



ENERGINET

DET FREMTIDIGE mFRR MARKED

OFFENTLIG RAPPORT OG INVITATION TIL AKTØRDIALOG



Kapitel 1.

Et likvidt mFRR marked i et 100% grønt elsystem

Den grønne omstilling skaber nye udfordringer for en effektiv balancering af elsystemet. Øgede mængder vedvarende energi og store forbrugsenheder stiller nye krav til systemet og øger ubalancerne, samtidig med at traditionelle termiske kraftværker udfases. Det betyder, at der vil være et øget behov for reservekapacitet i fremtiden, men rejser samtidig spørgsmålet om, hvem der skal stille disse reserver til rådighed. Til dette formål ønsker Energinet likvide og effektive systemydelsesmarkeder, hvor både danske og internationale aktører bidrager til balancering af systemet.

Markedsudvikling rettet mod øget markedsdeltagelse og større likviditet har dog de seneste år ikke ført til en forbedring af likviditeten i systemydelsesmarkederne. Den nuværende markedssituation kan dels føre til anstrengte situationer, hvor udfald af få enheder kan føre til reserveknaphed og til uforholdsmæssigt høje omkostninger til balancering sammenlignet med den værdi, der skabes. Derudover er det nødvendigt at sikre attraktive vilkår for både eksisterende og nye aktører, der ønsker at melde grønne produktions- og forbrugsenheder ind i markederne. I dette dokument er der fokus på kapacitetsmarkederne for manuelle reserver, men de nævnte problematikker er delvist sammenlignelige for de øvrige systemydelsesprodukter.

Energinet ønsker med dette diskussionspapir at skabe en dialog med danske aktører om vejen mod et likvidt mFRR marked i et 100 % grønt elsystem. Dette gælder både i forhold til visionerne for systemydelser fra vedvarende energikilder og forbrug, forventninger og/eller bekymringer omkring kommende nordiske og europæiske markeder og perspektiver på både nuværende og kommende markedsrammer.

Energinets kerneopgave er at løse energiens trilemma gennem en omstilling af el- og gassystemerne til grøn energi, samtidig med at en høj forsyningssikkerhed opretholdes, og at det er til at betale for både forbrugere og samfund. Der er således ikke et ensidigt fokus på nogle af delene, men et ønske om at skabe markedsrammer, hvor både Energinet og markedsaktører bidrager til balancering i et grønt elsystem.

På denne baggrund ønsker Energinet at diskutere følgende:

1. Overvejelser omkring den nuværende markedssituation på mFRR markedet i DK1 og DK2 med fokus på, at der i 2021 har været lav likviditet, hvilket har udfordret markedsmekanismerne.
2. Forventninger til de kortsigtede markedsrammer, herunder etablering af et kommende nordisk mFRR kapacitetsmarked.
3. Forslag til seks initiativområder, der har til formål at sikre et velfungerende marked på kort og lang sigt.
4. Langsigtede perspektiver på den grønne omstillings betydning for kapacitetsmarkederne.



Kapitel 2. Den nuværende situation for mFRR kapacitetsmarkedet

Begrebet systemydelser dækker over forskellige ydelser, hvor den manuelle reserve (mFRR) skal kunne aktiveres på 15 minutter. Manuelle reserver handles på to markeder; energiaktiveringsmarkedet, og kapacitetsmarkedet. Kapacitetsmarkedet omhandler at reservere en given kapacitet, og dermed forpligte sig til at lægge et bud ind i aktiveringsmarkedet. Det er også muligt at lægge frivillige energiaktiveringsbud ind. Energinet bruger kapacitetsmarkedet til at øge sikkerheden for, at der er reserveret nok til at dække referencehændelsen (N-1¹). Energiaktiveringsmarkedet omhandler at levere den aftalte ydelse i form af strøm til elnettet og fungerer allerede i dag som et nordisk marked. Inden for kort tid konverteres dette til et nyt nordisk marked med automatisk balancering.

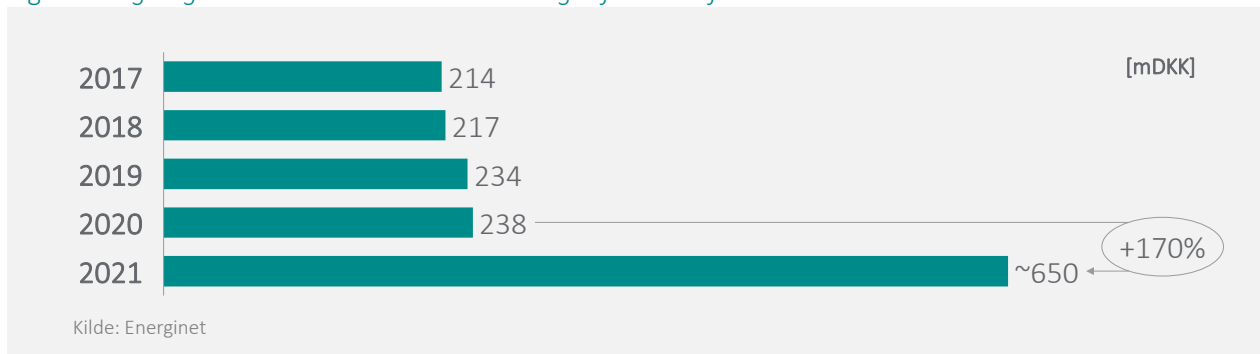
Vestdanmark (DK1) har haft dagsauktioner på mFRR kapacitetsmarkedet siden 2006 og Østdanmark (DK2) har haft 5-årige kontrakter indtil udgangen af 2020, hvor DK2 overgik til dagsauktioner (~240 MW) og månedsauktioner (~360 MW) til at dække N-1 behovet på 600 MW. Et år efter at DK2 overgik til dagsauktioner, har Energinet gennemgået mFRR markedet og situationen i DK2, hvor resultatet er dette diskussionspapir. Dette har medført konkretiseringen af 3 aspekter, der udfordrer mFRR situationen i DK2 og derfor giver anledning til mere dialog med aktørerne. 1) Højere daglige omkostninger ved havari eller revision på større nøglekapaciteter 2) Ingen tilstrømning af ny mFRR kapacitet siden 2019 3) Dele af den nuværende kapacitet ventes i fremtiden at udgå af markedet.

2.1 Lav likviditet i markedet giver økonomiske og forsyningssikkerhedsmæssige udfordringer

Omkostningerne til kapacitetsmarkedet i DK2 var i 2020 ~240 mDKK. I 2021 steg tallet til ~650 mDKK hvilket svarer til et tillæg i omkostninger alene på kapacitetsmarkedet på ~170 % på ét år. Som det også fremgår af figur 1, har de historiske omkostninger til mFRR reserver ligget stabilt under ~250 mDKK. En del af stigningen var forventet, da DK2 i januar overgik til et delt måneds- og dagsmarked fra de tidligere 5-årige kontrakter. Overgangen har gjort det muligt for kapaciteter med varierende tilgængelighed at deltage i markedet når muligheden har været der for den pågældende kapacitet. Den samme ændring i markedet har også medført øget konkurrence for de kapaciteter der har mFRR markedet som primær indtjeningskilde.

¹ N-1 står for største enkeltstående udfald. Dette kan være en udlandsforbindelse eller største produktionsenhed.

Figur 1: Stigning i mFRR reservationsomkostninger for DK2 i fra 2017-2021

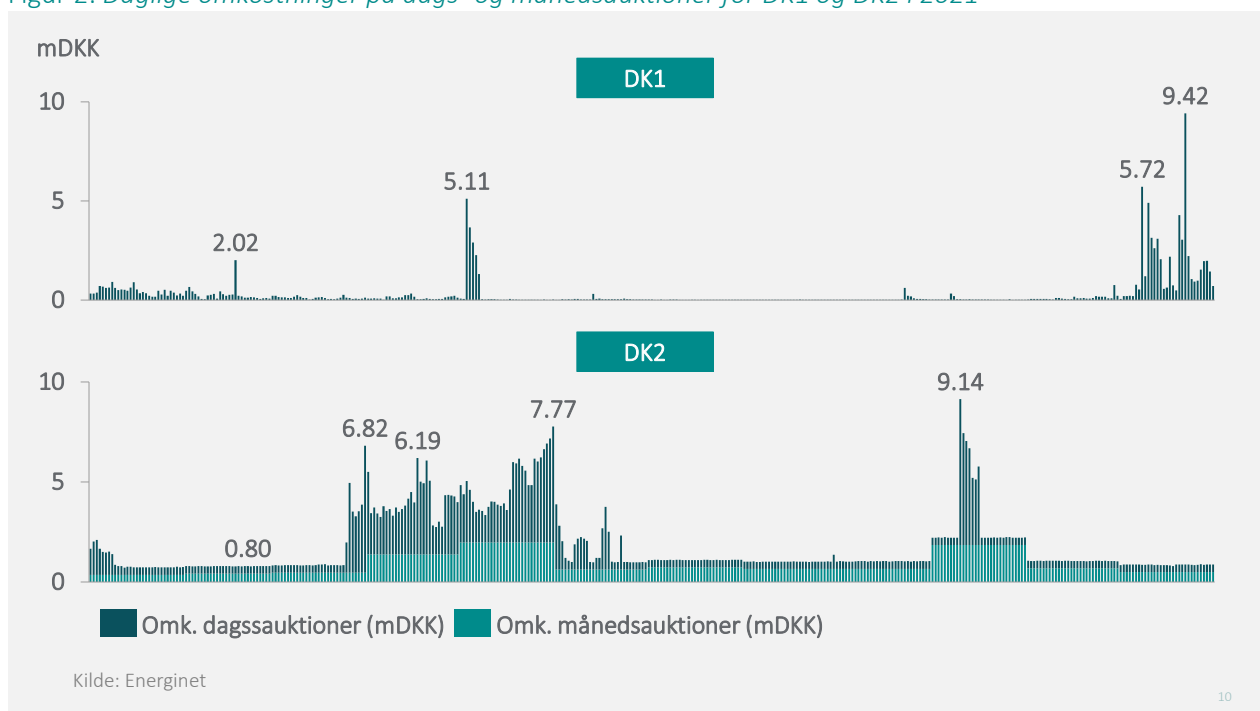


DK2 har i perioder hvor større nøglekapaciteter ikke har deltaget i markedet oplevet volatile og varierende priser. 2021 kan inddeles i to stadier som markedet har opereret i;

- **Stabilt stadie:** Alle større og dedikerede mFRR kapaciteter har været tilgængelige, og markedet cleares til en næsten stabil og fast pris.
- **Volatilt stadie:** Udfald eller revision gør at større kapacitet ikke kan melde ind med fuld kapacitet, og den øvrige kapacitet i markedet skal dække udfaldet. I disse perioder ses høje priser på op mod 10 gange de normale daglige omkostninger.

De høje udsving i priser som ses på figur 2, fungerer som god illustration for den udfordring Energinet står med; Et marked med lav likviditet, der i nogle tilfælde medfører høje priser, med risiko for at der ikke er reserver nok til at sikre forsyningsikkerheden. (Hvis markedet ikke har likviditet nok til at sikre de fornødne reserver i på alle tidspunkter af året, har dette en direkte indflydelse på forsyningsikkerheden i Danmark)

Figur 2: Daglige omkostninger på dags- og månedsauktioner for DK1 og DK2 i 2021



Hvordan spotprisen påvirker omkostningerne, er endnu usikkert da spotprisen kun har været høj i sidste del af året, hvor der kun har været én uge med høje clearings priser for markedet. At den højeste dagspris er sat i denne periode, kan dog vidne om, at en høj spotpris i perioder kan trække visse kapaciteter ud af markedet, fordi disse kapaciteter har mulighed for at deltage i day-ahead markedet som elproducerende enhed.

2.2 Der har ikke været tilmelding af ny mFRR kapacitet siden 2019

Lange kontrakter har tidligere været markedsopsætning i DK2. Det har medført at nogle aktører kun har kunnet deltage i markedet i perioder med erstatningsauktioner, og derved givet en usikker indtjening sammenlignet med de aktører der deltog i markedet via de lange kontrakter.

Markedet er dog blevet mere tilgængeligt for nye aktører, da Energinet januar 2021 startede et nyt markedsdesign for manuelle reserver (mFRR) i DK2 og skiftede fra lange 5-årige kontrakter til måneds- og dagsauktioner². Skiftet i markedsdesign skete på baggrund af europæiske reguleringer og konkurrenceretlige overvejelser, der sigter mod at skabe øget konkurrence og markedslivlighed ved at øge deltagelsen fra grønne energikilder som f.eks. vind og sol. Ved at dagsmarkedet kører dagen før drift døgnet har aktører mulighed for at vurdere deres egne produktions- eller forbrugsmuligheder, uden at binde sig i længere perioder.

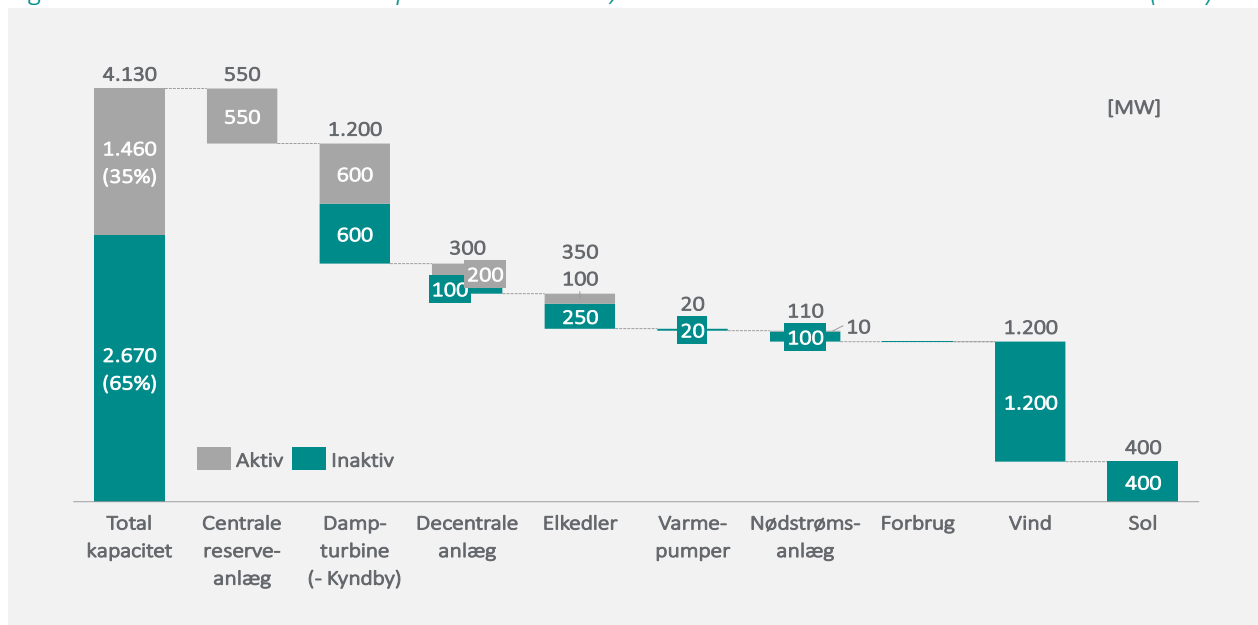
Går man teoretisk til værks og ser på Energistyrelsens teknologikatalog, fremgår det at én tilgængelig MW finansieret over 10 år bør have en omkostning omkring 320.000³ DKK/år. Det betyder at markedet ideelt set skulle have haft en udgift omkring 192 mDKK for at dække de 600 MW. Dette svarer overens med de tidligere års omkostninger. Hertil vil dog være ekstraomkostninger til; risikotillæg for usikker indtjening, behov for ekstra reservekapaciteter til at dække udfald af reserver, samt tillæg for alternative indtjening. Markedet har altså tilbudt generelt højere priser i 2021 end hvad teknologikataloget foreskriver, hvilket isoleret set burde have tiltrukket nye kapaciteter til markedet.

Ser man på mængden af installeret MW i DK2 viser Energinets analyser dog, at kapaciteten er til stede, men ikke deltager aktivt i markedet. Energinet ønsker at opnå en forståelse om eventuelle barrierer for ikke at deltage i markedet. Analysen ses på figur 3.

² dagsmarked på ~240MW og et månedsmarked på ~360 MW

³ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf side 386 for diesel generatorer 0.343mEUR investering med 8.800 EUR i årlige omkostninger

Figur 3: Den estimerede totale kapacitet i markedet, som vurderes at kunne levere mFRR reserver (DK2)

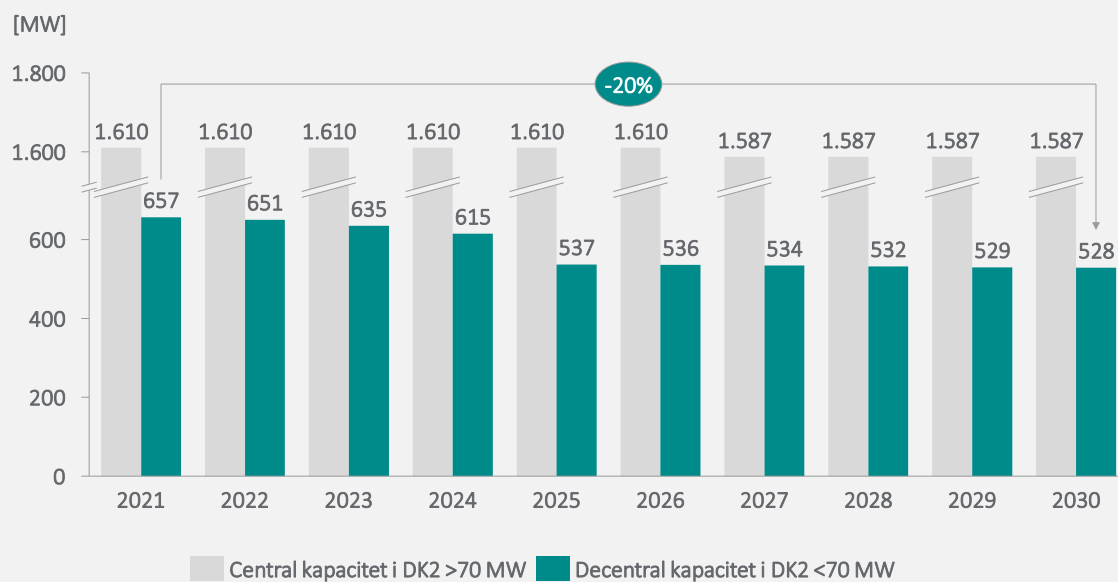


2.3 mFRR kapaciteten har været faldende siden 2018

I 2018 udgik grundbeløbet som støtte til de decentrale værker i Danmark. Udfasningen af grundbeløbet betyder at omkostningerne til anlæggene skal dækkes af anden indtjening for at undgå lukning. Samtidigt sker der en generel udfasning af fossile brændsler drevet eksempelvis af øgede miljøkrav, der yderligere besværliggør eksistensen for nogle værker. Energistyrelsens analyseforudsætninger⁴, viser som set på figur 4, at der som følge i fremtiden vil være en nedskrivning i kapaciteter på bl.a. centrale og decentrale værker. Denne fremskrivning ventes at gælde for både DK1 og DK2, og understreger blot behovet for nuværende og fremtidig mFRR kapacitet. Tallene i figuren er baseret på Energistyrelsens nuværende analyseforudsætninger og forskellige faktorer kan både fremskynde og sænke den illustrerede udvikling.

⁴ Opdateres hvert år baseret på en række antagelser og beslutninger, og er offentligt tilgængelig

Figur 4: Fremskrivningen af centrale og decentrale værker i DK2 frem mod 2030



Kilde: Energistyrelsens analyseforudsætninger 2021

Energinet ønsker at løse energiens trilemma bedst muligt ved sund konkurrence på et likvidt mFRR marked. Det kommende afsnit sætter derfor konteksten for fremtidige eksterne faktorer, der bør vurderes i sammenhold med Energinets initiativer, der kommer i det efterfølgende afsnit.



Kapitel 3. Markedsudvikling mod 2025

Energinet oplever, at mange aktører vurderer en høj risiko ved det fremtidige mFRR marked grundet den kommende overgang til nordiske kapacitetsmarkeder. Dels pga. forventningerne til øget konkurrence, dels pga. usikkerhed om planer og tiltag. Derfor vil Energinets forventninger til markedskobling og internationalisering præsenteres i det følgende.

Energinet ønsker en højere grad af internationalisering og markedskobling for at øge markedslikviditeten gennem international konkurrence. Dette for i videst muligt omfang at afhjælpe situationen beskrevet i kapitel 2, hvor markedet har været udfordret af periodevis lav likviditet. Samtidig ønsker Energinet dog at sikre den bedst mulige samfundsøkonomiske fordeling, herunder hensyntagen til et velfungerende og transparent lokalt marked. Derudover er Energinet pålagt af Electricity Balancing Guideline (EB-GL) at deltage i europæisk deling af balanceringsressourcer.

De følgende afsnit omhandler Nordic Balancing Model og andre initiativer ift. et kommende nordisk fællesmarked for mFRR kapacitet og indeholder *Energinets nuværende forventninger* til det overordnede markedsdesign. Disse forventninger er dog behæftet med stor usikkerhed, grundet især den regulatoriske kompleksitet ved indgåelse af internationale og nationale aftaler omkring markedskobling.

3.1 Nordic Balancing Model vil sikre likviditet fra udenlandske budzoner

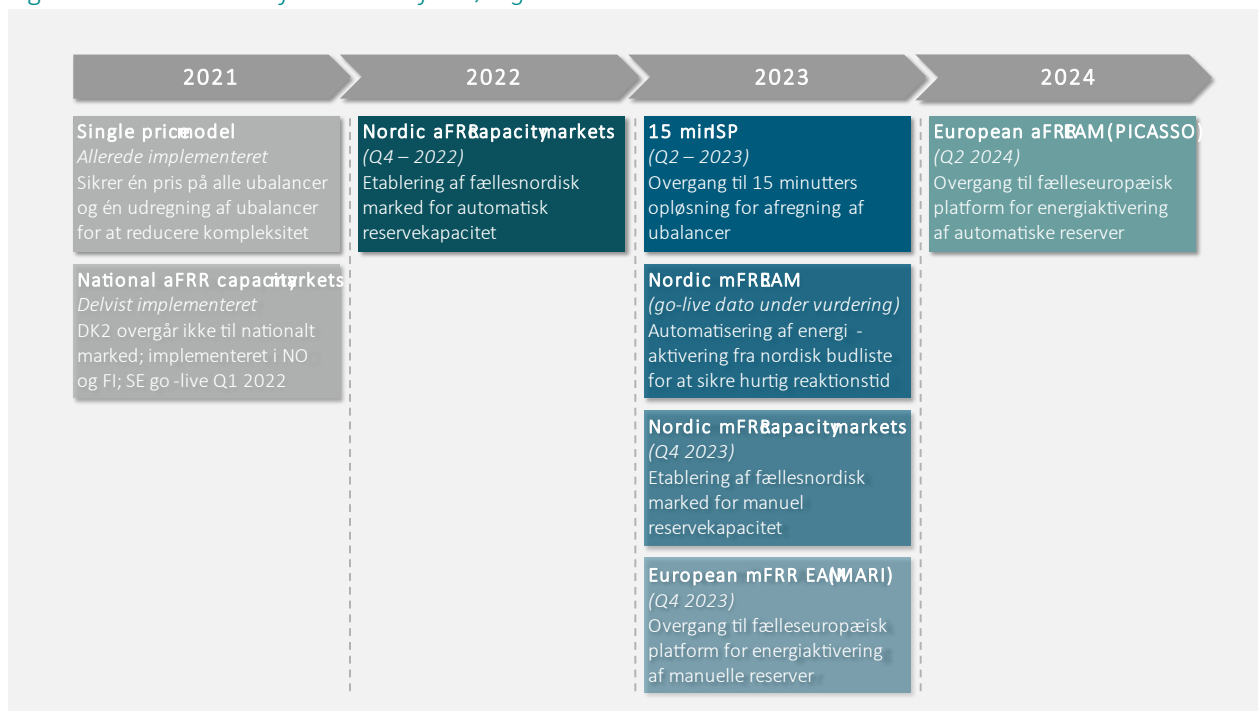
Den kortsigtede markeds kontekst vil i høj grad præges af implementeringen af *Nordic Balancing Model*⁵ (NBM). De nordiske TSO'er (Energinet, Svenska Kraftnät, Statnett og Fingrid) indgik i 2018 samarbejdet om NBM. NBM består af en række elementer, der har til formål at sikre et ensartet marked for energiaktivering og kapacitetsreserver samt klargøre energiaktiveringsmarkederne til migration til PICASSO og MARI⁶ i 2024. Det nordiske mFRR kapacitetsmarked er et delelement af NBM og forventes implementeret ultimo 2023⁷. Et lignende marked for aFRR kapacitet forventes implementeret ved udgangen af 2022. På figur 5 er planen for implementering af delelementerne af NBM illustreret.

⁵ <https://nordicbalancingmodel.net/>

⁶ MARI og Picasse er fremtidig Europæisk energiaktiveringsplatforme for mFRR og aFRR

⁷ Da implementeringen ventes færdiggjort ved udgangen af 2023, vil der i denne rapport refereres til at ændringerne træder i kraft fra 2024

Figur 5: Delelementer af NBM med foreløbige tidsestimater⁸



På en række punkter vil det nordiske marked afvige fra det nuværende lokale danske marked, hvilket vil have indvirkning på danske aktører. Disse punkter drejer sig om: 1) sikring af likviditet gennem international konkurrence, 2) øget behov for mFRR reserver i DK1 og DK2 samt 3) højere grad af automatiseret markedsdrift.

Det nordiske mFRR kapacitetsmarked vil muliggøre handel med reserver over udlandsforbindelser

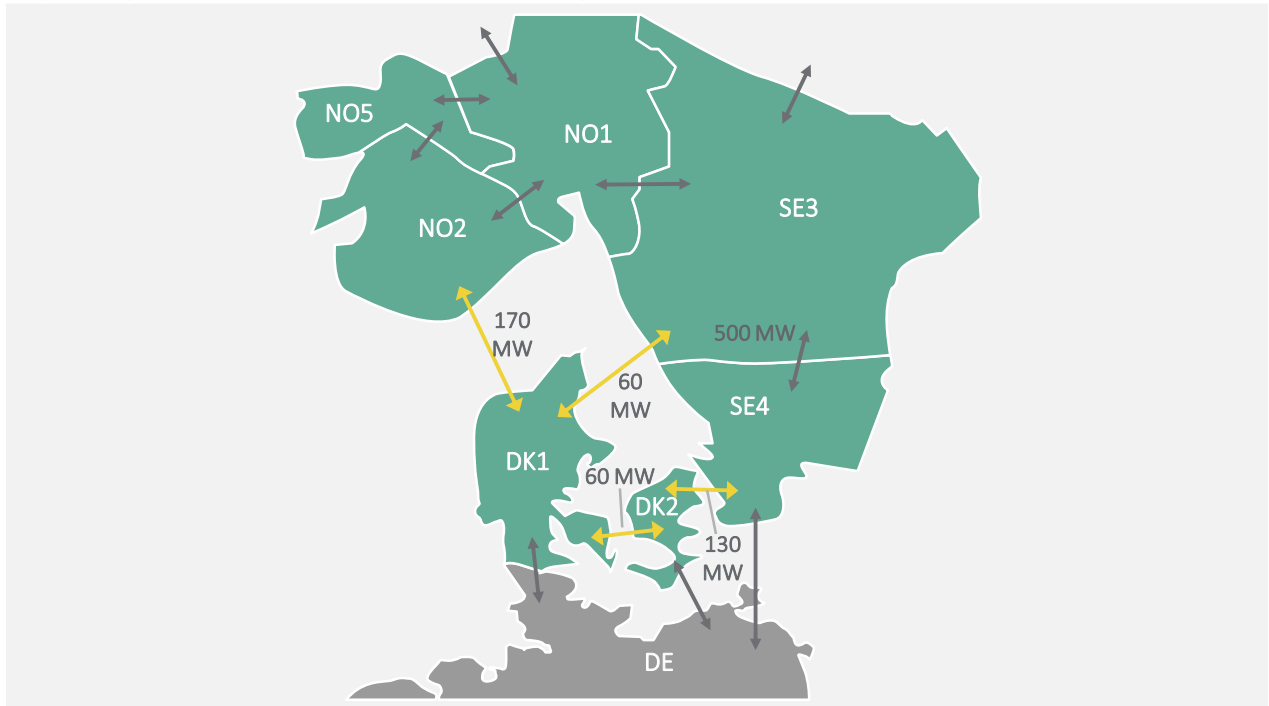
Det nordiske kapacitetsmarked vil øge markedets likviditet gennem konkurrence med aktører i andre budzoner – både andre budzoner inden for samme land og budzoner i andre lande. Dette dog kun i et begrænset omfang, da det kun er muligt at lave kabelreservationer på op til 10 % af kapaciteten mellem budzoner. Dette betyder, at der maksimalt kan importeres eller eksporteres reserver (både aFRR og mFRR) svarende til 10 % af kapaciteten mellem budzoner til den givne budzone. Kun på Øresundsforbindelsen mellem DK2 og SE4, bliver det muligt at udveksle både aFRR og mFRR, hvilket skyldes at DK1 ikke er en del af det nordiske synkronområde. Naturligt forventes aFRR at få prioritet over mFRR, da priserne som udgangspunkt er højere på aFRR.

I tilfælde af at der ikke kan skaffes reserver nok ved brug af 10 % reservation på udlandsforbindelser og lokale bud, vil det være muligt at reservere op til 20 % på udlandsforbindelser til at dække det resterende reservebehov. TSO'en er i dette scenarie dog forpligtet til at købe alle indmeldte lokale bud, førend den ekstra reserveringsmulighed på kablet benyttes.

⁸ <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/>

På figur 6 illustreres de danske udlandsforbindelser samt den mulige kapacitet, der kan reserveres (10 %). Det ses, at mængden af reserver, der kan importeres til danske budzoner fra udlandet maksimalt, kan være 290 MW i DK1 og 190 MW i DK2.

Figur 6: Illustration af mulig reservationskapacitet til aFRR og mFRR på danske udlandsforbindelser omfattet af det nordiske marked samt Storebæltsforbindelsen



En økonomisk vurdering sikrer afvejning af energitransmission og reservation af udlandsforbindelse

Førend der reserveres kapacitet på en udlandsforbindelse til reserver, vil der foreligge en økonomisk vurdering af, hvorvidt kabelkapaciteten skal bruges til energitransmission til day-ahead markedet eller reserveres til kapacitetsmarkedet. Grundlaget for den økonomiske vurdering er en sammenligning af spotprisdifferentialer for den enkelte time fra den foregående dag og reserveprisdifferentialer mellem de to budzoner, som forbindelsen forbinder. For at favorisere energitransmission over reservation, vil der desuden lægges et premium på mellem 0,1 og 1 EUR til spotprisdifferentialer⁹. Hvis reserveprisdifferentialer overstiger spotprisdifferentialer plus premium, vil der reserveres op til 10 % af kapaciteten på udlandsforbindelsen. Er spotprisdifferentialer plus premium derimod højere, vil der ikke reserveres kapacitet på udlandsforbindelsen, og behovet vil i stedet skulle dækkes af lokal kapacitet.

For at illustrere import/eksportmekanismen, opstilles der på figur 7 et eksempel til illustration af reserveeksport fra DK2 til SE4. Her illustreres det, hvordan den økonomiske vurdering kommer før, en reservation af kabelkapacitet til reserveindkøb kan foreligge. Optimeringsprocessen der minimerer de totale omkostninger til reserver i hele det nordiske system varetages af en algoritme, der optimerer

⁹ Hvis det realiserede spotprisdifferentialer over længere tid overstiger gårsdagens differentialer plus premium, vil det tillagte premium kunne hæves op til 5 EUR.

systemet baseret på de indsendte bud fra aktører under betingelse af den mulige reservation på udlandsforbindelser.

Figur 7: Eksempel på proces for minimering af økonomiske omkostninger



Ændrede dimensioneringskrav vil øge reservebehovet i DK2

Dimensioneringskravene for mFRR reserver ændres ved overgangen til det nordiske kapacitetsmarked. Der indkøbes i dag 300 MW mFRR i DK1 og 600 MW i DK2. I fremtiden vil reservebehovet i DK1 være det maksimale af N-1 og et muligt tillæg for ubalancer¹⁰. I DK2 vil dimensioneringskravet derimod være summen af N-1 og X %-fraktilen¹¹ for ubalancer, hvorfor reservebehovet vil stige ved overgang til det nordiske fællesmarked.

Foreløbige beregninger indikerer, at stigningen i det gennemsnitlige reservebehov er i størrelsesordenen 200-300 MW for DK2, med store udsving afhængigt af den forventede VE-produktion den givne dag. Stigningen i reservebehovet vil efterfølgende stige i takt med udbygningen af VE-kapacitet. Disse beregninger er dog behæftet med betydelig usikkerhed, grundet usikkerhed om fremtidig installation af VE-kapacitet. Energinet forventer, at behovet i fremtiden vil fastsættes dynamisk på daglig basis, dog med et minimum indkøb til at dække den nuværende N-1 hændelse på 600 MW.

En anden faktor, der kan føre til væsentlige ændringer i reservebehovet er den kommende etablering af energigør, hvor der lige nu er planlagt tilslutning i både DK1 og DK2. Analyser af dette er endnu ikke afsluttet.

¹⁰ En betydelig andel af ubalancerne drives af VE-kilder

¹¹ Endnu ikke fastlagt, forventeligt 95 %- eller 99 %-fraktilen

Et fælles nordisk marked vil sikre ensartet og transparent markedsdrift på tværs af Norden

Driften af det nordiske kapacitetsmarked kommer til at ligge hos en Common Service Provider (CSP), der fysisk vil sidde hos Stattnet. Det vil være CSP'en, som håndterer buddene fra aktører i alle budzoner, og drifter algoritmen, der clearer markedet. Selve clearingsprocessen er påtænkt at fungere så automatisk som muligt, således at processen er transparent og ensartet. Ydermere vil de lokale TSO'er blive understøttet af automatiserede løsninger, hvilket vil medføre ensartet og transparent drift på tværs af de nordiske lande. Der vil dog fortsat være en national fallback løsning i tilfælde af at den nordiske proces fejler.

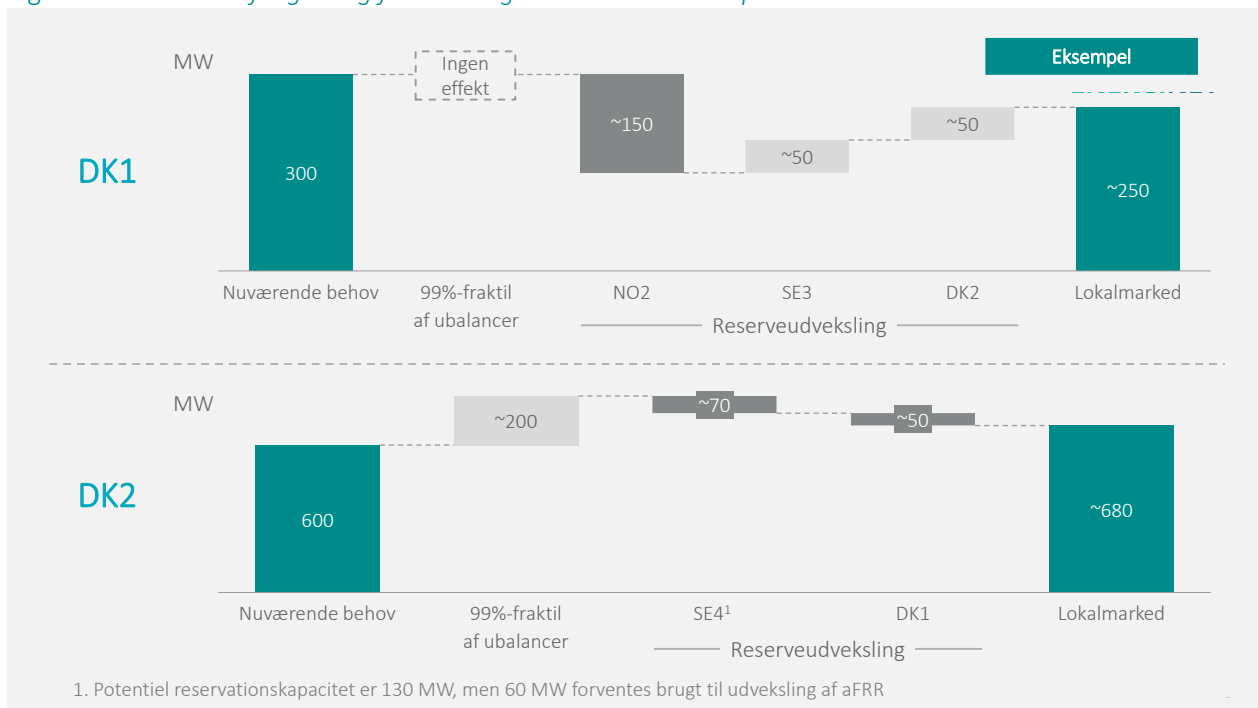
3.2 Det er Energinets vurdering, at der er behov for lokal dansk likviditet

Energinet vurderer, at der i høj grad er behov for lokal dansk reservekapacitet, hvilket ønskes indkøbt på et sundt og likvidt marked. Dette skyldes, at det grundlæggende ikke er muligt at dække det stigende reservebehov gennem import af udenlandske reserver fra de andre nordiske lande. Derudover er det ikke sikkert, at der *altid* vil importeres udenlandske reserver. Dette skyldes, at kabelkapaciteterne vil bruges til energitransmission, og at priserne på udenlandske reserver vil være højere end lokale danske reserver på nogle tidspunkter.

På figur 8 er et realistisk, men tænkt, scenarie opstillet for DK1 og DK2, der tager højde for stigningen i reservebehovet i DK2 samt import og eksport af reserver. Eksemplet er et statisk billede af lokalmarkedets størrelse for én time, hvor reserver importeres fra NO2 og SE4, og eksporteres til SE3 og DK2, mens der eksporteres reserver fra DK1 til DK2. Derudover er mFRR behovet i DK2 hævet grundet dækning af ubalancer. Den resulterende bar til højre på figuren er størrelsen af lokalmarkedet i danske budzoner.

Det er Energinets vurdering, at lokalmarkedet vil have en størrelse, som kan opretholde meget af den nuværende kapacitet i markedet, hvorfor denne ønskes bevaret. Dette skyldes, at det ikke er muligt at dække det totale reservebehov gennem kabelreservationer under det nordiske marked, og at det fra et forsyningssikkerhedsmæssigt synspunkt ikke er ønskværdigt at bero sig fuldt ud på udenlandsk reservekapacitet.

Figur 8: Illustration af logik bag forventning om lokalt dansk kapacitetsmarked



Den præcise størrelse af markedet over et år i DK1 og DK2 er svært præcist at estimere, da flere faktorer vil være varierende over et fuldt driftsår. Specielt tre faktorer er afgørende for størrelsen af det lokale marked en given dag: 1) forventede ubalancer, 2) spotprisdifferentialet fra dagen før og 3) reservepriserne i omkringliggende budzoner. En beskrivelse af disse faktorer er præsenteret på figur 9.

Figur 9: Faktorer der påvirker størrelsen af det lokale mFRR marked

Faktor	Beskrivelse
Forventede ubalancer	De forventede ubalancer definerer reservebehovet sammen med N-1 som beskrevet i afsnit 3.1. ubalancerne vil variere fra dag til dag som følge af prognosernes muligheder for at forudse forskellige niveauer af VE-produktion. Ydermere vil løbende installation af mere VE-kapacitet forøge de forventede ubalancer.
Gårsdagens spotprisdifferentiale	Spotprisdifferentialet fra dagen før definerer, sammen med reserveprisdifferentialet, hvorvidt kabelkapacitet reserveres over en given udlandsforbindelse som skrevet i afsnit 3.1. Er spotprisdifferentialet fra dagen før omkring 0 EUR, vil der oftere reserveres kabelkapacitet, og der vil importeres eller eksporteres reserver. Spotprisdifferentialet mellem budzoner vil naturligt variere over året grundet forskydninger i udbud og efterspørgsel.
Reservepriser i omkringliggende budzoner	Reservepriserne i omkringliggende budzoner definerer, hvorvidt der im- eller eksporteres reserver, og dermed om det lokale marked bliver større eller mindre. Hvis reservepriserne for eksempel er lavere i DK2 end i SE4, vil indkøbet af reserver i DK2 hæves. Reservepriserne varierer naturligt over året som følge af tilgængeligheden af forskellige enheder og deres alternativomkostninger.

3.3 Energinet forventer mere markedskobling – både nationalt og internationalt

Energinet arbejder mod at sikre mere internationale og koblede markeder for at øge likviditet og forsyningssikkerhed i danske budzoner. Dette implementeres under hensyntagen til det lokale marked, som man ønsker at fastholde.

Ambitionen består af to hovedelementer: Reserveudveksling, hvor kapacitet på en forbindelse reserveres (som beskrevet i afsnit 3.1) og reservedeling, hvor transmissionsretningen muliggør sænkning af indkøbet i en given budzone.

Ift. reserveudveksling implicerer det nordiske samarbejde, som er beskrevet i afsnit 3.1, 10 % reserveudveksling over udlandsforbindelser. Dette vil bidrage til likviditeten i danske budzoner, og i nogen grad sikre reserver i perioder med knappe reserver i danske budzoner. Energinet forventer at kunne implementere muligheden for 10 % reservation over Storebælt Q2 2023, under forudsætning af at metoden for flow-based beregninger er fastlagt og godkendt.

Ift. reservedeling arbejder Energinet på at implementere en mere dynamisk reservedelingsaftale mellem DK1 og DK2, der tager højde for retningen af energitransmission over forbindelsen. Den reviderede reservedelingsaftale vil nedsætte indkøbet i DK1 eller DK2 afhængigt af forventningen retningen på energitransmissionen og derfor variere over tid. Hvis flowet går fra DK1 til DK2, vil indkøbet i DK1 sænkes, og omvendt hvis flowet går fra DK2 til DK1. I dag er reservedelingsaftalen statisk og har permanent nedsat indkøbet i DK1 grundet retningen på energitransmission historisk har været fra DK1 til DK2. Dette billede er dog gradvist ændret, hvilket muliggør en dynamisk reservedelingsaftale.

Derudover arbejder Energinet på at løse, hvorledes forsyningssikkerhed sikres i tilfælde af situationer med reserveknaphed. Det er vigtigt at understrege, at dette hovedsageligt er relateret til exceptionelle situationer; primært når Kyndby- og Avedøreværkerne i DK2 ikke er tilgængelige. I disse ekstreme situationer ønsker Energinet et råderum for at hæve reservationen på Storebæltsforbindelsen og dermed muliggøre indkøb af yderligere MW fra DK1. Dermed udnyttes den relativt høje likviditet i DK1 til at dække en utilstrækkelighedssituation i DK2 og højne forsyningssikkerheden. Ved en tilstrækkelig likviditet i DK2 forventes værktøjet ikke at skulle tages i brug.

3.4 Opsummering: Energinets forventninger til markedsdesignet i 2025

I ovenstående afsnit er Energinets forventninger til markedsdesignet i 2025 præsenteret. Som skrevet i indledningen til dette kapitel, er forventningerne dog behæftede med usikkerhed grundet den regulatoriske kontekst som det igangværende arbejde befinder sig i. På figur 10 er de vigtigste elementer af Energinets forventninger præsenteret.

Det er Energinets forventning, at man overgår til det fællesnordiske kapacitetsmarked i Q4 2023 som beskrevet i den nuværende plan præsenteret i afsnit 3.1. Det anerkendes dog, at arbejdet med at implementere et nordisk marked på tværs af fire TSO'er er implementeringsmæssigt komplekst, hvorfor den endelige implementering kan forsinkes grunde uforudsete omstændigheder.

Figur 10: Nøgleelementer i et nordisk mFFR markedsdesign og beskrivelse af mest sandsynlige udfald

Delelementer i markedsdesign	Energinets nuværende forventning
Mulig reservationsgrad	Det ventes, at 10 % reservation af kabler mellem budzoner bliver mulig med op til 20 % i tilfælde af lokal reserveknaphed. Dette ventes allerede implementeret over Storebæltsforbindelsen i Q2 2023.
Reservedeling	Energinet forventer, at den nuværende reservedelingsaftale mellem DK1 og DK2 revideres, således at forventningen til retningen af energitransmission over kablet bliver udslagsgivende for, hvor indkøbet hæves og sænkes.
Dimensioneringskrav	Det ventes, at dimensioneringskravet i DK2 bliver summen N-1 og af 95 %-/99 %-fraktilen for ubalancer og N-1.



Kapitel 4.

Energinets forslag til at stimulere likviditet i mFRR markedet nu og i fremtiden

Udarbejdelsen af denne analyse har givet anledning til nedenstående liste af forslag, som har til formål at bevare nuværende, og aktivere ny kapacitet i markedet for manuelle reserver i DK2. Forslagene forventes dog også at have positivt effekt på kapacitetsmarkedet i DK1, samt potentielt andre dele af Energinets systemydelsesmarkeder som f.eks. aFRR ved bedre indmeldingsmuligheder for forbrugskapaciteter. Foruden at bevare den nuværende kapacitet skal forslagene også sikre, at kapacitetsmarkederne kan overgå til bæredygtig kapacitet i fremtiden. Eksempelvis ved at gøre det nemmere for forbrugsenheder at indgå som reserver.

6 initiativer fra Energinet skal stimulere lokal mFRR likviditet

- 1. Avancerede budformer:** Afhængigt af aktørrespons overvejer Energinet at introducere avancerede bud, der muliggør produktions- og forbrugskapaciteter der fx er bundet til andre primærformål. Det nuværende dagsmarked består af 24 individuelle auktioner (én for hver time), der bliver afgjort uafhængigt af hinanden. Hvis det viser sig at avancerede bud har interesse vil Energinet inddrage dette i arbejdet og udviklingen af det nordiske mFRR kapacitets- og aktiveringsmarked. Avancerede budformer omhandler bl.a. blokbud og linkede bud:
Blokbud: Hvor en minimumsreservation på fx 4 timer kan meldes ind for at fordele eventuelle tilgængelighedsomkostninger. Blokbud skal sikre at aktører med høje opstartsomkostninger kan sikre sig sammenhængende reservationstimer og derved sikre sin indtjening og derved kunne reducere sin reservationspris, og øge sin konkurrenceevne.
Linkede bud: En maksimal aktiveringsperiode, for at tilsikre mFRR reserver fortsat kan levere på eventuelle andre primærformål. Eksempelvis vil en varmeproducerende enhed være tilgængelig i 24 timer, men kun kunne aktiveres i en kortere periode for ikke at risikere underproduktion af varme. I dag skal en kapacitet kunne aktiveres i alle de timer de er reserverede, hvilket er ses som en udfordring for aktører fx med andre primærformål.
- 2. Sektorkobling mellem el og varme:** Energinet ønsker at indgå i dialog omkring at forøge mulighederne for varmeproducerende værker at kunne deltage i mFRR markedet. Det kan være ved at mere fleksibel varmeproduktion ved bedre udnyttelse eller udvidelse af akkumuleringstanke, eller kigge ind i nuværende varmebindinger for affaldsværker. Samarbejdet og mulighederne vil i høj grad afhænge af de løsninger varmelast og andre aktører ser mest givende for både varme- og kapacitetsmarkederne. Et eksempel er at ved udgangen af den daglige varmeauktion estimerer der, at der er 2-300 MW i overskydende kapacitet i hovedstadsområdet, hvoraf dele potentielt ville kunne indgå i mFRR markedet.
- 3. Fleksibilitet som tilkoblingskrav:** Energinet vil afsøge muligheden for at indføre krav om fleksible produktionsmuligheder (prækvalificering til at levere systemydelser) og dermed mulighed for at levere reserver for store varmepumper. Muligheden for dette skal afsøges sammen med relevante myndigheder (fx Energistyrelsen), der administrerer offentlige puljer til opsætning af varmepumper. Dette kan fx være et krav for at få adgang til statslige støttepuljer.

Energinet ønsker med dette at sikre, at alle fremtidige store varmepumper kommer til at kunne producere fleksibelt og dermed har mulighed for at levere mFRR reserver.

4. **Fleksibilitetens grønne værdi:** Energinet arbejder med beregningsmetoder og opgørelser, der kan anvendes i virksomheders kommunikation omkring den grønne værdi i at stille sin fleksibilitet til rådighed for balancering af elsystemet.
5. **Uafhængige aggregatorer:** Implementering af ny rolle på elmarkedet, som kan spille ind på kapacitetsmarkederne (og andre markeder fx day-ahead) ved at samle mange små enheder til en portefølje. En uafhængig aggregator er hverken elleverandør eller balanceansvarlig, men optimerer blot driften af fleksibel forbrugskapacitet. Disse aktører har typisk kernekompetencer inden for IT og automatisering, og kan drifte en yderst distribueret portefølje af mange små enheder økonomisk effektivt. Enheder der forventes aktiveret af uafhængige aggregatorer er for eksempel små (individuelle) varmepumper, elbiler samt forbrug fra serviceerhverv.
6. **Reserve- og nød anlæg mm.:** Energinet ønsker at øge mulighederne for reserveanlæg som fx nødstrømsanlæg at agere mFRR reserver. Ved at indgå i dialog omkring stigende miljøkrav i en differentiering mellem fuld last timer og rådighed for fx kapacitetsmarkedet. Her påtænkes særligt at indgå i dialog med forsyningstilsynet og Energistyrelsen om hvorvidt kapaciteter der forurener ved energiaktivering, kan agere forsyningssikkerheds reserve som led i den grønne omstilling. Dette initiativ kan også ses i sammenhæng med initiativet om fleksibilitetens grønne værdi.

Ny metode muliggør indmelding af VE som mFRR reserve

I forlængelse af ovenstående liste, godkendte Forsyningstilsynet i december 2021 en ny metode der muliggør VE ressourcer som sol- og vindenergi at deltage som mFRR- og andre reserver. Metoden er nu implementeret. Energinet vil indgå i dialog med potentielle nye aktører i markedet og derudover monitorere den løbende tilgang af ny kapacitet. Tidligere har det været en nødvendighed for disse typer reserver at have en tilsvarende backup reserve til at dække risikoen for upræcise prognoser. Dette er nu ikke længere en nødvendighed og skal således forbedre investeringsklimaet for VE ressourcer.

Fortsat behov for nationale reserver i Danmark

Der er krav om, at en delmængde af disse reserver skal kunne tilvejebringes nationalt uanset, at kommende internationale markedskoblinger og mulighed for reservedeling vil give Energinet adgang til internationale ressourcer. Det er derfor nødvendigt for Energinet at skabe et balanceret markedsdesign, hvor der forsat er incitament for danske aktører til at deltage i kapacitetsmarkedet, til trods for forventning om øget international konkurrence fra fx norsk vandkraft i de kommende år. Derfor ønsker Energinet dialog vedrørende ovenstående forslag, for dels at forstå om det vil give den ønskede effekt i form af øget likviditet i markedet, samt om der er andre forslag der bør undersøges.

Hvis ikke det er muligt for Energinet at sikre et lokalt likvidt marked, må Energinet søge mod større markedskobling for enten at sænke mFRR behovet eller kunne indkøbe reserver udenfor DK2 priszonen.



Kapitel 5. Perspektiv på fremtidig udvikling

Energinet har en forventning om, at den fremtidige udvikling på kapacitetsmarkederne i høj grad vil præges af den grønne omstilling. Dette skyldes, at den grønne omstilling medfører installation af store mængder VE-kilder i energimikset samt åbner op for nye aktørtyper på mFRR markedet i form af fleksible produktions- og forbrugsenheder. Energinet ønsker at præsentere sine forventninger til aktørerne af flere årsager. For det første for at aktører kan give inputs til fremtidige handlinger og initiativer og korrigere Energinets forventninger. For det andet for at aktørerne kan bruge Energinets overvejelser i forhold til fremtidige strategiske overvejelser omkring udnyttelse af nuværende og ny kapacitet.

5.1 En acceleration af installation af VE-kilder forventes

Store mængder VE-kilder (sol- og vindenergi) forventes installeret i fremtiden. Dette vil både forøge reservebehovet i danske budzoner samt reservekapaciteten. Angående reservebehovet vil behovet i DK2 i særdeleshed øges, da dimensioneringskravet i fremtiden også baseres på mængden af ubalancer. VE-kilder vil desuden kunne agere som reservekapacitet med varierende priser afhængigt af deres alternative indtjeningsmuligheder i fx day-ahead markedet. Derfor vil en stigning i mængden af VE-kilder både forøge behovet for reserver, men også tilføje likviditet til markedet.

Niveauet for fremtidig installeret VE-kapacitet er svært at forudsige, hvorfor udfaldsrummet for det er stort. For nuværende forventes der ~15 GW havvind, ~7GW landvind og ~13 GW solenergi inden 2040 jf. Energistyrelsens Analyseforudsætninger (EAF). Mængden af VE, der er nødvendig for at opnå klimaambitionerne i Paris-aftalen er dog noget højere, og blot omstilling af den danske industri og tunge transport estimeres at kræve 15 GW havvind¹². Derfor forventes det, at det reelle niveau for installeret VE-kapacitet kraftigt stiger i fremtiden grundet for eksempel politiske beslutninger omkring flere havvindmølleparker.

Dette illustreres også i ENTSO-Es opstillede scenarier for 2035¹³, der arbejder med bredt udfaldsrum for mængden af VE-kapacitet drevet af politisk villighed til at opfylde klimaambitioner. Fælles for scenarierne er dog, at der forventes en stor stigning i den installerede kapacitet for at overholde ambitionerne i Paris-aftalen.

5.2 Vækst i fleksibelt forbrug gennem teknologier såsom Power-to-X og demand-response

I fremtiden forventes store mængder fleksibelt forbrug at entrere kapacitetsmarkederne. Både storskalaforbrug som Power-to-X-anlæg (PtX), store varmepumper i fjernvarmen og industrien samt decentralt fleksibelt forbrug som ladestandere, individuelle varmepumper og industriel demand-response. Fælles for disse enheder er, at de forventes at agere dynamisk på markedet og kun være til stede i en delmængde af tiden grundet afhængigheder til deres primære formål. Når enhederne kører (producerer hydrogen, varme eller lader elbiler), forventes de at kunne levere systemydelser til en relativt lav pris.

¹² State of Green (2021), „Wind Energy Driving the Global Market“

¹³ ENTSO-E (2020), TYNDP 2020 Scenario Report

To nøglespørgsmål omhandlende fleksibelt forbrug som mFRR reserve er behæftet med stor usikkerhed: Hvor stor installeret kapacitet af fleksible forbrugstyper der kommer, og i hvor høj grad denne kapacitet kommer til at spille ind på kapacitetsmarkederne, her også aFRR.

I forhold til, hvor stor kapacitet der kommer, forventes der ifølge Energistyrelsens Analyseforudsætninger (EAF) ~600 og ~400 MW PtX-kapacitet installeret i henholdsvis DK1 og DK2 i 2030 samt ~550 og ~350 MW installeret effekt store varmepumper henholdsvis i DK1 og DK2 i 2030. Historisk har det dog vist sig svært at forudse den fremtidige installerede effekt, hvorfor disse tal er behæftet med betydelig usikkerhed. For at understrege hvor stor usikkerhed der kan være omkring prognoserne for fremtidig installeret kapacitet, har regeringen et mål omkring 4-6 GW installeret PtX-kapacitet i 2030.

Det er usikkert, hvorvidt at al nyinstalleret PtX-kapacitet kommer til at byde ind i mFRR markedet med det samme. Det forventes, at de første PtX-anlæg i høj grad vil have primær fokus på produktionsoptimering af brintmolekyler og dermed blot have systemydelse som sekundært eller tertiært fokus. Desuden kan fleksibilitet være en udfordring, hvis anlæggene har bindingskrav til produktion af brint eller fjernvarme ift. den producerede overskudsvarme. På længere sigt er det dog Energinets klare forventning, at PtX-anlæg kommer til at være en signifikant spiller på kapacitetsmarkederne.



Kapitel 6.

Opsummering samt oplæg til input og diskussion

Det er Energinets opgave at balancere de tre elementer i energiens trilemma: Forsyningssikkerhed, grøn omstilling og samfundsøkonomi. I 2021 blev det samfundsøkonomiske parameter sat under pres på grund af lav likviditet i kapacitetsmarkederne, hvilket medførte høje balanceringsomkostninger.

På kort og mellemlangt sigt ønsker Energinet at løse likviditetsudfordringen gennem øget internationalisering og markedskobling på kapacitetsmarkederne. Det forventes dog, at dette ikke er nok, hvorfor Energinet ønsker at stimulere det eksisterende markedsgrundlag for at sikre at eksisterende kapacitet bliver på markedet og at ny kapacitet kommer til.

På lang sigt forventes et marked, der i høj grad præges af den grønne omstilling, hvor VE-kilder, PtX og andet fleksibelt forbrug spiller en central rolle. Udfordringen i denne forbindelse er at sikre, at overgangen mod dette langsigtede mål under hensyntagen til nuværende markedsforhold og kapaciteter.

Det er i dette lys, at Energinet ønsker aktørernes inputs og sparring på forventninger og handlingsrum. Dette ift. hvordan likviditetsudfordringerne kan løses på kort sigt, og hvordan overgangen til et marked domineret af mere grønne aktører kan sikres bedst muligt.

Til at starte dialogen omkring dette, har Energinet udfærdiget en række konkrete spørgsmål:

1. Hvilke årsager ser I som aktører, til at der ikke er kommet mere likviditet til auktioner givet markedsforholdene med periodevis attraktive priser?
2. Med udgangspunkt i Energinets forventninger til den kortsigtede markeds kontekst (herunder NBM) – hvordan ser I muligheden for at sikre et sundt og likvidt marked?
3. Hvordan sikrer Energinet den ønskede effekt af de enkelte 6 forslag præsenteret i kapitel 4?
4. Hvad er mulighederne for at sikre at mFRR ressourcer kan være grønne, og hvordan sikrer vi en fungerende overgang uden perioder med reserveknaphed?
5. Hvilke andre initiativer kunne Energinet overveje ifm. at stimulere markedet med henblik på at øge likviditeten i mFRR markedet?

Næste skridt

Energinet vil over de kommende måneder lægge op til dialog med henblik på at berige igangværende arbejde. Foruden indsamling af aktørinputs vil Energinets arbejde videre med de opstillede forslag i kapitel 4, hvor de individuelle hovedaktiviteter ser ud som følger:

Initiativ	Nøgle aktiviteter for 2022/2023
Avancerede budformer	• Gennemgang og udarbejdelse af avancerede budformer, der gennem aktørdialog skal fastlægge de mest oplagte budformer og deres specifikationer • Udarbejdelse og indmeldelse af metodebeskrivelse til Forsyningstilsynet • Udvikling af systemer, der kan tage højde for ny clearingmekanisme på auktioner, herunder samarbejde med udvalgte samarbejdsaktører for at minimere risici • Endelig implementering af nye budformer samt udmelding af nye budformer til markedet og aktører der har
Sektorkobling mellem el og varme	I 2021 startede en initial dialog med varmelast om at kvantificere mulighederne for indmeldelse, samt hvilke potentielle ændringer og barrierer der måtte være for at muliggøre større værker i hovedstadsområdet at melde ind.
Fleksibilitet som tilkoblingskrav	• Specificering af konkrete tilslutningskriterier fx: Wi-Fi-tilkobling (fjernstyring), reaktionstider under 15 minutter og lav slitage ved opstart og afkobling • Indgå i dialog med myndigheder om at få tilslutningskriterier indskrevet i kravsspecifikationer og udbudsbetingelser for fx energieffektiviseringspuljer • Inkorporér eventuelle ændringer fra myndigheder og spar med kendte potentielle aktører, der står over for snarlige kapacitetsinvesteringer
Fleksibilitetens grønne værdi	• Fastlæggelse af model for implementering af grønne systemydelser ud af foreløbige alternativer herunder beregningsmodel for kvantificering af bidrag til grøn omstilling • Systemopsætning til at måle de individuelle aktørers bidrag til grønne systemydelser • Kommunikation af endelig model til markedet og idriftsættelse af initiativet
Uafhængige aggregatorer	• Implementering af model for uafhængige aggregatorer i detailmarkedet og Datahub 3.0¹⁴ • Indgå i dialog med potentielle uafhængige aggregatorer (arbejde er i gang – en række kandidater er allerede klar til at entrere markedet) • Metodegodkendelse fra Forsyningstilsynet der tillader mindre forbrugskilder at agere som en sammenhængende forbrugskilde • Opsøgende arbejde omkring muligheder for fleksibelt forbrug gennem uafhængige aggregatorer – fx ved rejsehold. Herudover prækvalificering og produktdesign i samarbejde mellem Systemværdi og Regulering og Systemydelser
Reserve- og nød anlæg mm.:	Dialog med ejere af fx nødstrømsanlæg for at vurdere miljøkrav og udarbejde handlingsplan og forslag til ændringer
VE som mFRR ressource	Som tidligere nævnt godkendte Forsyningstilsynet den nye metode. Derfor er primærarbejdet for Energinet at følge op på aktører og deres indmelding samt at forstå evt. kalibreringer af metode og opsætning

¹⁴ DataHub-plattformen er et værktøj, som skal servicere elmarkedet som helhed og dets aktører. Hvor udviklingen af DataHub 3.0 er vil være seneste løsning til markedet - <https://energinet.dk/El/DataHub/Samarbejdet-omkring-DataHub>

