



Markedsmodel 3.0:

Baggrundsnotat vedrørende fremme af fleksibilitet i balancemarkederne

Kontor/afdeling
LAN/FOR

Dato
18-05-2021

J nr. 2021-8153

/MGR/AKHA

Indhold

1. Problem.....	2
2. Baggrund.....	2
3. Metode.....	3
4. Løsning.....	3
4.1 AS-IS – Udgangspunktet.....	3
4.2 TO-BE – Internationalisering og harmonisering.....	5
4.3 Barrierer for øget fleksibilitet.....	7
4.3.1 Barrierer og forslag, der er behandlet i Markedsmodel 3.0.....	8
4.3.2 Øvrige barrierer og forslag.....	10
5. Konklusion.....	13

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1. Problem

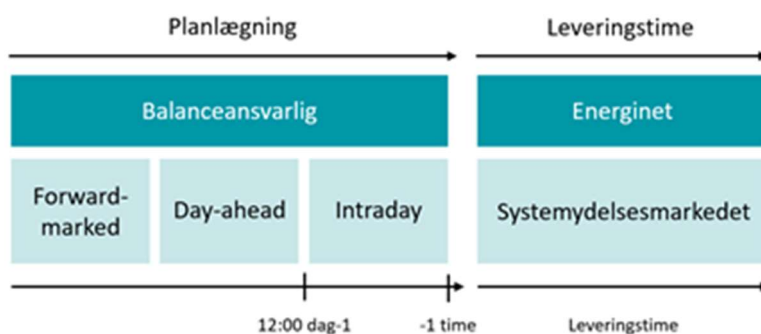
I regi af Markedsmodel 3.0 er det blevet undersøgt, hvad der kan fremme fleksibilitet i balancemarkederne i takt med, at der vil være et øget behov herfor. Den grønne omstilling betyder, at flere af de centrale kraftværker forventes at lukke frem imod og lige efter 2030. De centrale kraftværker leverer i dag en lang række og en stor andel af de systemydelse, som systemet skal bruge for at sikre stabiliteten¹ i det overordnede transmissionssystem.

Energinet har estimeret, at deres årlige udgifter til reservekapacitet - som udgør ca. 90 % af de systemydelser, der er med til at sikre stabiliteten i transmissionssystemet - vil stige frem imod 2030 med 1,5 mia. kr. fra 700 mio. kr. i 2020 til 2,2 mia. kr. i 2030, hvis der ikke tages initiativer, der kan sikre en omkostningseffektiv balancering af elsystemet.

Det overordnede formål i analysearbejdet har således været at komme med forslag til ændringer i markedsrammerne og reguleringen, som kan lette adgangen til at levere fleksibilitet til balancering af det overordnede transmissionssystem fra alle relevante kilder.

2. Baggrund

Elmarkedet er opdelt i flere markedspladser afhængig af den tidshorisont, der handles efter. Handel på Day-Ahead-markedet foregår indtil senest kl. 12 dagen inden driftsdøgnet, mens Intraday-markedet lukker, en time før driftstimen finder sted. Markederne, som sikrer effektivitet og systemikkerhed *inden for driftstimen* hedder systemydelsesmarkederne. En mere generel term for perioden efter intraday-markedet er balancemarkedet, hvori Energinet sikrer, at elsystemet er i balance, efter at markedsaktørerne har handlet færdigt.



Figur 1. Tidimensioner i de eksisterende elmarkeder².

¹ Stabilitet i det overordnede transmissionssystem er en væsentlig forudsætning for den del af forsyningsikkerheden, som vi kalder Systemsikkerheden.

² Kilde: Energinet.



Dette notat fokuserer udelukkende på fleksibiliteten i balancemarkederne og dermed på den del af forsyningssikkerheden, som kaldes effekttilstrækkelighed og systemsikkerhed.

3. Metode

Analysen er baseret på et litteraturstudie kombineret med input fra pilotprojekter mellem markedsaktører og Energinet. Energinet har bidraget med beskrivelser af, hvordan systemet fungerer i dag samt beskrivelser af de tiltag, som er på vej på nordisk og europæisk plan. Energinet har desuden bidraget med indsigt til at beskrive de identificerede barrierer og komme med forslag, som kan lette adgangen til fleksibilitet til stabilisering af det overordnede transmissionsnet.

De foreløbige forslag er blevet drøftet med en række interessenter på et aktørmøde 15. december 2020 og på en række bilaterale møder. Interessenterne repræsenterer et bredt udvalg af både eksisterende og nye aktører, som i fremtiden forventes at kunne levere den fleksibilitet, som det overordnede transmissionssystem har behov for. De i notatet nævnte barrierer kommer fra et selvstændigt analysearbejde, som er blevet gennemført som led i Markedsmodel 3.0-arbejdet³.

4. Løsning

Med Markedsmodel 3.0 er følgende blevet analyseret ift. fleksibilitet på balancemarkederne:

- 1) Hvordan transmissionssystemet i dag bliver hjulpet med stabilitet ('AS-IS')
- 2) Hvilke ændringer, der er på vej ('TO-BE')
- 3) Barrierer for omstillingen
- 4) Forslag til hvilke tiltag, der kan fremme fleksibiliteten på balancemarkederne.

Disse elementer gennemgås nedenfor.

4.1 AS-IS – Udgangspunktet

Energinet indkøber per i dag en række forskellige ydelser til at sikre stabiliteten i det overordnede transmissionssystem inden for driftsdøgnet. Samlet set kaldes alle disse ydelser for systemydelser. Af nedenstående tabel fremgår omkostningsfordelingen per ydelse i 2019.

³ Jf. Energistyrelsens baggrundsnotat vedrørende Markedsmodel 3.0 og barrierer for fleksibilitet.



DKK mio.	2019
mFRR DK1	24
mFRR DK2	277
Manuelle reserver i alt	301
FCR DK1	44
aFRR DK1	115
FCR-N DK2	65
FCR-D DK2	65
Automatiske reserver i alt	290
Systembærende egenskaber DK1	13
Systembærende egenskaber DK2	2
Systembærende egenskaber i alt	15
Øvrige omk. (inkl. netproblemer, dødstart og ø-reserver)	60
Øvrige systemydelser i alt	60
Omkostninger i alt	666

FCR⁴ er en frekvensstabiliserende reserve, mens aFRR og mFRR er frekvensgenoprettelsesreserver. Det vil sige, at FCR skal sikre, at frekvensen ikke falder/stiger yderligere ved et frekvensudsving, mens aFRR og mFRR skal genoprette frekvensen til normalen. aFRR er en automatisk reserve, hvor der automatisk og kontinuert (hvert fjerde sekund) sendes signaler til de aktører, der har solgt aFRR. Aktørerne reagerer således på et signal og leverer herudfra.

mFRR er en manuel reserve, der aktiveres aktivt af Energinets kontrolcenter. mFRR aktiveres på baggrund af ubalanceprognoser og ved store pludselige hændelser. Der sendes et manuelt signal fra Energinet til de balanceansvarlige aktører, som distribuerer signalet til de anlæg, der skal levere ydelsen.

Systembærende egenskaber dækker over øvrige ydelser, som Energinet har behov for at sikre en stabil drift af elsystemet fx spændingsregulering.

Ca. 90 % af de samlede omkostninger til systemydelser går i dag til indkøb af reserver til sikring af frekvensstabilitet. Også i fremtiden forventes frekvensstabilitet at udgøre langt hovedparten af omkostningerne til systemydelser.

Energinets behov for systemydelser og de tekniske specifikationer på ydelserne er forskellige øst (DK2) og vest (DK1) for Storebælt, fordi de to prisområder tilhører forskellige synkronområder. Af historiske årsager anvendes forskellig terminologi og forskellige processer.

I tabellen nedenfor kan man se, hvilke ydelser der handles i de to prisområder⁵.

⁴ 'D' anvendes ved driftsforstyrrelse og 'N' i normaldrift.

⁵ FFR er en ny frekvensydelse, som er indført i Norden i 2020. FFR tager højde for den såkaldte Rebound effekt, og muliggør dermed levering fra lagringsanlæg, som har behov for at genetablere deres kapacitet efter aktivering.



	DK1	DK2	Kontrakttype
FFR	-	+	Månedligt indkøb (dagligt timeindkøb fra ca. 1. marts 2021)
FCR	+	-	Dagligt timeindkøb
FCR-D	-	+	Dagligt timeindkøb
FCR-N	-	+	Dagligt timeindkøb
aFRR	+	-	Månedligt indkøb
mFRR	+	+	Dagligt timeindkøb i DK1 Dagligt timeindkøb og månedligt indkøb i DK2

En af de ydelser, der skal sikre frekvensstabilitet⁶ anvendes i dag også til såkaldt specialregulering. Specialregulering indebærer, at Energinet anvender mFRR til at løse lokale interne flaskehalse i nettet. Dvs. at et produkt, der er tænkt til at løse udfordringer med frekvensstabilitet i det overordnede transmissionssystem anvendes til noget helt andet – nemlig at løse udfordringer med flaskehalse i de lokale net. Dette betyder bl.a., at aktørerne ikke kan gennemskue, hvad deres bud anvendes til. Behovet for specialregulering forventes at stige fremover, hvormed problemet med manglende transparens stiger.

Energinet udarbejder årligt en behovsvurdering, hvoraf det fremgår, hvor meget Energinet forventes at få behov for af de forskellige systemydelser det kommende år.

Systemydelser leveres i dag primært af kraftværker, elkedler og vindmøller⁷. Herudover bidrager batterier, elbiler, industrielle forbrugere og industrielle bygninger med en lille mængde.

4.2 TO-BE – Internationalisering og harmonisering

Fælles europæiske og nordiske markeder for de systemydelser, der kaldes automatiske og manuelle frekvensreserver⁸ etableres inden for de kommende tre til fire år. Dette sker som følge af implementeringen af de europæiske platforme PICASSO⁹ og MARI¹⁰ samt den nordiske Nordic Balancing Model (herefter NBM).

PICASSO og MARI udspringer af Electricity Balancing Guideline (EBGL), som trådte i kraft den 18. december 2017, og som fastsætter et mål om fælles europæiske markedsplatforme for aktivering af aFRR (PICASSO) og mFRR (MARI).

⁶ Også kaldet mFRR.

⁷ Vindmøller leverer ikke reserver, men frivillige regulerkraftbud.

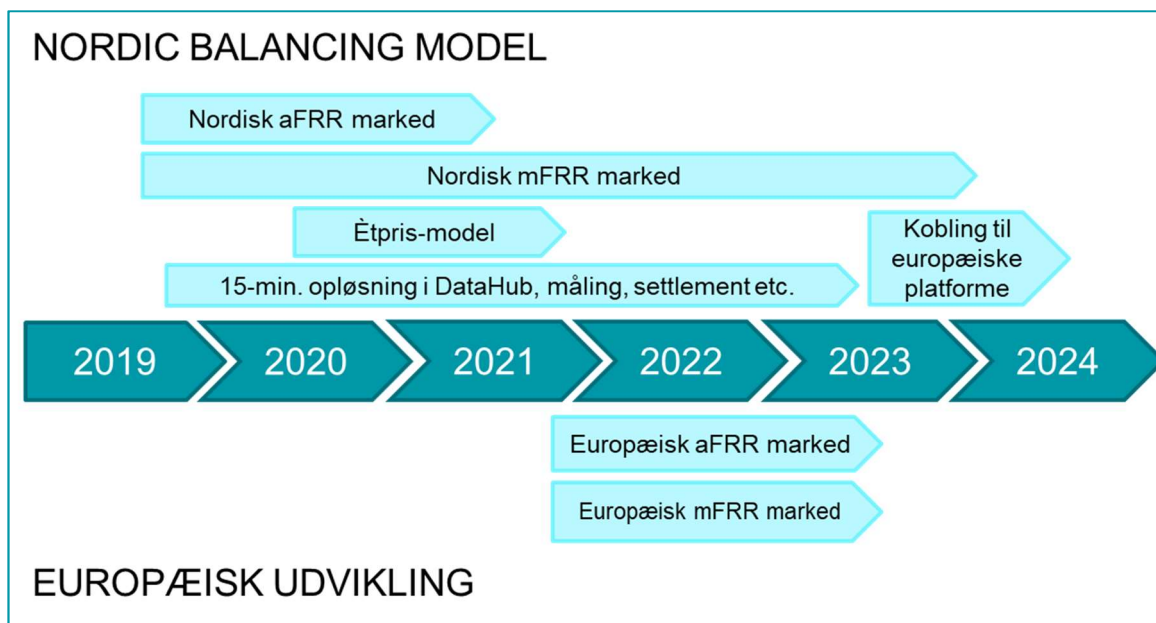
⁸ I international sammenhæng kaldet aFRR og mFRR. Automatiske reserver aktiveres automatisk, når frekvensen dykker, mens manuelle reserver aktiveres af Energinet.

⁹ PICASSO: The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation.

¹⁰ MARI: Manually Activated Reserves Initiative.

NBM er et Nordisk program, der samler udvikling af fællesnordiske balancemarkeder. Som et led i NBM og forud for nordisk tilslutning til de europæiske platforme indføres 15 minutters ubalanceperioder.

Nedenstående tidsplan afspejler de nugældende forventninger for implementering af Nordic Balancing Model og de europæiske platforme.



Internationaliseringen forventes at øge likviditeten i markedet, alene fordi markedet bliver større, og adgangen til ressourcer på tværs af landegrænser dermed øges. Dette er positivt for de nye kilder til fleksibilitet i balancemarkederne.¹¹

De nye alternative aktører og leverandører af systemydelser forventes at være forbrugsenheder (private og industrielle forbrugere), PtX-anlæg og energilagre (batterilagre, elbiler, UPS-anlæg og hybridanlæg). Mindre forbrug og produktion vil typisk være aggregeret via en aggregator. Styringsteknikken er imidlertid endnu for dyr, og de økonomiske incitament mangler.

Nedenfor fremgår et overblik over, hvad de forskellige teknologier forventes at kunne byde ind med:

¹¹ Rambøll, Ancillary services from new technologies, technical potentials and market integration, december 2019.



Teknologi		I dag	Potentiale i fremtiden
Produktionsanlæg	Vindmøller	Kan levere alle frekvensydelse [*] . Har svært ved at garantere kapacitet.	Større mængder kan frigøres.
	Solcelleparker	Kan levere alle frekvensydelse [*] . Har svært ved at garantere kapacitet.	Større mængder kan frigøres.
Forbrugsenheder	Store varmepumper	aFRR (Primært aggregeret med elpatroner) mFRR (Primært aggregeret med elpatroner)	FCR-D FCR-N FCR Større mængder aFRR og mFRR
	Husholdnings/industrielle varmepumper	Kan levere alle frekvensydelse [*] , men teknologien er ikke udviklet. Ikke økonomisk.	Hvis det kan betale sig i fremtiden og teknologier til kontrol og styring udvikles?
	Husholdnings forbrug	Kan levere alle frekvensydelse [*] , men teknologien er ikke udviklet. Ikke økonomisk.	Hvis det kan betale sig i fremtiden og teknologier til kontrol og styring udvikles?
Bæredygtige brændsler og P2X-teknologier	Biogas produktion	Leverer ikke, men leverer biogas, som derefter kan bruges i gaskraftværker, som kan levere det hele. Relativt "små industrielle forbrugere", det vil ikke give mening at levere systemydelse.	Biogas kapacitet vil stige, men naturgas vil falde. Spørgsmål om prioritering af biogasanvendelse.
	Elektrolyse anlæg	Kan levere alle frekvensydelse [*] .	Kapaciteter vil stige.
Energilagring	BESS (Battery Energy Storage System)	Har meget velegnede egenskaber til at kunne levere alle frekvensydelse. Er begrænset af batterikapacitet.	Teknologi forbedres og bliver mere rentabel. Stigende mængder i fremtiden.
	BEV (Battery Electrical Vehicles)	Pilotprojekter har vist, at der sagtens kan leveres systemydelse, hvis der aggregeres. Svært at aggregerer nok, til at overholde minimumsbud. Spørgsmål om økonomi.	Kapacitet og teknologi vil forbedres.
	Batterier fra UPS-systemer	Leverer ikke i dag.	FCR-D kan leveres i fremtiden.
	Hybridanlæg (VE med BESS)	Vurderes at have et potentiale, men har ikke kunnet dokumenteres.	Vil se flere løsninger i fremtiden, som vil være mere fleksible og derved vil kunne levere frekvensydelse [*] i tråd med vind- og sol, samt BESS.

*Frekvensydelse: FCR, FCR-D, FCR-N, aFRR og mFRR

4.3 Barrierer for øget fleksibilitet

En række barrierer i balancemarkederne er identificeret og samlet op som led i arbejdet med Markedsmodel 3.0. Disse gennemgås i følgende afsnit 4.3.1 og 4.3.2.

En del af barriererne vil blive løst uden for Markedsmodel 3.0. Dette gælder for barriererne oplyst i nedenstående tabel.

Barriere	Beskrivelse af håndtering
Toprismodel for balanceafregning Produktion og forbrug må per i dag ikke puljes i systemydelsesmarkedet, da de afregnes efter to forskellige prismodeller.	Etoprismodel forventes implementeret som led i Nordic Balancing Model 1. november 2021.
Prislofter i elmarkedet Prislofter forhindrer retvisende prissignaler ved at sætte en grænse for, hvor lave og hvor høje priserne kan blive.	ACER har truffet afgørelse om ¹² , at prislofter skal hæves, når de rammes. Dette mitigerer i et vist omfang barrieren.
Opgørelse af baseline Manglende metode til fastsættelse af afregningsgrundlag for fleksibilitetsydelser for små enheder.	Energinet har lavet en model for opgørelse af baseline, som forventes implementeret i slutningen af 2021.
Store minimumsbud i balancemarkedet Store minimumsbud for manuelle og automatiske reserver gør det svært for små aktører at deltage.	Nordic Balancing Model introducerer nye minimumsbudgrænser på 1 MW, når det nye nordiske energiaktiveringsmarked går i drift. Dette forventes i Q2 2022.
VE-adgang til deltagelse i markeder for kapacitetsreserve Fluktuerende energiproduktion er per i dag udelukket fra at levere kapacitetsreserve.	Energinet har igangsat pilotprojekt, som forventes at kunne blive implementeret og dermed muliggøre VE-deltagelse i markeder for kapacitetsreserve. Pilotprojektet blev afsluttet ultimo 2020, og Energinet forventer at have en metode klar til implementering ultimo 2021/primus 2022.
Krav til serielle målere Der er samme krav for måling af el for serielle målere som for hovedmålere, hvilket kan give høje investeringsomkostninger i målerteknologi for fleksibelt forbrug.	Denne barriere er blevet undersøgt i et pilotprojekt under TSO-DSO markedssamarbejdsudvalget (dvs. uden for Markedsmodel 3.0). Barrieren eksisterer fortsat, men der kigges pt. på regelgrundlaget i forhold til en implementering af en løsning.

4.3.1 Barrierer og forslag, der er behandlet i Markedsmodel 3.0

De øvrige identificerede barrierer af relevans for fleksibilitet i balancemarkederne er blevet analyseret nærmere i Markedsmodel 3.0 med henblik på at udarbejde anbefalinger og forslag, som kan bidrage til at mitigere barriererne. Det har drejet sig om følgende barrierer:

¹² Afgørelse af 14. november 2017.



- **Transparens om behov.** Blandt aktørerne er der stor usikkerhed ved at investere i markedet for systemydelser, da prognoser og planlægningshorisonter fra Energinet er for korte.¹³
- **Indkøb af reserver sker langt fra driftstimen.** Kapacitetsreserver indkøbes mange timer før selve leverancen, og det vanskeliggør leverancen fra aktører, som er afhængige af fx vejr og vind og prognoser.
- **Krav om kontinuerlig leverance.** De nugældende krav om kontinuerlig leverance kan være en barriere for teknologier med begrænset energilager, idet disse ikke kan opretholde leverancen særligt længe ad gangen.
- **Indsigt i og kompetencer om fleksibilitet.** Den enkelte forbruger eller producent mangler indsigt i egne fleksibilitetsmuligheder og den værdi, der kan ligge heri. Dette skyldes bl.a. mangel på data, men også besværlige opsætninger, hvor det er vanskeligt, at skille forskelligt forbrug/produktion fra hinanden.
- **Nødstrømsanlæg.** De eksisterende nødstrømsanlæg vil kunne levere systemydelser til elnettet uden yderligere investeringer i anlæggene, men forhindres i at deltage i balancemarkederne, hvis anlæggene er gamle, og ikke lever op til de nugældende miljøkrav.

Energinet er allerede opmærksom på udfordringer vedr. indkøb langt fra driftstimen, kontinuerlig leverance og nødstrømsanlæg. Som led i arbejdet med Markedsmodel 3.0 er der fremkommet anbefalinger og forslag til, hvordan de to resterende barrierer kan mitigeres:

Barrierer	Forslag	Beskrivelse af forslag
Transparens om behov	Energinets årlige behovsvurdering skal suppleres med en trendanalyse af markedsudviklingen for de væsentligste systemydelser, der går 3-5 år frem i tid.	Der er behov for øget transparens om det fremtidige behov for systemydelser, hvilket kan ske ved, at tidshorizonten for behovsvurderingen udvides. Dette således, at aktørerne har et bedre grundlag for at foretage tekniske investeringer, der kan understøtte fleksibilitet i balancemarkederne. Det foreslås derfor, Energinets årlige behovsvurdering suppleres af en trendanalyse af markedsudviklingen for de væsentligste systemydelser, der går 3-5 år frem i tid.
Indsigt i og kompetencer om fleksibilitet	Energistyrelsen og Energinet bør følge pilotprojekterne vedrørende fleksibilitet løbende og komme med anbefalinger på baggrund af erfaringerne herfra.	Som led i pilotprojekterne dukker der nye indsigter op, som det vurderes relevant, at Energinet og Energistyrelsen har indsigt i, således at evt. barrierer identificeres, vurderes og evt. mitigeres. Det er afgørende, at der findes incitamentter til, at produktion og det nye store forbrug har de

¹³ Borgen/Implement, Markedsrammer for forsyningsikkerhed, august 2018.

	Energistyrelsen vil undersøge, hvordan der bedst skabes incitamenter til at udnytte vedvarende energi og elektrificerede teknologiers fleksibilitetspotentiale	teknologiske og kontraktuelle forudsætninger for at levere fleksibilitet. Dette er afgørende for at sikre en omkostningseffektiv og hensigtsmæssig kobling af de forskellige sektorer. Det er dog endnu uklart, hvordan disse incitamenter bedst skabes. Der er derfor behov for en nærmere undersøgelse heraf.
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

4.3.2 Øvrige barrierer og forslag

Som led i arbejdet med Markedsmodel 3.0 er der i øvrigt blevet identificeret en række andre udfordringer:

- **Specialregulering er stigende.** Behovet for specialregulering er stigende, og der er behov for at udvikle ydelser til løsning af lokale flaskehalse.
- **Svært at overskue og komplekst for nye aktører.** Vurderingen af hvilke markeder, der kan være relevante for den enkelte aggregator/aktør, om der kan være nogle barrierer/forhindringer, som skal ryddes af vejen, og hvordan processen mest effektivt gribes an, bliver opfattet som svær at overskue og kompliceret.
- **Internationaliseringen opleves som kompleks og arbejdskrævende.** Introduktionen af grænseoverskridende markeder og fællesnordiske kapacitetsmarkeder bliver af mange aktører vurderet meget komplekse og arbejdskrævende.
- **Svage prissignaler.** De økonomiske fordele ved at være aktiv i balancemarkederne er endnu for begrænsede til, at nye aktører har økonomisk incitament til at investere i den styringsteknologi, der skal til for at byde ind med systemydelser.
- **Endnu stor usikkerhed om nye kilders potentiale.** Der mangler kvantitative data om, hvorvidt de nye kilder i realiteten vil kunne levere tilstrækkelige mængder systemydelser i fremtiden, eller om vi på trods af at alle barrierer og udfordringer fjernes stadig har et problem med at sikre systemsikkerheden i det overordnede transmissionssystem.
- **Løbende opfølgning og identifikation af barrierer.** Der mangler et overblik over, hvordan det går med at mitigere identificerede barrierer og tilsvarende et sted, hvor man kan samle nye barrierer op.

Der er som led i arbejdet fremkommet nedenstående forslag til de identificerede udfordringer:

Udfordring	Forslag	Beskrivelse af forslag
Specialregulering er stigende	Der udvikles specifikke ydelser til håndtering af flaskehalse i de lokale net i et tæt samarbejde mellem	Dette forslag er også adresseret i arbejdsprojektet omkring lokal fleksibilitet – se

	Energinet og netvirksomhederne.	derfor mere i baggrundsrapport relateret til lokal fleksibilitet.
Svært at overskue og komplekst for nye aktører	Der opfordres til, at Energinet accelererer og styrker deres open-door-tilgang og hjælper nye aktører på vej med udgangspunkt i lige præcis deres individuelle behov.	<p>Aktørernes tekniske set-up og vidensniveau er meget forskellige, og det vurderes derfor meget vigtigt, at aktørerne har et sted, de kan søge rådgivning, som tager udgangspunkt i netop deres specifikke set-up.</p> <p>Energinets Open-door Lab er en idéaccelerator, der afprøver og demonstrerer værdi og anvendelsesmuligheder i data og digitale forretningsmodeller i elmarkederne. Open-door Lab gør det muligt som aktør f.eks. at komme med en idé til anvendelse af data, og Open-door lab afprøver derefter ideen i fællesskab med aktøren.</p>
Internationaliseringen opleves som kompleks og arbejdskrævende	<p>Danmark bør i internationalt regi arbejde for at dele danske erfaringer med balancerende vedvarende energi og samtidig sikre, at der ikke opstår hindringer i internationale krav for, at vedvarende energi kan deltage i balancemarkederne.</p> <p>Der er derudover behov for et nyt forum for fleksibilitet i energisystemet faciliteret af Energistyrelsen, hvor eksisterende og potentielle nye aktører drøfter aktivering af fleksibilitet, og hvor de løbende bliver holdt opdateret om indhold og fremdrift i forhold til implementering af europæiske og nordiske markedsløsninger.</p>	<p>Introduktionen af grænseoverskridende markeder og fællesnordiske kapacitetsmarkeder er som udgangspunkt positiv, idet der hermed indføres større standardisering af produkter på tværs af Europa og et større marked for danske aktører. Udvikling af de nye europæiske platforme koordineres af ENTSO-E. Både processen i ENTSO-E og de vedtagne rammer og regler bliver af mange aktører vurderet meget komplekse og arbejdskrævende.</p> <p>Forslaget handler således om, at Energistyrelsen tager initiativ til et nyt forum for fleksibilitet for både etablerede og nye aktører. Det skal afholdes f.eks. én gang årligt og danne rammen for at dele viden og drøfte praktiske erfaringer med fleksibilitet og løbende tilpasninger af markedsmodellen nationalt og internationalt.</p> <p>Det nye forum skal også bruges til at opsamle eventuelle nye identificerede barrierer eller udfordringer med markedsmodellen, som i samarbejde med</p>

		markedets aktører kan blive vurderet og mitigeret.
Svage prissignaler	Energinet skal gennemføre en analyse, som har til formål at vurdere, om knaphedspriser med fordel vil kunne anvendes som værktøj til at styrke prissignalet og øge aktørernes incitamenter til at sikre balance.	For nuværende er der kun begrænset økonomisk incitament for nye aktører til at investere i styringsteknologi og være aktive i balancemarkederne. Knaphedspriser er et instrument, som EU-lovgivningen nævner, og som har til formål at styrke prissignalet i knaphedssituationer. Det vurderes relevant at analysere nærmere, om knaphedspriser kunne være et nyttigt instrument at anvende i Danmark. I givet fald er der tale om en metodeændring, som vil skulle implementeres i Energinets markedsforskrifter vedr. ubalanceafregning.
Endnu stor usikkerhed om nye kilders potentiale	Energistyrelsen gennemfører en analyse, som har til formål at kvantificere nye og eksisterende aktørers potentiale til at levere fleksibilitet	<p>Der er behov for en analyse af nye og eksisterende kilders potentiale til at levere fleksibilitet. Analysen skal favne fleksibilitet i alle de tidligere nævnte markeder samt lokal fleksibilitet.</p> <p>Formålet med analysen er - udover at estimere potentialet og forbedre datagrundlaget i analyser og modeller - også at kunne bidrage til at identificere eventuelle problemstillinger, som bør adresseres med henblik på at øge fleksibilitetspotentialet.</p> <p>Omfanget og det endelige indhold i analysen kan med fordel fastsættes i samarbejde med markedets aktører, således at resultaterne også er brugbare i forhold til de behov, der eksisterer i branchen.</p>
Løbende identifikation af barrierer	<p>Markedsmodellen skal gennem proaktiv erfaringsopsamling og aktørinddragelse løbende tilpasses for at fremme fleksibilitet.</p> <p>Energistyrelsen og Energinet gennemfører løbende status på, hvordan det går med at</p>	<p>Fremme af fleksibilitet er helt afgørende for forsynings sikkerheden i fremtiden. Derfor vurderes det relevant løbende og proaktivt at sikre, at barrierer identificeres og fjernes omkostningseffektivt, med fokus på grøn omstilling og under hensyntagen til opretholdelse af forsynings sikkerheden.</p> <p>En årlig status kan fx gennemføres i samme forum, hvori aktørerne holdes</p>

	mitigere alle identificerede barrierer for at fremme fleksibilitet i energisystemet. Status kan fx gives over for det nye forum for fleksibilitet i energisystemet.	opdateret om den internationale markedsudvikling. Opfølgningen kan med fordel synliggøre, hvilke barrierer der evt. kan løses internationalt, og hvilke der evt. bør løses nationalt samt i hvilket regi.
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5. Konklusion

Der vil over den næste årrække være et stigende behov hos Energinet for at sikre stabilitet i det overordnede transmissionsnet på andre måder, end det sker i dag, i takt med at produktionskapaciteten og forbruget i elsystemet forandres.

Der er som led i analysen i regi af Markedsmodel 3.0 fundet, at der er et potentiale for, at nye kilder vil kunne bidrage med de systemydelser, der er behov for. Det økonomiske incitament vurderes derudover ikke at være tilstrækkeligt stort for mange aktører i dag, ligesom omkostninger til styringsteknologi på nuværende tidspunkt vurderes at være for høje til, at nye aktører vil være aktive i balancemarkederne.

Internationaliseringen med større grænseoverskridende markeder i Norden og i Kontinentaleuropa forventes i fremtiden at øge afsætningsmulighederne for nye aktører, der overvejer at blive aktive i disse markeder. En række af de identificerede barrierer forventes at blive løst med indførelsen af disse nye harmoniserede markedsplatforme.

Dette arbejdspejls i arbejdet med Markedsmodel 3.0 har ikke peget på ekstraordinære "tunge" initiativer, som fx støtte eller nye krav til specifikke teknologier, men peger mere i retning af at lade markedet drive udviklingen for efterfølgende at følge og observere om nuværende ændringer for aggregatorer, Nordic Balancing Model, MARI, PICASSO og diverse Energinet tiltag etc. vil frembringe de nødvendige bud og priser fra markedsaktørerne.

Derudover foreslås, at datagrundlaget om fleksibilitetspotentialet øges, inden der overvejes nye, større initiativer.

Denne analyse i regi af Markedsmodel 3.0 har således fremsat en række forslag, som har til formål at mitigere identificerede barrierer og udfordringer, skabe den nødvendige transparens og information for aktørerne og løbende følge op på, om markedet "griber" de nye initiativer og selv driver en udvikling.