



MARKEDS- MODEL 2.0

Rapport for fase II

Fremtidens elmarked

Markedsbaserede løsninger til en effektiv, grøn omstilling

Danmark og Europa er i fuld gang med en grøn omstilling af energisystemerne. Markedsbaserede løsninger er en vigtig brik, for at omstillingen kan ske så omkostningseffektivt som muligt. Derfor skal rammerne for elmarkedet fremtidssikres, så vi er klar til endnu mere vedvarende energi og fortsat høj forsyningssikkerhed. Markedsmodel 2.0-projektet har set frem mod 2030.

Elmarkedet har brug for nye mekanismer

Et velfungerende elmarked med en sund konkurrence bidrager til at sikre, at vi kan omstille energisystemet til vedvarende energi så omkostningseffektivt som muligt. Derfor skal markedsdesignet også ændres, i takt med at energisystemerne forandrer sig.

De bedste løsninger finder vi kun i fællesskab og på tværs af landegrænser. Med EU's Energiunion og bevægelser i landene omkring os åbnes mulighed for endnu mere grænseoverskridende samarbejde.

Energinet.dk vil i tæt samarbejde med interessenter fremtidssikre rammerne for elmarkedet. Flere områder kan kræve ny lovgivning og politisk stillingtagen eller vil kræve enighed i nordisk regi eller fælles EU-regler. På mange områder skal mange parter gå i samme retning for at løfte fremtidens udfordringer.

Tre hovedproblemstillinger og indsatsområder står klart, efter at Markedsmodel 2.0-projektet har analyseret og undersøgt regler, mekanismer og tendenser i det nuværende elmarked.

1: Kapacitet: Fortsat høj forsyningssikkerhed kræver handling

Hvis det nuværende elmarked fastholdes, øges risikoen for effektmangel, altså at der ikke bliver produceret eller importeret tilstrækkeligt el til at dække det østdanske elforbrug i de timer, hvor vinden ikke blæser. Det vil betyde, at Østdanmark fra 2025 vil kunne mangle strøm i kontakten i længere tid, end Energinet.dk har sat som målsætning. Derfor er der brug for nye mekanismer.

2: Flexibilitet: Vind og vejr ændrer elsystemet

Elmarkedet mangler incitament til at drive en udvikling, der sikrer mere brug af strøm, når den er billig, og mindre når det ikke blæser, og strømmen derfor er dyr. Der er brug for mere fleksibilitet. Derfor skal markedsregler ændres, ligesom der er brug for nye forretningsmodeller på markedet.

3: Kritiske egenskaber: Hvem skal levere, når kraftværkerne ikke kører?

En række af de egenskaber, der er kritiske for at kunne drive et elsystem, leveres i dag af kraftværkerne. Men kraftværkerne kører i færre og færre timer. Der er derfor behov for nye måder at fremskaffe disse kritiske egenskaber.

Baggrund

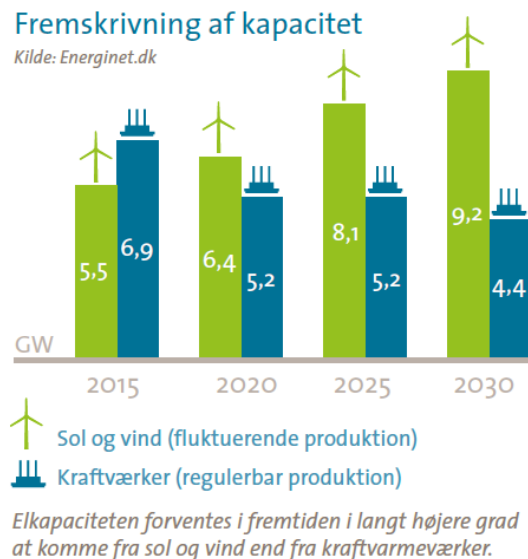
Vi går mod et nyt energisystem

Ikke bare Danmark men hele Europa er i gang med en omstilling til mere vedvarende energi, og det er ikke blot grønnere kilojoule på nye kedler. Der er tale om et paradigmeskifte.

Vi kommer forsimplet sagt fra en tid, hvor der hver dag bliver skønnet, hvad husstande og virksomheder i morgen skal bruge af strøm. Derefter bliver der produceret den mængde energi, der passer til forbruget.

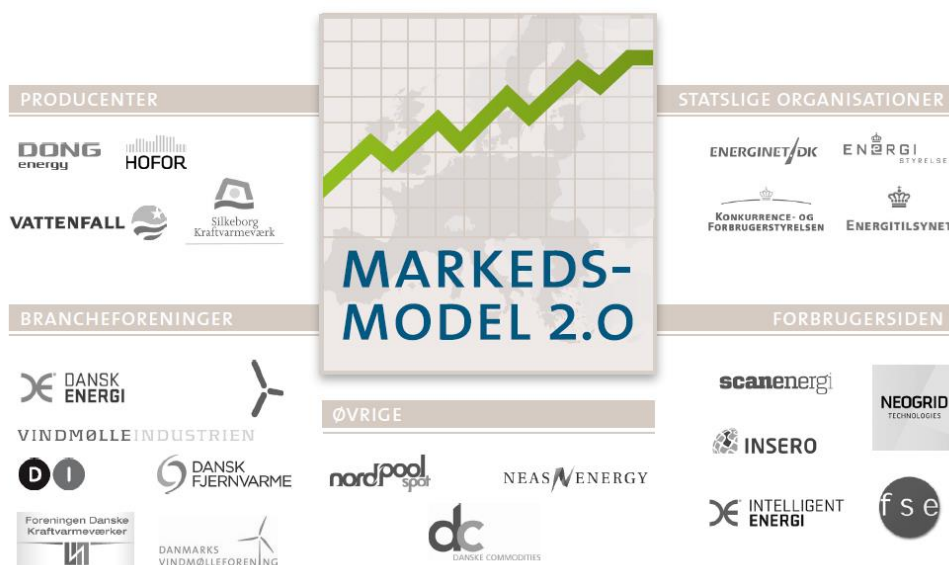
Fremover kommer langt hoveddelen af strømmen, som "vinden blæser", eller "solen skinner". Det bliver altså ikke *forbruget*, men *produktionen*, der bliver styrende. Derfor skal forbrugerne i fremtiden bruge mere strøm, når der er rigeligt, og mindre, når der er lidt. Det kræver nye prissignaler, nye ydelser, ny teknik, og også nye måder at sikre vores forsyningssikkerhed på.

Vi ser allerede nu eksempler på udviklingen og udfordringerne. Energinet.dk har netop udbudt en strategisk reserve i Østdanmark for perioden 2016-2018 for at kunne opretholde det samme niveau af forsyningssikkerhed. Og i Tyskland arbejdes der hårdt på at udbygge højspændingsnettet, så mere strøm kan flyde mellem markederne – lige nu er der f.eks. en flaskehals i det nordtyske net, der begrænser, at store mængder strøm, især når det blæser, kan flyde frem og tilbage.



Markedsmodel 2.0

Mere svingende elproduktion giver flere udfordringer og stiller bl.a. spørgsmål ved forsyningssikkerheden. Derfor inviterede Energinet.dk i maj 2014 repræsentanter fra producenter, brancheforeninger, statslige organisationer, forbrugere mv. til at deltage i Markedsmodel 2.0-projektet. Målet har været at identificere udfordringer og pege på løsninger for fremtiden. Projektet er gennemført i samarbejde med Quartz+Co og Copenhagen Economics.



Figur: Markedsmodel 2.0 er udviklet af Energinet.dk, i samarbejde med Quartz+Co og Copenhagen Economics, samt med løbende input og feedback fra producenter, brancheforeninger, forbrugersiden samt statslige organisationer

Markedsmodel 2.0-projektet har set meget bredt på udfordringerne. Oftest er det spørgsmålet om effekt – hvem skal sikre strøm i stikkontakterne i fremtiden? – der bliver diskuteret i offentligheden, men andre markedsmekanismer er også meget vigtige og afgørende for udviklingen af elmarkedet.

Markedsmodel 2.0-arbejdet er blevet fulgt af et "advisory board", hvor repræsentanter fra branchen har givet råd og input. Arbejdet er udført af flere underliggende arbejdsgrupper med repræsentanter fra de deltagende organisationer. Det er bl.a. sket i workshops og med studietur til Bruxelles.

Projektet sluttede i september 2015 med en teknisk baggrundsrapport, der dels indeholder analyser af det nuværende elmarked og forsyningssikkerhedsniveauet frem mod 2030 mv., dels beskriver en række løsningsforslag.

Danmark hænger sammen med sine naboer

Når vi skal finde fremtidens løsninger, kan vi ikke bare viske den danske tavle helt ren og begynde forfra. For det første er elmarkedet fyldt med eksisterende danske, nordiske og europæiske regler og rammer, for det andet bliver markedet i stigende grad grænseoverskridende, og vi er dybt afhængige af, hvad der sker i vores nabolande, og hvilken vej både de enkelte lande og EU vælger at gå.

Når vi skal designe fremtidens markedsregler, skal vi se mod både nord, syd, øst, vest og Bruxelles. Vi kan ikke nøjes med at have det korte lys på og kun søge efter løsninger og lappeløsninger på nutidens problemer, omvendt kan vi heller ikke kun have det lange lys på og udelukkende pejle efter 2050, hvor Folketingets mål er, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler.

Vi skal sikre konkurrence, innovation og sikker forsyning både i morgen og efter 2030.

Energiunion og Europa i flere retninger

Danmark er en integreret del af det nordiske elmarked, og strøm handles på elbørsen Nord Pool Spot. Strøm flyder på tværs af grænser, og udbud og efterspørgsel afgør time for time elprisen.

Der er desuden lavet mange succesfulde samarbejder og fælles regler, som løbende har koblet Europas elmarkeder tættere på hinanden. Bl.a. er landene fra Finland i nord til Portugal i syd nu sammen i "Markedskobling af regioner", der har fjernet nogle grænsebomme og gjort det lettere at sende strøm på tværs af grænser og de regioner, som det elektriske europakort er delt op i.

Og udviklingen går mod et endnu større og et endnu mere integreret europæisk marked. Europa-Kommissionen vil med sit forslag om en Energiunion tage det indre marked for energi et skridt videre, bl.a. mere forpligtende europæisk og regionalt samarbejde og bedre grænseoverskridende infrastruktur, så mere strøm kan flyde over grænserne – vind og vandkraft fra nord mod syd, sol den anden vej osv. Forslaget peger også på, at der er brug for et nyt elmarkedsdesign, der skal understøtte konkurrence og en effektiv omstilling til mere vedvarende energi, involvere forbrugerne og samtidig sikre forsyningssikkerheden, bl.a. mener EU-Kommissionen, at landene i højere grad skal dele back up-kapacitet.

Netop spørgsmålet om back up - "Hvad sker der, når kraftværkerne lukker, og mere strøm kommer, som vinden blæser" - har sat initiativer i gang i en række lande. Flere lande er allerede i gang med at implementere løsninger, men landenes løsninger varierer i både mål og midler.

Også Tyskland arbejder med at fremtidssikre sit elmarked. Tyskland er ikke bare Danmarks naboland mod syd, men også storforbruger, storproducent og knudepunkt i Europa. Den vej, Tyskland vælger at gå, vil smitte af på det danske elmarked.

Det tyske økonomi- og energiministerium er kommet med konkrete forslag til at:

- etablere en "strategisk reserve" til at sikre effekttilstrækkelighed
- åbne balancemarkedet, så nye aktører kan deltage (fleksibelt forbrug, nødstrømsgeneratorer, producenter af vedvarende energi, elbiler og batterier mm.) kombineret med tiltag, der skal gøre det nemmere at handle med fleksibilitet
- udvikle markedet, så der kan handles tættere på forbrugstidspunktet
- fjerne restriktioner på prisdannelsen i elmarkedet og stærkere incitamentter til at skabe balance mellem produktion og forbrug

Desuden har Tyskland taget initiativ til en "Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market".

Erklæringen, som 12 lande, heriblandt Danmark, er fælles om, lægger op til mere åbne elgrænser og øget samarbejde, når systemerne i de enkelte lande er pressede. Erklæringen lægger også op til, at forsyningssikkerheden skal vurderes regionalt frem for nationalt.

Sikring af elkapacitet

Er der også strøm i stikkontakterne den kolde, vindstille vinterdag, eller når anlæg skal vedligeholdes om sommeren? Spørgsmålet er relevant, i takt med at mere vindkraft tager over. Når nye vedvarende energikilder kommer ind, skubbes andet ud, og nogle kraftværker og kraftvarmeværker vil blive udkonkurreret, lukke eller blive omdannet til rene varmeværker.

Hvad er forsyningssikkerhed?

Danmark har en af Europas højeste forsyningssikkerheder. I 2014 havde elforbrugerne f.eks. strøm i 99,997 procent af tiden.

Forsyningssikkerhed består af to dele

1: "Systemikkerhed" – om der er de egenskaber tilstede i systemet, der gør, at det kan håndtere fejl, f.eks. en kortslutning.

2: "Systemtilstrækkelighed" – om der bliver produceret eller importeret nok strøm til at dække behovet, også kaldet effekt, og om der er tilstrækkelig infrastruktur til at få den frem til forbrugerne.

Danmark har aldrig i nyere tid haft strømsvigt pga. effektmangel. Strømsvigt har altid skyldtes storme, væltede træer, flyvende havetrampoliner, kortslutninger i transformere, lynnedslag, overgravning af ledninger, overrivning af søkabler osv.

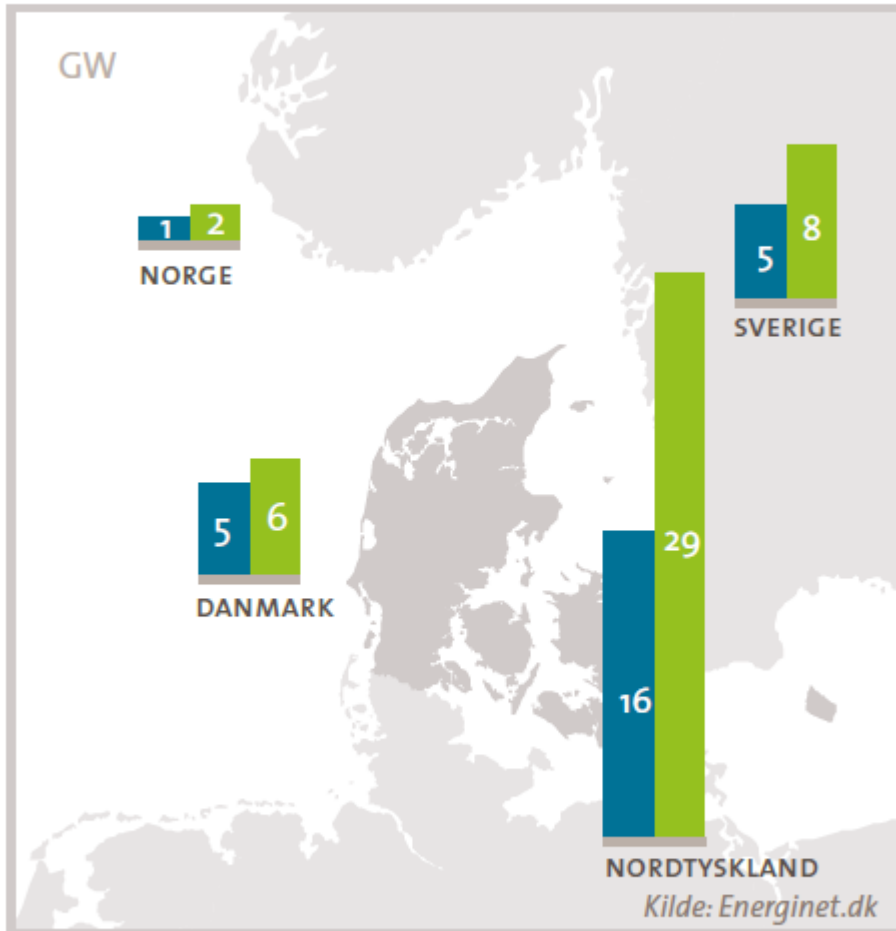
Det er Energinet.dk's ambition, at elforbrugere fortsat oplever en høj forsyningssikkerhed, dvs. at danskerne i gennemsnit, set over en årrække, maksimalt skal undvære strøm 20 minutter om året, som følge af systemikkerhed og effekttilstrækkelighed i Energinet.dk's net. Heraf må effektmangel maksimalt udgøre 5 minutter.

De 5 minutter er et gennemsnit og dækker f.eks. over en årrække med ingen afbrud efterfulgt af ét stort nedbrud, hvor strømmen forsvinder i længere tid, f.eks. 60 minutter i en del af landet.

De 5 minutter dækker over sjældne hændelser, hvor det f.eks. er vindstille, solen ikke skinner, hvor der er havari på en udlandsforbindelse, og hvor lokalområder eller regioner vil miste strømmen.

Diskussionen kan ikke isoleres til et spørgsmål om for eller imod flere danske vindmøller. For uanset hvordan og hvor hurtigt Danmark udbygger med vindmøller, vil vind blive dominerende for vores elmarked. Det skyldes en kraftig vindudbygning i regionen, og i den sammenhæng spiller Danmark en mindre rolle. Nordtyskland har allerede tre gange så meget vindmøllekapacitet som Danmark og vil i 2020 have fem gange så meget. Sverige overhalede sidste år den totale danske vindkapacitet. Også andre lande i regionen udbygger vindkapaciteten kraftigt. De store mængder vindenergi rundt om os smitter af på det danske elmarked og de danske elpriser.

Installeret vindkapacitet



■ 2014 *Vindkapaciteten i og omkring Danmark vokser*
■ 2020 *kraftigt frem mod 2020*

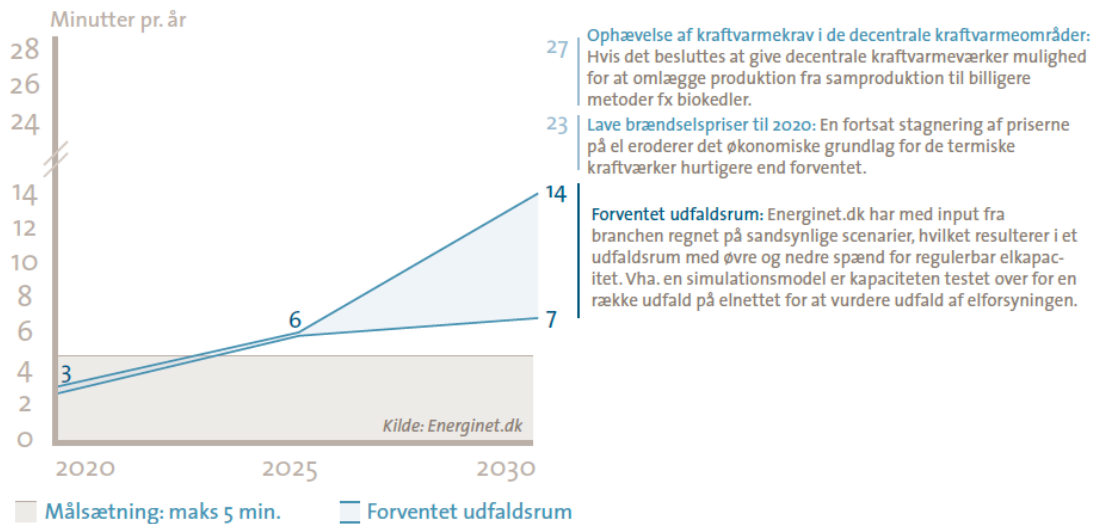
Danmark har ikke i nyere tid oplevet strømsvigt på grund af effektmangel, men der er på den helt korte bane tegn på, at fem-minutters-ambitionen kan blive udfordret i Østdanmark. Derfor har Energinet.dk netop udbudt 200 MW strategisk reserve i Østdanmark. Reserven skal virke frem til udgangen af 2018, hvorefter en ny elforbindelse til Tyskland i forbindelse med den kommende havmøllepark Kriegers Flak sættes i drift og forbedrer effektsituationen i Østdanmark.

På den længere bane er det Markedsmodel 2.0-projektets konklusion, at Vestdanmark kan opretholde ambitionen om at have maksimalt fem minutters afbrud i et gennemsnitsår på grund af effektmangel. I Østdanmark ser det anderledes ud, og udviklingen peger på, at om ca. ti år vil ambitionen kunne begynde at komme under pres. Forskellen mellem Vest- og Østdanmark skyldes særligt, at Vestdanmark har større kapacitet på udlandsforbindelser og er forbundet til flere forskellige naboområder end Østdanmark. Vestdanmark har dermed sine æg i flere forskellige kurve end Østdanmark, og den udvikling forstærkes med nye forbindelser til Holland og potentielt England.

I Østdanmark forventes niveauet i 2030 at vokse til ca. 7-14 minutter, viser Markedsmodel 2.0-analyserne. Spændet fra 7 til 14 minutter er et resultat af, at der er regnet på flere scenarier, som tager højde for flere hastigheder i omstillingen til mere vedvarende energi,

elprisernes udvikling og udbygningen af elforbindelser. Skulle der opstå mere uventede situationer, f.eks. at elpriserne bliver lavere end forventet, kan antallet af afbrudsminutter blive op imod det dobbelte. Omvendt kan uventede situationer også betyde, at udviklingen bliver bedre end forventet.

Forventede afbrud for en gennemsnitsforbruger i Østdanmark



Forventet udvikling i Østdanmark. Uden tilpasning af markedsmodellen, vil antallet af minutter med afbrud for den gennemsnitlige forbruger forventes at kunne stige hen over årene.

Udviklingen i afbrudsminutter afspejler, at der sker en stor reduktion i den centrale og decentrale termiske kraftværkskapacitet både i Øst- og Vestdanmark frem mod 2030. Danmark har historisk haft stor produktionskapacitet på centrale og decentrale kraftværker. Mange står de næste 5-15 år over for større investeringsbeslutninger, som kan afgøre, om de skal lukke eller forblive i markedet.

For de *centrale værker* ventes det, at kapaciteten vil kunne falde fra 3800 MW til mellem 1900 og 2350 MW i 2030, afhængigt af hvilket scenarie udviklingen vil følge. Det kan i dag ikke betale sig for aktører at bygge nye, centrale kraftværker. Ren strømproduktion kan ikke klare sig på elmarkedet. Priserne er for lave. De mindst rentable værker ventes at lukke. Andre værker vil foretage levetidsforlængelser og deciderede konverteringer til biomasse. Mange af værkerne ventes at nedskalere elkapaciteten og gå fra at være "kraftvarme" til at være "varmekraft", hvor strømproduktionen er sekundær.

For de *decentrale værker* ser situationen tilsvarende ud. Afhængig af hvilket scenarie udviklingen vil følge, forventes den decentrale kraftværkskapacitet at kunne falde fra 2400 MW til mellem 1550 og 1700 MW. Tallene inkluderer affaldsværker m.v. Kun de største og mest effektive værker forventes at kunne se et potentiale i at reinvestere i kraftvarmeproduktion. Flere ventes at supplere varmeproduktionen med en varmepumpe eller lignende og dermed ikke reinvestere i noget, der i samme grad kan producere el. Andre vil lukke. En særlig driver af udviklingen er bortfaldet af den særlige støtte, "grundbeløbet", som mange værker får, i 2018. Andre begivenheder kan også få betydning for udviklingen, som f.eks. ophævelse af kraftvarmekrav i de decentrale kraftvarmeområder.

I Markedsmodel 2.0-projektet er der vurderet forskellige muligheder for at fastholde ambitionen om de fem minutter ved at etablere en strategisk reserve og eller et kapacitetsmarked.

FAKTABOKSE

Hvad er strategisk reserve?

En strategisk reserve står uden for markedet og aktiveres kun, når markedet ikke selv kan få udbud og efterspørgsel til at mødes. En strategisk reserve kan være elproduktionsanlæg eller enheder med fleksibel forbrugsafkobling. Reservekapaciteten bydes ind til et såkaldt "prisloft". Elmarkedet har i dag et prisloft, fordi forbrugssiden traditionel har været uflexibel. Forbrugeren har været "blind" for elprisen i den enkelte time, og derfor ikke reageret, og det har potentielt resulteret i en "uendelig" høj pris, hvis udbud og efterspørgsel ikke kunne mødes.

I en strategisk reserve køber TSO'en den manglede kapacitet. Den skal kun anvendes, når alle kommercielle muligheder er udtømte. Den giver derfor mindre påvirkning af kommercielle dispositioner i markedet.

En strategisk reserve stilles til rådighed for en årrække eller lign. efter offentligt udbud.

Hvad er et kapacitetsmarked?

I kapacitetsmarkedet købes den samlede ønskede mængde af kapacitet. Markedsaktørerne byder ind i en kapacitetsauktion og modtager den pris, markedet bestemmer. Aktørerne får betaling for at stille kapacitet til rådighed. Kapacitet, som lever op til kravene, modtager betalingen i tillæg til deres almindelige indtjening på andre elmarkeder, f.eks. spotmarkedet. Det adskiller sig fra strategisk reserve ved at kapacitet fortsat agerer normalt på elmarkedet og sælger sin produktion i tillæg til sin indtjening på kapacitetsmarkedet.

I Europa har en række lande foretaget forskellige valg. Sverige, Finland, Belgien og senest Tyskland går efter en strategisk reserve, mens Storbritannien, Frankrig og Italien går efter et kapacitetsmarked.

Etablerede kapacitetsmekanismer

Kilde: ENTSO-E



Analyserne i Markedsmodel 2.0 peger på, at en strategisk reserve vil være den bedste måde at håndtere de forventede behov på. En strategisk reserve er en afgrænset, målrettet betaling for at fastholde kapacitet og er derfor en mindre vidtgående løsning. Samtidig er det et fleksibelt instrument, der relativt hurtigt kan skrues op og ned for, i takt med at behovet opstår. Det vil være en større ændring af markedet, hvis man vælger at indføre et kapacitetsmarked. Samtidig påvirker et kapacitetsmarked konkurrencen i nabolandene. Netop derfor anbefaler Europa-Kommissionen, at en sådan løsning skal tænkes ind i en bredere regional sammenhæng. Da Tyskland og Sverige går en vej med strategiske reserver, er der god fornuft i, at Danmark ikke isoleret forfølger en vej mod et kapacitetsmarked.

Danmark adskiller sig fra resten af Europa ved at have mange kraftvarmeværker, der producerer både varme og el. Derfor har projektet analyseret en særlig variant af en strategisk reserve, som gør det muligt, at et kraftværk kan producere varme, samtidig med at det deltager i en strategisk reserve. Analyserne peger på, at både fordelene og ulemperne ved den model afhænger meget af, hvilke kraftværker der på det helt konkrete tidspunkt byder sig til en strategisk reserve. Derfor anbefales det, at man kigger på modellen igen, når det måske igen bliver aktuelt at etablere en strategisk reserve.

Markedsmodel 2.0-analyserne peger på, at betalingerne fra forbrugere til producenter i et kapacitetsmarked vil kunne udgøre ca. 750 mio. kr. årligt – stigende til mere end tre gange så meget, hvis udenlandsk kapacitet skal kunne modtage danske kapacitetsbetalinger. Årsagen er, at Danmark derved skal betale for den kapacitet, der i dag stilles til rådighed over udenlandsforbindelserne via elmarkedet. En strategisk reserve på Sjælland forventes at medføre betalinger fra forbrugere til producenter på op til 60 mio. kr. stigende til 100

mio. kr. årligt, hvis tingene udvikler sig mere negativt end forventet. Betalingerne er ikke udtryk for den samfundsøkonomiske omkostning, der vil være lavere.

Energinet.dk anbefaler:

- Der arbejdes på at anvende en strategisk reserve som udgangspunkt for at løse et eventuelt problem med manglende kapacitet i Østdanmark efter 2025. Løsningen skal, når behovet opstår, holdes op mod andre alternativer, f.eks. en ny elforbindelse mellem Vestdanmark og Østdanmark, en ny variant af strategisk reserve, som i højere grad muliggør deltagelse af kraftvarmeværker mv.
- Energinet.dk følger udviklingen i ind- og udland, især Tyskland og de nordiske lande, nøje og redegør for den i den årlige Forsyningsikkerhedsredegørelse, for at kunne vurdere om den valgte løsning fortsat er hensigtsmæssig.

Fleksibilitet hos forbrugerne

Markedet er stift og mangler fleksibilitet

Hvis en omstilling til mere vedvarende energi skal lykkes, skal el anvendes i flere sektorer og fortrænge brændsler som olie og kul. For at det kan ske effektivt, skal fleksibelt forbrug spille en større rolle. Det skal ske gennem effektive markeder med lavere adgangsbarrierer og bæredygtige forretningsmodeller – frem for støtteordninger møntet på fleksibelt forbrug.

Varmepumpen skal køre i private hjem, når der er rigeligt med vind og lave elpriser, og elbilen skal pause sin opladning, hvis det er vindstille, kulkraftværkerne kører på fuldt tryk, og elprisen er høj. Virksomheden skal nemmere kunne byde sin strømforbrugende smelteovn ind og tjene penge på at levere fleksibilitet i få minutter eller timer, ligesom hospitaler og institutioner med nødstrømsanlæg skal have en gevinst ud af at afprøve deres back-up-forsyning i de perioder, hvor det også gavner det samlede elsystem.

Der er allerede udført masser af forskning og udvikling i netop fleksibelt forbrug, og elsystemet har de senere år taget store teknologiske skridt i den fleksible retning. Dertil kommer timeaflyste målere, som bliver installeret hos alle de mindre forbrugere, en DataHub, der samler alle oplysninger om vores elforbrug, og en såkaldt Engrosmodel, der bygger ovenpå og skaber mulighed for yderligere konkurrence og innovative forretningsmodeller.

Det er forventningen, at elsektoren gradvist vil opleve en lige så stor udvikling, som den f.eks. telesektoren har gennemgået. Hvor nye produkter og abonnementer ændrer forbrugernes opfattelse af det at være elkunde – f.eks. ved at man køber sin kummefryser inkl. elforbruget eller får et skræddersyet elabonnement, der præcist passer til sit forbrug ift. mængde og tidspunkt.

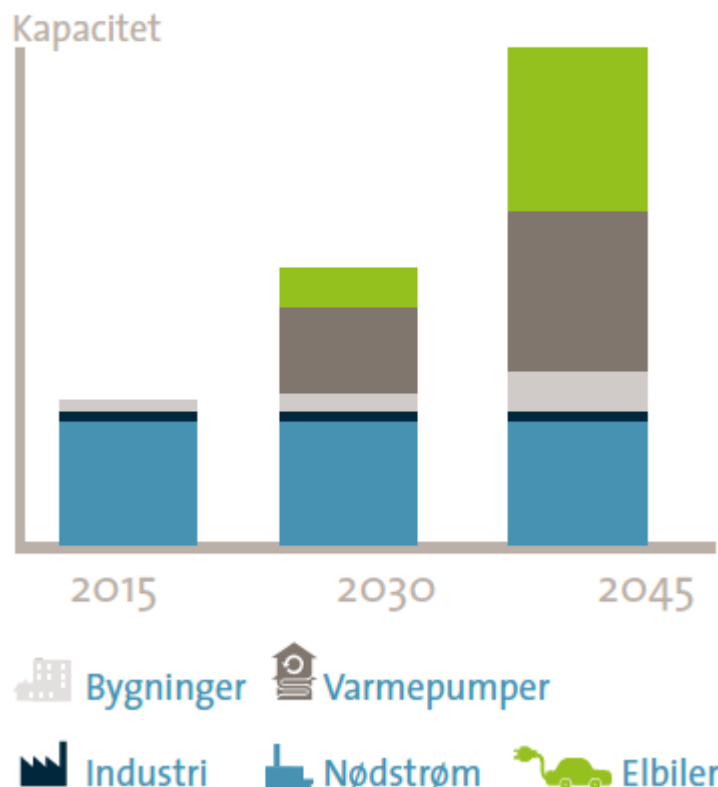
Samlet set vurderer Markedsmodel 2.0-projektet, at på den korte bane kan 300-450 MW fleksibilitet umiddelbart bringes i spil. Her er kun talt nødstrømsanlæg, bygninger og el-intensiv industri med.

Det vil kunne fjerne ca. halvdelen af den forventede forværring i forsyningsikkerhedsniveauet i Østdanmark.

Frem mod 2030, hvor elbiler, varmepumper mv. sammen med mange andre nye intelligente apparater forventes at komme til at spille en langt større rolle, skønnes potentialet at vokse. Alene elbiler og varmepumper ventes at kunne bidrage med 700-900 MW.

Fleksibelt forbrug

Kilde: Energinet.dk



Figur: **Fleksibelt elforbrug, i form af elbiler og varmepumper, forventes at spille en central rolle i fremtidens elsystem, men i første omgang er det industrien og nødstrømsanlæg, der ventes at kunne levere fleksibilitet.**

Ny rolle skal pulje fleksibilitet

En af de vigtigste barrierer, Markedsmodel 2.0 identificerer, er manglen på aktører, der kan og vil samle og koordinere fleksibelt forbrug fra private husstande, institutioner og virksomheder.

Der er brug for en ny rolle i elmarkedet, en såkaldt "3. parts aggregator". Begrebet dækker over en specialiseret funktion, der både kender de enkelte elbilbatteriers ydeevne, og ved hvordan den samme type varmepumpe virker i henholdsvis et 70'er parcelhus og en murermestervilla fra 30'erne. En helt ny aktør eller en eksisterende aktør, der dels kan tilbyde nye specialprodukter til den enkelte kunde og dels pulje fleksibiliteten fra mange kunder og spille den ind som en samlet mængde i markedet.

En række nuværende regler, både danske og europæiske, tager dog ikke højde for behovet for den nye rolle. Problemet er todelt. For det første er adgangsbarriererne høje, bl.a. fordi den nye 3. parts aggregator indledningsvist skal forhandle aftaler på plads med de ca. 15 forskellige selskaber, som har balanceansvaret for aggregatorens potentielle kunder. For det andet er de løbende omkostninger høje ift. indtjeningspotentialet, og omkostningerne for målingen af det fleksible forbrug hos den enkelte kunde og på det enkelte apparat

diskuteres. I dag har langt de fleste forbrugere kun én hovedmåler, men der kan være behov for at udvide med en ekstra måler til afregning af det fleksible forbrug.

Energinet.dk foreslår:

- At Energinet.dk i dialog med branchen arbejder videre med at fastlægge rammer og skabe grobund for en 3. parts aggregator. F.eks. ved at reducere adgangsbarriererne og løbende omkostninger til aggregering. Erfaringer fra Storbritannien og det øvrige udland inddrages i vurderingen. Derefter kan Energinet.dk tilpasse forskrifterne til 3. parts aggregatorer. Ændringerne skal godkendes af Energitilsynet.
- At Energinet.dk i internationalt regi arbejder på at ændre regler, der vil gøre markedet mere tilgængeligt for fleksibelt forbrug. Det er vigtigt, at evt. tiltag koordineres med det arbejde, der foregår i vores øvrige nabolande.
- At Energinet.dk støtter op om initiativer i branchen, der understøtter øget fleksibilitet. Det kan f.eks. være temadage, kurser, besøg hos relevante aktører mv. for at opbygge viden om fleksibelt forbrug hos forbrugere, virksomheder, bygningsejere og elleverandører mv.

Højere prislofter

Mange forbrugere mangler incitamenter til at gøre deres forbrug mere fleksibelt. Der mangler et "what's in it for me?", når den enkelte familie kun kan spare få hundrede kroner om året. Forskellen mellem at varme vandet, vaske tøjet eller lign. i perioder med lave eller høje elpriser er lille.

Et hævet prisloft – den maksimale pris for en kWh på spotmarkedet - vil være et af de tiltag, der vil øge incitamentet hos elforbrugerne til at tilpasse forbrug efter, hvor meget de er villige til at betale. I dag er prisloftet 3.000 euro pr MWh.

Fleksibiliteten forventes at kunne stige, når der er større forskel på de billige og dyre timer. Desuden vil et højere prisloft i højere grad overlade det til markedet at fordele strømmen i situationer, hvor Energinet.dk ellers ville være nødt til vilkårligt at bortkoble elforbrugere for at opretholde spændingen i elnettet, såkaldte brown outs. I dag vil brown outs blive foretaget uden hensyntagen til individuel betalingsvilje. Et hævet prisloft vil også bidrage til effekttilstrækkeligheden ved at give elproducenterne en større betaling for at levere kapacitet i pressede effektsituationer.

En højere betaling for strøm i knaphedssituationer vil til dels modsvares af lavere omkostninger til Energinet.dk's betaling for strategiske reserver, da behovet falder med et højere prisloft. Forbrugere forsikrer sig mod prissvingninger ved at indgå kontrakter med leverandørsiden, f.eks. via fastprisaftaler eller prisafhængige bud.

Energinet.dk foreslår:

- At Energinet.dk arbejder for at hæve prisloftet fra € 3.000 pr. MWh til et niveau, der i højere grad afspejler forbrugernes reelle værdi af strøm. Det skal undersøges nærmere, hvilket prisloft der vil være det rigtige. Danmark kan ikke isoleret hæve prisloftet, det skal foretages i fællesskab med landene i det priskoblede område, men tendenser i flere lande, bl.a. Tyskland og Frankrig, peger allerede i den retning.

Fleksibilitet i markedet

Også når det kommer til de dele af elmarkedet, som den almindelige forbruger sjældent, måske aldrig, tænker over, er der brug for ændringer. Der er gennem årene udviklet forskellige markeder og platforme for at skabe konkurrence og sikre, at strøm kan handles på tværs af grænser og mellem producenter og forbrugere. Elmarkedet består i dag bl.a. af:

Day-ahead-markedet

Det meste af danskernes el handles på den fællesnordiske elbørs Nord Pool Spot, som er en integreret del af markedskoblingen. På "day-ahead-markedet" angiver producenter, hvad de vil sælge af strøm i det efterfølgende døgn. Kl. 12 indsender elleverandører og producenter hhv. købs- og salgsbud. Udbud og efterspørgsel afgør time for time spotprisen.

Intra-day-markedet

Alle aktører skal have tilknyttet en balanceansvarlig, som skal sikre balance mellem indmeldt produktion og indmeldt forbrug. Balanceansvarlige kan på intra-day-markedet handle sig i balance og evt. korrigere for uforudsete ubalancer indtil 45 min. før driftstimen. Derefter overtager Energinet.dk balancestyring og -afregning.

Regulerkraft- og balance-markedet

Der findes også et regulerkraftmarked, hvor producenter og forbrugere sælger kapacitet til Energinet.dk, hvis der er behov i selve driftstimen for at regulere op eller ned for at sikre balancen.

Desuden køber Energinet.dk automatiske reserver for at kunne opretholde forsyningssikkerheden i driftsøjeblikket, og udjævne selv de mindste ubalancer i forbrug eller produktion, eller hvis f.eks. kraftværker, havmølleparker eller udlandsforbindelser falder ud. Elmarkedet har yderligere en række platforme, auktioner mv., bl.a. auktioner over transmissionsrettigheder på højspændingsforbindelserne mellem Danmark og Tyskland.

Mere marked, mindre TSO

Markedsmodel 2.0 har undersøgt en række regler og mekanismer der – til trods for at de i sin tid er lavet for at fremme konkurrence og sikker forsyning - ikke fremover er hensigtsmæssige. Oftest giver det ikke mening at se isoleret på én mekanisme og løse ét specifikt problem, da ændringer ét sted får konsekvenser flere andre steder.

"Mere marked, mindre TSO" kunne være den overordnede linje, Markedsmodel 2.0 lægger op til, når det kommer til at redesigne og fremtidssikre reglerne inden for balancemarkedet. Herunder er flere eksempler på mekanismer, der er brug for at tilrette, ændre eller fjerne.

Bedre mulighed for handel tættere på driftstimen

I takt med at der kommer mere og mere svingende vindproduktion, vil uforudsigelighed i elsystemet spille en langt større rolle. Derfor får aktørerne behov for at kunne handle tættere på driftstimen. I dag kan de i intra-day-markedet kun handle indtil en time før driftstimen. Derefter lukker markedet, og Energinet.dk overtager ansvaret.

Analyser viser, at kun halvdelen af de fejlskøn, der bliver lavet i handlerne dagen før driftstimen, bliver fjernet ved muligheden for at handle op til én time før, markedet lukker. Der er altså brug for endnu kortere deadline for at skabe den nødvendige fleksibilitet og dermed overordnet balance i elnettet. Der er også brug for kvartersopløsning af handelstidspunkterne i regulerkraftmarkedet.

Men kortere deadline skaber omvendt udfordringer og bekymringer andre steder. Jo tættere man handler på driftstimen, jo mindre manøvretid har det ansvarlige kontrolrum for at reagere på ubalancer og dermed undgå eksempelvis strømsvigt. Løsningerne skal derfor findes i krydsfeltet mellem, at det som udgangspunkt er markedet og ikke det systemansvarlige transmissionsselskab, der skal skabe den nødvendige balance, og at der skal være de nødvendige redskaber i værktøjskassen hos den systemansvarlige. Andre lande, bl.a. Holland og Belgien, har i dag et marked, hvor der handles tættere på driftstimen, og der kommer sandsynligvis også fælles EU-regler, network codes, der trækker samme vej.

Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk sammen med de nordiske TSO'er arbejder på at indføre handel tættere på driftsøjeblikket. Det er i tråd med de network codes, som sideløbende er ved at blive udarbejdet i EU.

Balance før driftsdøgnet skal tilpasses

En anden regel, der bør tilpasses, er "Balance før driftsdøgnet". Den er lavet i en tid, hvor det var nødvendigt for det systemansvarlige transmissionsselskab at planlægge i god tid, men må anses for at være forældet i sin nuværende form: Reglen siger dybest set: "Du må ikke være i ubalance", men med meget mere svingende elproduktion strider en regel om at være i balance et helt døgn før produktionen imod naturlige karakteristika i det nye marked.

Energinet.dk råder i dagligdagen over både hurtige og langsomme reserver til at håndtere ubalancer. Med flere af de hurtige reserver kan Energinet.dk handle mere effektivt, og dermed bliver der plads til at markedet kan arbejde tættere på driftsøjeblikket.

Energinet.dk anbefaler:

- Energinet.dk arbejder på at tilpasse markedsforskriften om balance før driftsdøgnet, fordi den går imod principperne om at bringe handlen tættere på driftsøjeblikket. Praksis er allerede i løbet af de seneste år blevet blødt op, så kravet ikke længere fremstår som en "pligt", men en "service".

Ubalancer skal afregnes ens

Det er svært at lave præcise prognoser over vindmøllestrøm og el fra solceller. Og det er ikke nødvendigvis dårligt, at der er forskel på den strøm, aktører forventer at producere, og den de ender med at producere, blot der er et reelt og gennemskueligt marked, hvor aktøren med ubalancen har incitament til at handle sig i balance. Men i dag er der regler, der ikke tilskynder til fleksibilitet eller modarbejder incitamenterne, fordi der er forskellige priser og sanktioner.

I dag er der forskel på, hvordan ubalancer afregnes for forbrugsansvarlige og for produktionsansvarlige. Forskellen er baseret på, om en aktørs ubalancer "hjælper" systemet i balance – f.eks. mindre produktion end ventet i en time med overproduktion - eller "forværre" ubalancen – f.eks. overproduktion i en time med samlet overproduktion. For produktion anvendes den såkaldte topriis-model, hvor der gives en dårligere afregning, hvis en aktørs ubalance forværre situationen, end hvis ubalancen hjælper systemet. For forbrug gælder derimod énpris-modellen, og den har samme afregningspris, uanset om ubalancen hjælper eller forværre systemet. Den uens betaling mellem forbrug og produktion kan give incitamenter til suboptimering.

Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk arbejder på, i samarbejde med de nordiske TSO'er, at ensrette ubalanceafregningen. Priser på ubalancer skal som udgangspunkt afspejle den marginale omkostning til håndtering af ubalancer. Energinet.dk vil arbejde på en énprismodel. Afregningen af ubalancer skal ses i sammenhæng med Energinet.dk's indkøb og brug af reserver, herunder prissætningen af reserverne i markederne samt størrelsen på ubalancer. Arbejdet skal ske under hensyntagen til de øvrige markedsdesignændringer, og i tråd med network codes, som sideløbende udvikles i EU.

Effektubalance afregnes kun i vest

Nogle regler i balancemarkedet er meget komplicerede og svært gennemskuelige. Eksempelvis findes der afregningsregler som kun gælder i Vestdanmark og kun gælder store produktionsenheder (kraftværker og havmølleparker). De samme regler findes af historiske årsager ikke i Østdanmark.

For at skabe et velfungerende marked er der brug for transparente, gennemskuelige og ens regler.

Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk arbejder på, at reglerne omkring effektubalanceafregning forsimples og ændres, så det bliver nemmere for aktører at handle. Ændringerne i effektubalanceafregningen skal koordineres med det arbejde, der allerede er i gang i nordisk regi om udvikling af markedet for automatiske reserver.

Mere gennemskuelig afregning af specialregulering

Der er i nordisk regi en regel om specialregulering, som skal sikre, at fejl i TSO'ers elnet, udfald af udlandsforbindelse eller lign. ikke går ud over aktørerne og deres bud i regulerkraftmarkedet. Reglen kommer også i spil i perioder, hvor f.eks. meget stor nordtysk produktion – i meget blæsende perioder – presses nordpå, fordi det ikke kan komme sydover, da der er en flaskehals i det interne tyske elnet. I de situationer har Tyskland problemer med at holde balancen i nettet og nedregulerer først egne kraftværker, derefter spørger de, om danske aktører kan levere specialregulering, altså nedregulere kraftværker eller vindmøller.

"Specialregulering" er i dag en kilde til forvirring og frustration, da aktører i markedet afregnes forskelligt afhængig af, om de aktiveres som specialregulering eller i regulerkraftmarkedet.

Energinet.dk anbefaler:

- At principperne og metodikken omkring specialregulering gøres mere transparente over for markedsaktørerne – arbejdet er allerede i gang.

- At Energinet.dk afventer et dansk-tysk pilotprojekt om at koble regulerkraftmarkederne tættere. De kan på sigt overflødigøre behovet for noget specialregulering.
- At Energinet.dk tager reglen om specialregulering op til vurdering i nordisk regi, evt. med henblik på at fjerne den. Ændringerne skal laves i overensstemmelse med det arbejde til ændrede netværkskoder, der sideløbende sker i EU regi.

Desuden har Markedsmodel 2.0-projektet identificeret flere andre markedsmekanismer og regler, som Energinet.dk foreslår justeret eller ændret.

Kritiske egenskaber

Den generelle opfattelse af forsyningssikkerhed er nok, at så længe der er kul eller biomasse i kraftværkerne eller blæsevejr og gang i vindmøllerne, så har vi strøm i stikkontakterne.

Men forsyningssikkerhed handler *ikke* kun om at putte nok kul eller biomasse i ovnene eller skrue nok op for gashanerne. Tilstrækkelig "effekt" eller systemtilstrækkelighed er kun den ene del af at sikre strøm i stikkontakterne. Den anden del af ligningen, "systemsikkerhed", handler om, at selve systemet skal være tilstrækkelig stabilt. Så stabilt, at selvom en komponent som et kraftværk eller en udlandsforbindelse falder ud, må systemet ikke komme ud af balance. Det kan f.eks. være, hvis der sker kortslutninger, en komponent er defekt, eller et stormvejr giver væltede træer og nedfaldne ledninger. Systemsikkerheden skabes ved hjælp af såkaldte "systembærende egenskaber", som i dag leveres fra kraftværker, jævnstrømsforbindelser eller synkronkompensatorer.

Flere af de i alt 30-40 forskellige tekniske egenskaber leveres af kraftværker. De tekniske egenskaber er indbygget i værkerne, som i dag er forpligtede til at stille dem til rådighed for elsystemet. I nogle tilfælde bliver omkostningen ved aktivering kompenseret, andre gange leveres egenskaben vederlagsfrit.

Men efterhånden som flere kraftværker lukker eller kører i færre og færre timer, vil egenskaberne mangle. Lidt populært sagt, kan det godt være, at elsystemet formelt har krav på at få ydelserne vederlagsfrit, men hvis ikke der er nogen til at levere dem, står vi alle sammen med et gevaldigt problem. Og man bør også både diskutere, om det ikke er rimeligt, at aktører direkte bliver kompenseret for de tekniske egenskaber, de leverer, og om der kan skabes konkurrence om at levere ydelserne.

At lave produkter, som kan handles og afregnes, er med til at skabe konkurrence og derved også gøre plads til nye aktører på markedet, f.eks. vindmøller. Dermed er der heller ikke tale om, at ændringerne er tænkt til at understøtte kraftværkernes vilkår. Det handler om at sikre, at markedet også i fremtiden har adgang til de nødvendige, kritiske egenskaber.

Energinet.dk har i forbindelse med arbejdet med en ny systemydelsesstrategi taget hul på udfordringerne, bl.a. også TSO'ens rolle og ejerskab af anlæg, der kan levere systembærende egenskaber.

Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk laver en analyse, der præcist skal afdække, hvilke tekniske, kritiske egenskaber og funktionaliteter, der bliver behov for i det fremtidige system, og i hvilket omfang. På baggrund af analysen arbejdes der på, at behovene

markedsføres, afregnes eller forsat dækkes vederlagsfrit. Løsningsforslagene skal være i overensstemmelse med de fælles europæiske network codes.

Sammenfatning

Markedsdesignet skal skabe rammer for markedsbaserede løsninger til en effektiv, grøn omstilling, og understøtte en øget internationalisering af energimarkederne. Overordnet er konklusionen i Markedsmodel 2.0-projektet, at det nuværende markedsdesign på en række punkter er lavet til det nuværende elsystem og ikke til fremtidens system. I fremtidens system skal markedet kunne endnu mere. Mere vedvarende energi betyder mere svingende produktion, og forbrugeren skal gå fra primært at være en passiv modtager til at være en aktiv deltager, der leverer nødvendig fleksibilitet. Derfor er der behov for alt fra små justeringer og ændringer til mere grundlæggende forandringer.

En del af ændringerne og justeringerne har Energinet.dk allerede lavet eller er i gang med at gennemføre.

Flere områder kan kræve ny lovgivning og politisk stillingtagen eller vil kræve enighed i nordisk regi eller fælles EU-regler.

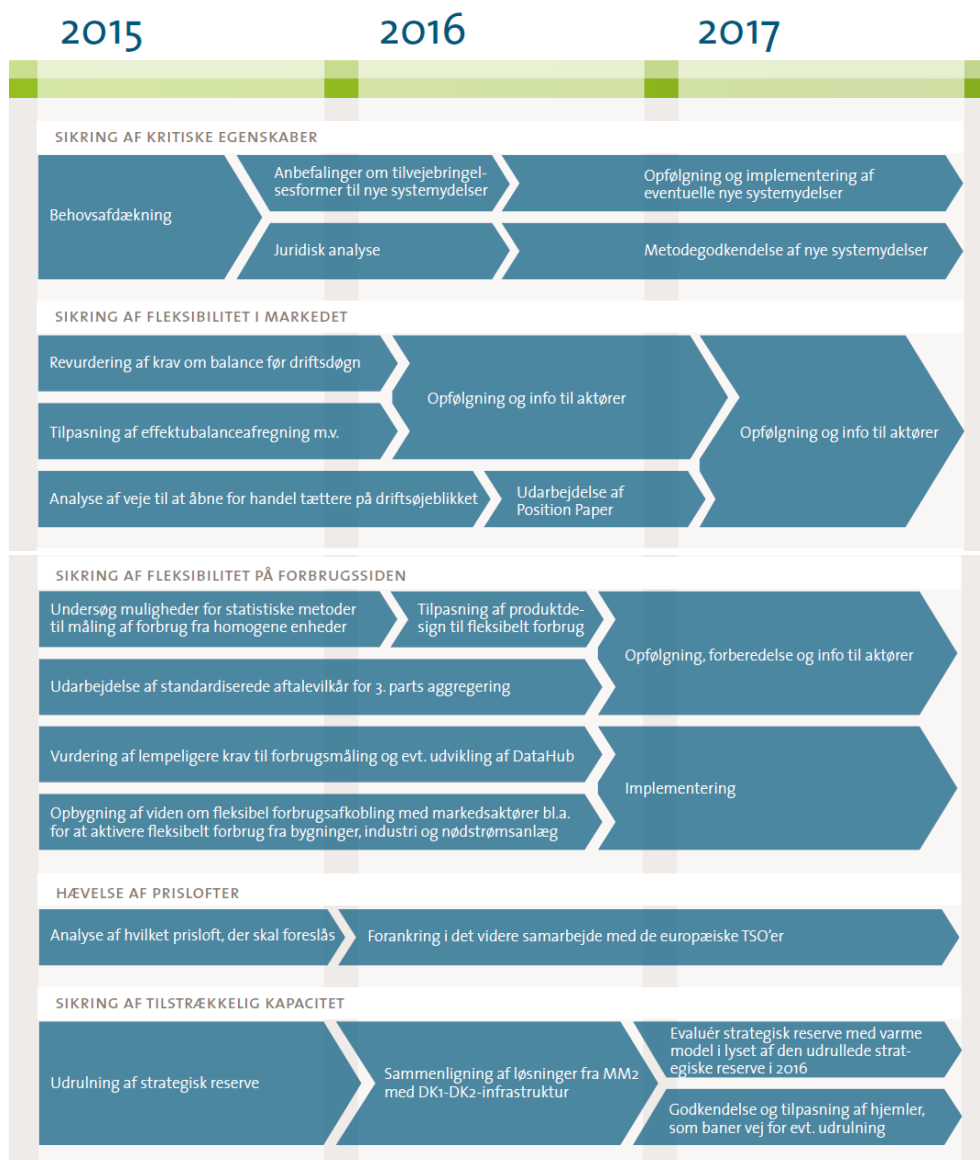
Omvendt er der områder, hvor det giver god mening at se tiden an og følge det arbejde, der parallelt bliver lavet i EU og vores nabolande. Vi har brug for at se, i hvilken retning de bevæger sig. Deres beslutninger vil påvirke det danske elmarked.

Bl.a. er der tid til at følge effektsituationen nærmere, inden der på længere sigt træffes beslutning om evt. strategisk reserve eller kapacitetsmarked i Østdanmark. Europa-Kommissionen er netop i gang med en undersøgelse af kapacitetsmekanismerne ifm. kulegravning af statsstøtteregler, ligesom nabolandenes beslutninger kan få afsmittende virkning på Danmark. Desuden vil udfordringerne først vise sig om en årrække, og der vil være tid til at reagere og indføre tiltag – også hvis udviklingen kommer til at gå hurtigere end ventet. Energinet.dk vil løbende overvåge situationen nøje.

I de kommende uger og måneder vil Energinet.dk arbejde videre med 24 konkrete aktiviteter i mod en forbedret markedsmodel. Også her vil aktører, der har deltaget i Markedsmodel 2.0-projektet, blive inviteret til at deltage.

NÆSTE SKRIDT

MARKEDSMODEL 2.0-FORLØBET MUNDER UD I 24 AKTIVITETER



Samlet set er det forventningen, at de foreslåede ændringer vil løse de udfordringer, som det nuværende markedsdesign vil støde ind i.

Det har kun været muligt at regne på de økonomiske konsekvenser for tiltagene på effektområdet. Yderligere analyser af f.eks. de kritiske egenskaber - funktionaliteter - skal afdække de økonomiske konsekvenser på de øvrige områder.

Markedsmodel 2.0-projektet har fokuseret på perioden 2020-2030. Men selv om der i perioden 2015-2017 er lagt op til en række ændringer og tiltag, som vil lægge vigtige spor for de næste 10-15 år, så kan de 24 aktiviteter ikke alene løse alle de skitserede udfordringer. I dag har vi 40 procent vind i vores elsystem, i 2020 har vi over 50 procent og i 2030 meget mere. Tingene udvikler sig, nye udfordringer og problemer vil vise sig, og der vil være brug for nye løsninger.

Derfor skal udviklingen løbende følges og vurderes, så vi også fremover har et elmarked med konkurrence, innovation og sikker forsyning.