certificering af anlæg, drift af markedspladser, administration, udbud, indgåelse af kontrakter mv.
- **Lige deltagelse for alle anlæg:** Er det muligt for alle produktionsanlæg at deltage i modellen. Er der væsentlige begrænsninger i forhold til størrelse eller teknologi.
- **Mulig deltagelse af forbrugssiden:** Er det muligt for forbrugsreduktionsressourcer at deltage i mekanismen på linie med produktionskapacitet.
- **Let tilbagevenden til 'energy only':** Hvor let er det at udfase mekanismen, hvis et rent energy only marked igen vurderes at kunne sikre forsyningssikkerheden.

Vurderingskriterier	'Energy only'-marked		Strategisk reserve – Svenske model		Kapacitetsmarked – GB model		Kapacitetsbetaling – Spanske model	
Sikrer forsyningssikkerhed på kort sigt	?	I et 'energy only'-marked aflønnes kun energisalg, og giver dermed ikke sikkerhed for, at nødvendig mængde kapacitet til sikring af forsyningssikkerhed opretholdes i markedet	Ja	Fastholder enkeltstående, eksisterende værker i reserve udenfor kommercielle marked som back-up kapacitet i en overgangsperiode	Ja	Værdi af kapacitet prissættes i marked blandt de kommercielle aktører. Eksisterende (og evt. ny) kapacitet fastholdes i nødvendigt omfang til sikring af forsyningssikkerhed	Ja	Værdi af kapacitet prissættes administrativt. Fastholder eksisterende (og evt. ny) kapacitet i kommercielle marked i forhold til betalings størrelse
Investeringssignal til sikring af forsyningssikkerhed på langt sigt	?	'Energy only'-markedet giver ikke nødvendigvis tilstrækkeligt prissignal til investering i ny kapacitet til markedsdeltagerne. Markedsfejl, som prislofter og støtteordninger til udvalgte energiformer, begrænser yderligere energimarkedets prissignal om behov for kapacitet	?	Strategisk reserve giver ikke investerings signaler til det kommercielle marked i forhold til behov for kapacitet. Derfor ikke sikkert at forsyningssikkerhed opretholdes på langt sigt. Løbende udvidelse reserven kan blive nødvendig i takt med markedsudviklingen	Ja	Værdi af kapacitet prissættes i marked. Fastholder eksisterende kapacitet og giver investeringer i forhold til markedspris	Ja	Værdi af kapacitet prissættes administrativt. Fastholder eksisterende kapacitet og giver investeringer i forhold til betaling
Effekt på engrosmarkedspris	Nej	Ingen ændring	?	Ingen effekt på spotprisen hvis reserve aktiveres til prisloft (pt. 15.000 DKK/MWh). Lavere aktiveringspris end prisloft (som i Sverige) påvirker derimod prisdannelsen, fordi den fjerner prisspidserne (forskel mellem aktiveringspris og prisloftet), og hæmmer investerings signalet til markedsdeltagerne	?	Prisniveau vil sandsynligvis falde i forhold til et 'energy only'-marked, fordi kapacitetsmarkedet netop sikrer, et vist minimumsniveau af kapacitet i markedet. Priseffekt sandsynligvis ikke anderledes end hvis samme mængde kapacitet tilvejebragt via 'energy only'. Overindkøb af kapacitet kan dog påvirke priser i spotmarked uforholdsmæssigt	Ja	Spanien har indført et prisloft i spotmarkedet sammen med kapacitetsbetalingen, som har stor effekt på prisdannelsen. Uden prisloft påvirkes spotpriserne i mindre grad. For høj betaling kan påvirke prisdannelsen, fordi det fører til mere kapacitet end nødvendigt
Fastholde konkurrenceevne for dansk energiproduktion	?	Afhænger af hvad udland gør i forhold til kapacitetsmekanismer. Hvis 'energy only' eller strategisk reserve med høj aktiveringspris, så påvirkes danske konkurrenceevne ikke. Hvis kapacitetsmarked/betaling, så skævvrides de økonomiske rammer landene imellem. Sandsynligt at nye investeringer i højere grad lægges udenfor Danmark	?	Afhænger af hvad udland gør i forhold til kapacitetsmekanismer. Hvis 'energy only' eller strategisk reserve med høj aktiveringspris, så påvirkes danske konkurrenceevne ikke. Hvis kapacitetsmarked/betaling, så skævvrides de økonomiske rammer landene imellem. Sandsynligt at nye investeringer i højere grad lægges udenfor Danmark	Ja	Begrænset risiko for tab af konkurrenceevne hvis kapacitetsmarked indføres på sammenlignelige vilkår med udland	Ja	Begrænset risiko for tab af konkurrenceevne hvis kapacitetsbetaling indføres på sammenlignelige vilkår med udland

Lav kompleksitet	Ja	Ingen ændring	Ja	Udbud blandt relevante anlæg	Nej	Kræver viden om bl.a. kapacitetsfaktorer på forskellige anlæg samt etablering af markedsplads	Mid	Kræver viden om bl.a. KVs omkostninger og kapacitetsfaktorer for at finde rette niveau af administrative betalinger
Lige deltagelse for alle anlæg	Ja	Ingen ændring	Nej	Decentrale værker sandsynligvis for små til at være relevante som reserve som typisk udgøres af store kraftværksblokke. Kraftværker med varmebinding kan sandsynligvis ikke fortsætte varmeproduktion på anlæg lagt i reserve	Ja	Alle anlæg kan principielt deltage i forhold til faktiske bidrag til forsynings-sikkerheden. For at undgå dobbeltbetaling, har Storbritannien besluttet at anlæg som modtager betaling fra andre ordninger (ofte VE) først deltage når disse ordninger ophører	Ja	Alle anlæg kan principielt deltage i forhold til faktiske bidrag til forsynings-sikkerhed
Mulig deltagelse af forbrugssiden	Ja	Ingen ændring	Ja	Muligt, eksempelvis som i Sverige	Ja	Muligt, eksempelvis som i Storbritannien. Mere fleksible vilkår for forbrug besluttet for at sikre øget investering og deltagelse fra forbrugsreduktioner	?	Principielt muligt, men forbrug indgår ikke i spanske model
Let tilbagevenden til 'energy only'	Ja	Ingen ændring	Ja	Kun enkeltstående værker er omfattet af reserven. Hvis behov for reserve reduceres, kan den udfases uden af påvirke vilkår for kommercielle værker	Mid	Kapacitetsmarkedet rolle udfases automatisk i takt med stigende indtægtsgrundlag ved ren energiproduktion, eventuelt understøttet af reduceret kapacitetsindkøb. Stigende indtægt ved energiproduktion fører til flere investeringer i kapacitet, stigende konkurrence mellem anlæg og dermed lavere kapacitetspriser	Nej	Tilbagevenden til 'energy only'-markedet kræver sandsynligvis en klart defineret udfasningsplan, hvor betalinger trinvis udfases for at undgå fejlinvesteringer og fastholde investorsikkerhed

Kilde: Dansk Energi.