



ENERGINET
Systemansvar

SCENARIERAPPORT 2022 – 2032

Forventninger til fremtidens Systemydelser



LÆSEVEJLEDNING

Scenarierapporten 2022-2032 samler for første gang fremtidens forventninger for Systemydelse i én samlet rapport.

Rapporten introducerer markedsgørelse af systemydelse, og efterfølgende diverse emner, som alle sammen er med til at ændre balancemarkedet de kommende år.

Rapporten er baseret på nuværende forudsætninger, lovgivning, og klimamål. Der diskrimineres ikke ud fra et teknologisk- eller markedsbestemt perspektiv.

UDVIKLINGEN I SYSTEMYDELSER

HVORDAN BALANCERES ELSYSTEMET? S. 5

TIDSLINJE S. 6

FORUDSÆTNINGER S. 7

REGULERKRAFTMARKEDET S. 8

MODHANDEL S. 9

RESERVEMARKEDERNE:
STATUS 2021/2022 OG PROGNOSE S. 10

EUROPÆISK OG NORDISK PERSPEKTIVERING

Energinet præsenterer, hvad der sker på nordisk- og europæisk niveau, og som bidrager til ændringer i det fremtidige balancemarked.

S. 26

LANGSIGTET MARKEDSUDVIKLING

Energinet præsenterer forskellige emner som Energinet arbejder på i øjeblikket, og dermed den retning, som Energinet forventer at markedsudviklingen for systemydelser vil pege i frem mod 2032.

S. 31

AKTØRERNE I FREMTIDENS BALANCEMARKED

Få et indblik i, hvilken rolle eksisterende- og nye markedsaktører spiller i fremtidens elsystem, og hvordan aktørerne dermed kan være med til at sikre balancen i fremtidens elsystem.

S. 36

BUDSKAB

Budskabet med denne rapport er at kommunikere udviklingen i systemydelsesmarkedet på baggrund af nuværende forudsætninger for at sikre transparens i kommunikationen ud til eksisterende og kommende markedsaktører. Dette på trods af en i øjeblikket "kaotisk" og omskiftelig verdenssituation.

Første udgave af Scenarierapporten udkommer 1. november 2022, samtidig med Behovsvurderingen 2023. Det er formålet at disse kan læses sammen og uafhængigt af hinanden.

INTRODUKTION

Sjældent har usikkerhederne om udformningen af fremtidens energisystem været så store og fyldt så meget, som på nuværende tidspunkt. Dette understøttes særligt af den nuværende verdenssituation, præget af krig og stigende energipriser. På trods af, at alt i øjeblikket er oppe i luften, er en ting dog sikkert – elsystemet fortsætter med at have behov for at balancere forbrug og produktion.

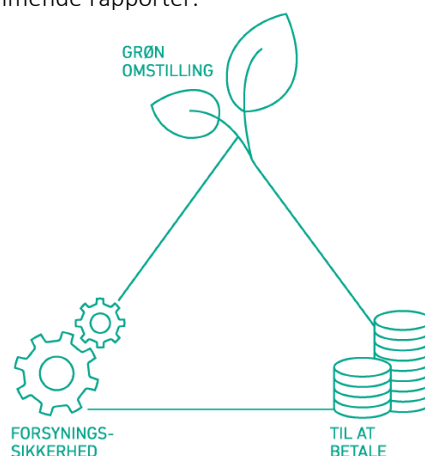
De store usikkerheder må ikke stå i vejen for fremdriften mod et 100 % grønt elsystem. Energibranchen skal i stedet lære at navigere i usikkerheden og træffe de bedste beslutninger på baggrund af tilgængelig viden. Energinet tror på, at en markedsbaseret tilgang vil føre til den højeste samfundsøkonomiske værdi og arbejder derfor hele tiden på at skabe markedsrammer, der bedst muligt understøtter energiens trilemma af forsynings sikkerhed, betalbarhed og grøn omstilling.

Vi ønsker et sikkert system til den lavest mulige omkostning for forbrugerne, og med stabile og gode forretningsmuligheder for bidragsyderne.

transparens om kommende og mulige udviklingsveje og dermed øge vidensniveauet samt forståelsen af udfaldsrummet blandt elmarkedets aktører.

Formålet med denne Scenarierapport er derfor at give en grundig status på markedet for systemydelse og dets mulige scenarier for fremtiden. Rapporten sigter mod dels at reducere usikkerheder og dels at skabe grundlag for en dialog om kommende markedsudvikling.

Scenarierapporten 2022-2032 er den første af sin slags, og baseret på feedback og kommentarer vurderes behov og frekvens for kommende rapporter.





UDVIKLINGEN I SYSTEMYDELSER

HVORDAN BALANCERES ELSYSTEMET?

Energinet indkøber forskellige former for systemydelser – hvert produkt tjener et specifikt formål i forhold til at opretholde og/eller genskabe balance mellem forbrug og produktion, afhængig af situationen. Hvis der er et overskud af el, kan Energinet aktivere ydelser, der medfører enten et øget forbrug eller en faldende produktion. Omvendt vil Energinet aktivere ydelser, der øger produktionen eller sænker forbruget, hvis der mangler elektricitet.

Energinets kontrolcenter overvåger hele tiden tilstanden i elsystemet, og her er der særligt to vigtige parametre – ubalancer og frekvens. Der er altid ubalancer i systemet, forårsaget af prognoseafvigelser og udfald. For kontrolcenteret handler det om at minimere størrelsen af ubalancerne. Hvis ubalancerne bliver for store, påvirker det frekvensen i elsystemet, der ligesom et hjerte, altid skal pulsere på et vis niveau. Er der for meget strøm, er pulsen for høj, og er der for lidt, er pulsen for lav.

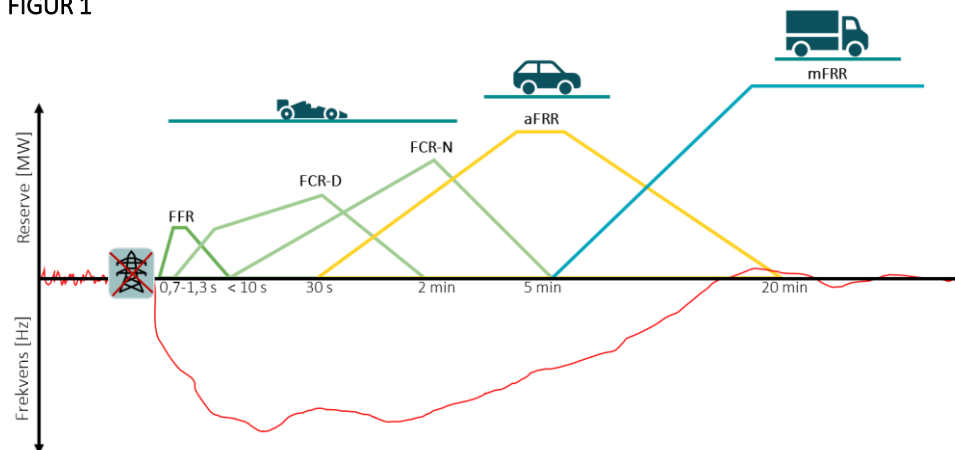
For at minimere ubalancer og sikre en sund puls (frekvens), anvendes forskellige systemydelser, som varierer primært på to parametre: Responstid – hvor hurtigt skal en produktions- eller forbrugsenhed kunne reagere ved behov, og aktiveringslængde – hvor lang tid skal en produktions- eller forbrugsenhed opretholde aktiviteten ved en aktivering. De hurtigste systemydelser, kaldet frekvensydelser (FFR, FCR, FCR-D, FCR-N), som samtidig har den korteste aktiveringslængde, skal sikre, at frekvensen ikke afviger for meget. Mens de mindre hurtige ydelser, aFRR og mFRR, som har en markant længere aktiveringslængde, skal frigøre frekvensydelserne, samt sikre at balancen bliver reetableret.

Energinet anvender, det der kaldes en proaktiv balanceringsfilosofi. Det betyder, at Energinet, ved hjælp af rullende prognoser på forbrug, vind og sol samt produktionsplaner, der indleveres af markedets aktører, løbende over hele døgnet forudsiger behovet for systemydelser og derudfra aktiverer de nødvendige ydelser. Energinet er derfor stærkt afhængig af, at markedets aktører indsender driftsplaner, der stemmer overens med deres faktiske ageren. Når Energinet har korrekte driftsplaner og gode forecast, kan ubalancer mellem forbrug og produktion håndteres problemfrit, hvilket medfører et stabilt elnet og en høj forsyningsikkerhed.

Hvad er systemydelser?

Systemydelser dækker over en samling produkter, som Energinet indkøber til at sikre, at elproduktion og elforbrug er lig hinanden på alle tidspunkter af døgnet. Det er umuligt at forudsige og planlægge elproduktion og elforbrug eksakt, og systemydelser anvendes netop til at lukke de huller, der opstår som følge deraf. Hvis ikke Energinet har systemydelser til rådighed, vil elnettet blive overbelastet og beskadiget.

FIGUR 1



Figur 1 viser, hvordan der ved pludselige ubalancer eller ved udfald fås et frekvensfald, hvorefter forskellige systemydelser aktiveres for at genoprette frekvensen til det "sunde" niveau (50 Hz). Frekvensprodukterne skal lynhurtigt tilføje effekt til systemet for at afbøde frekvensfaldet, så frekvensen ikke falder til et kritisk niveau. De mere energitunge ydelser (aFRR og mFRR) skal frigøre frekvensydelserne, så disse atter igen bliver klar til afbøde nye frekvensfald samt genoprette balancen.

Proaktiv balancering betyder i praksis, at kontrolcenteret aktiverer mFRR forud for en forventet større ubalance. Dermed kommer man det hele lidt i forkøbet og kan reducere påvirkningen på frekvensydelserne og aFRR.

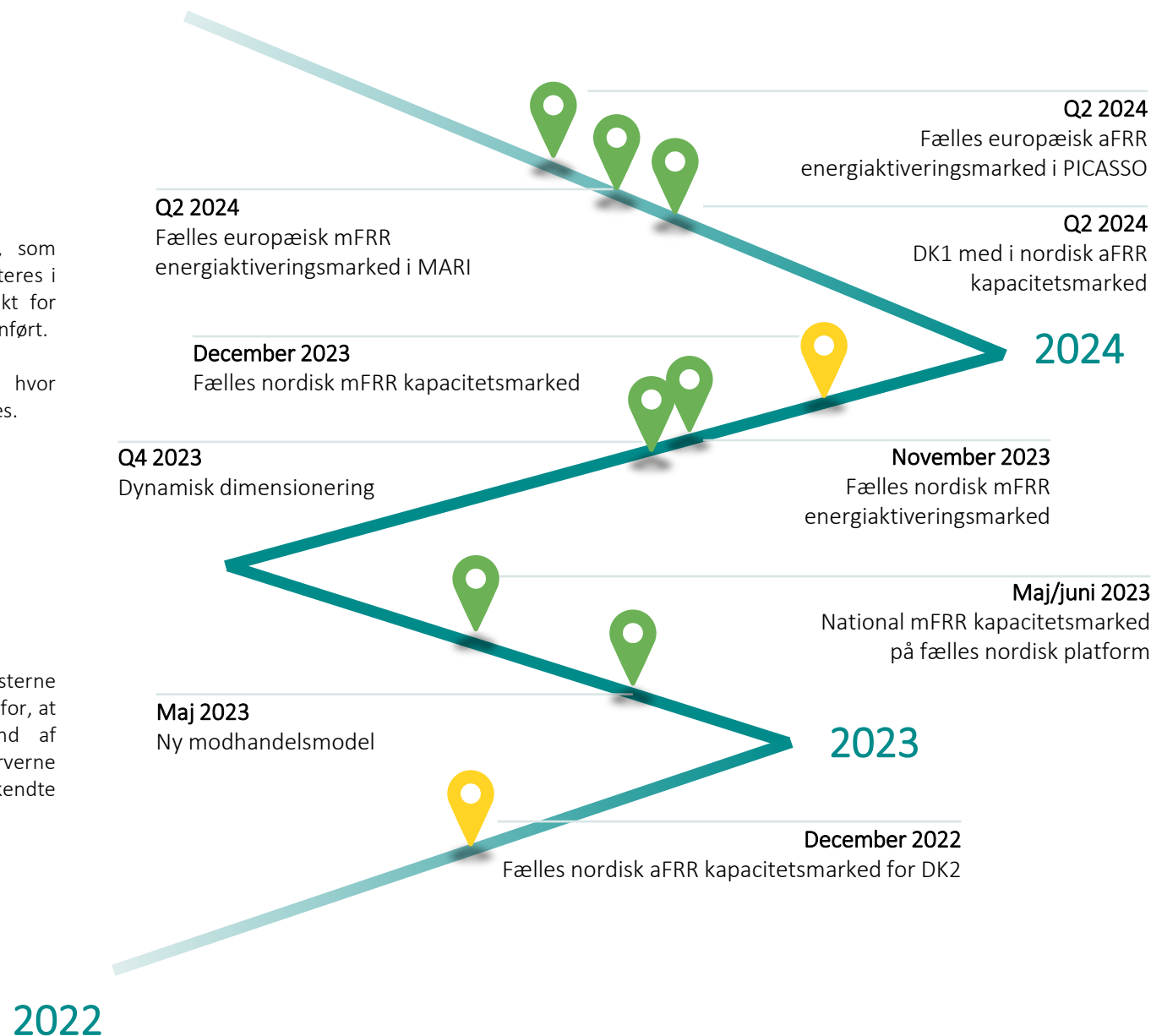
TIDSLINJE

Denne tidslinje viser de kommende projekter, som medfører ændringer i markedet, og som præsenteres i denne rapport. Det offentligt udmeldte tidspunkt for hvornår projekterne forventes implementeret er anført.

Farverne indikerer Energinets vurdering af, hvor sandsynligt det er at tidsestimatet overholdes.

-  Tidspunktet forventes overholdt
-  Tidspunktet kan muligvis blive udskudt
-  Tidspunktet forventes at blive udskudt

Alle projekter bliver påvirket af interne og eksterne faktorer. Derfor er en grøn markør ikke en garanti for, at tidspunktet ikke kan blive udskudt på grund af forsinkelser i det enkelte projekt. Dog er farverne angivet ud fra det bedste bud på baggrund af kendte faktorer.



FORUDSÆTNINGER

Rapporten baserer sig på historiske data og modelberegnedes resultater fra Energinets avancerede energisystemsmodel (BID3) med Analyseforudsætninger (AF21) fra Energistyrelsen.

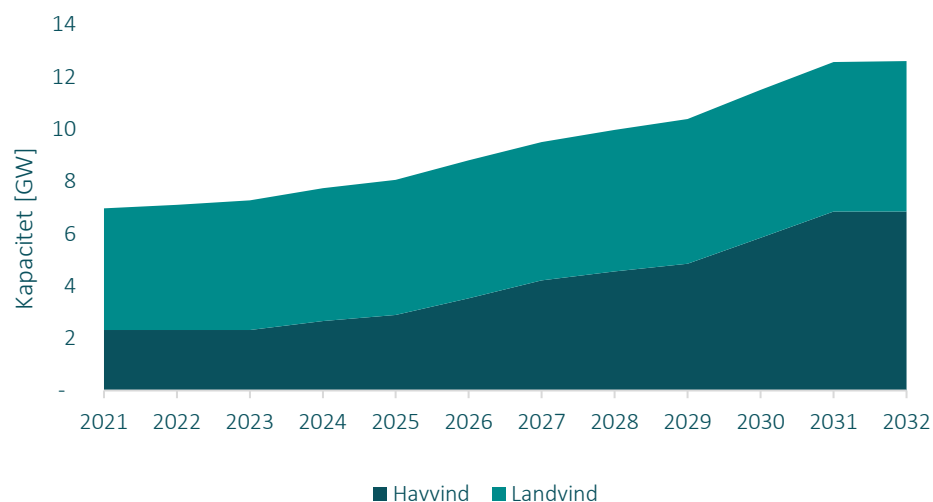
De prognosticerede indkøbsmængder hviler i særdeleshed på en forventning til fremtiden, og er derfor forbundet med stor usikkerhed. Rapporten forsøger at dække et udfaldsrum ved at variere på bl.a. tilgængelig vind-, sol- og vandressourcer, samt ved at beregne produktioner med forskellige klimaår. Klimaåret har stor indflydelse på behovet for systemydelse, dels gennem inerti og ubalancer, men også i forhold til aftalte fordelingsnøgler på nordisk- og europæisk niveau, som typisk baserer sig på Danmarks andel af forbrug og produktion.

Modelberegningerne foretages på europæisk niveau, hvorfor fremskrivninger i andre landes anlægskapacitet samt klimaåret mv. påvirker alle lande. Dermed er der taget højde for udviklingen i andre lande, såvel som i Danmark. Der er dog altid en vis forsinkelse mellem nye politiske beslutninger og tidsaspektet i at implementere dette i modellerne.

Det er essentielt at pointere, at mængderne opgjort i nærværende rapport ikke er forpligtende indkøbsmængder, men Energinets nuværende bedste skøn på det fremtidige behov – trods en verden fyldt med usikkerheder.

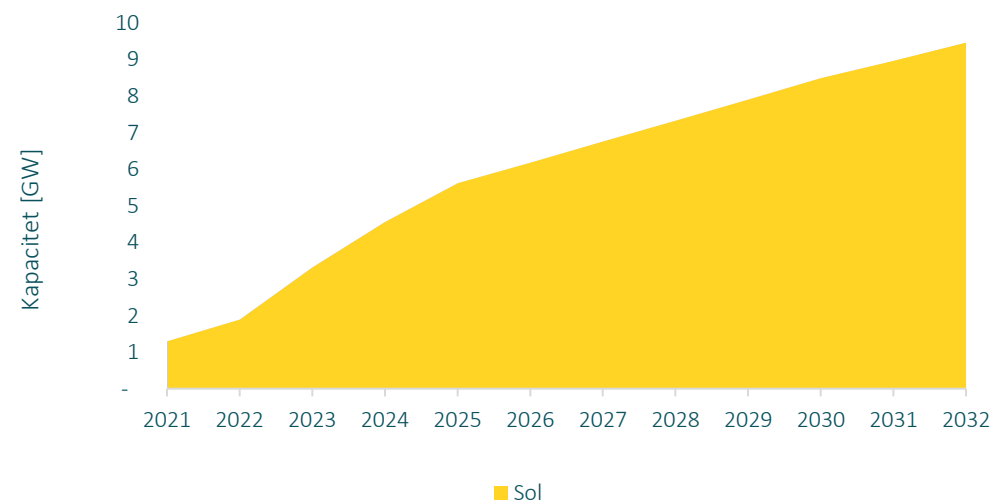
FIGUR 2

AF21 – UDBYGNING AF VINDKAPACITET DANMARK



FIGUR 3

AF21 – UDBYGNING AF SOLKAPACITET DANMARK



REGULERKRAFTMARKEDET (KOMMENDE MFRR EAM)

Regulerkraftmarkedet er det sidste energimarked der lukker, inden driftstimen påbegynder. I driftstimen anvendes bud fra regulerkraftmarkedet til at balancere elsystemet, hvorfor Energinet forud driftstimen skal sikre tilstrækkelige ressourcer til at dække udfald og ubalancer – dette gøres gennem mFRR-kapacitetsmarkedet. Regulerkraftmarkedet er på nuværende tidspunkt et fælles nordisk marked, men som på sigt bliver en del af et stort europæisk energimarked ([MARI – se mere S. 30](#)).

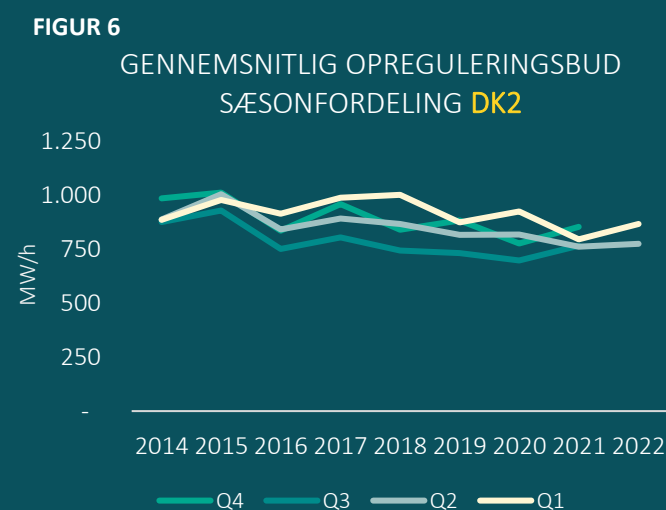
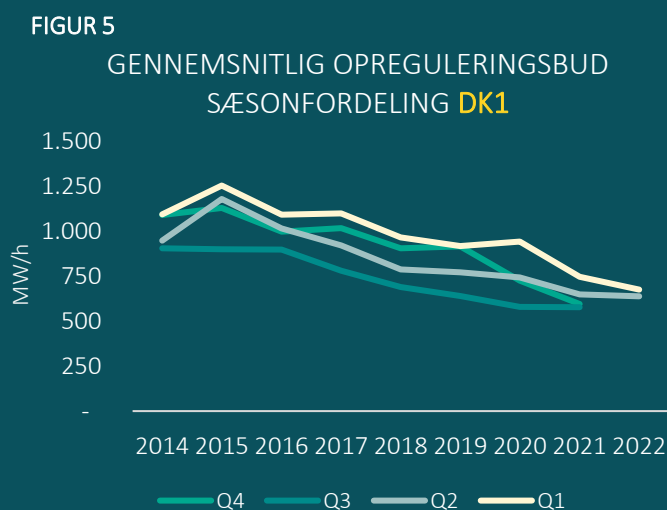
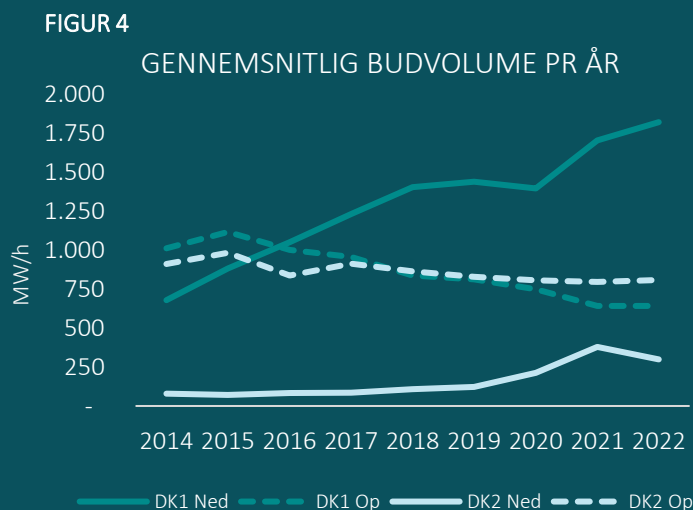
Figur 4, viser den gennemsnitlige budvolumen pr. år fordelt på op- og nedregulering for Vestdanmark og Østdanmark. Det ses, at mængden af nedreguleringsbud for særligt DK1, men også lidt DK2, er vokset stødt i løbet af perioden. Dette er primært båret frem af specialreguleringen, som er yderligere beskrevet senere i rapporten. Energinet har dog en forventning om, at mængden af nedreguleringsbud vil falde drastisk de næste par år, når den nye modhandelsmodel træder i kraft, og modhandel indkøbes i det europæiske intraday-marked ([se mere S. 9](#)).

Figur 4 indikerer, at mængden af opreguleringsbud i både DK1 og DK2 har en faldende tendens, hvilket formentligt skyldes nedskrivning af anlægskapacitet. I DK1 ses en gennemsnitlig opreguleringsmængde i 2021 på 580-750 MW, hvoraf ca. 300 MW er indkøbt gennem mFRR-kontrakter. Dermed er der ca. gennemsnitligt 280-450 MW frivillige opreguleringsbud i DK1.

I DK2 ses ca. 780-870 MW, hvoraf 620 MW er indkøbt gennem mFRR-kontrakter. Dermed har der gennemsnitligt været ca. 160-250 MW frivillige bud i regulerkraftmarkedet.

Mængden af frivillige bud er relevant at fremhæve, idet Energinet kan vurdere mængden af frivillige bud og tage den vurdering med ind i kapacitetsindkøbet, hvilket er en del af den fremtidige dimensioneringsmetode (Dynamisk Dimensionering – se side 36). Endvidere er frivillige bud også en indikator på interessen for at hjælpe med at balancere elsystemet.

Budvolumenerne i regulerkraftmarkedet påvirkes naturligvis af sæsonen, eftersom der er mange varmbundne anlæg. Figur 5 og 6 viser den gennemsnitlige budvolumen for opreguleringsbud for DK1 og DK2 fordelt på kvartaler. Figurene viser, hvordan budvolumen er påvirket af sæsonen, f.eks. fremgår det af figur 5, at budvolumen i DK1 for Q1 gennemsnitligt i perioden har været ca. 35% højere end Q3.



MODHANDEL

Modhandel, også kendt som specialregulering, indebærer at danske elproducenter og store elkedler leverer op- eller nedregulering af energi til andre formål end balancering. Når der tales om modhandel i dag, er det primært i form af nedregulering i DK1 og lidt i DK2, der aktiveres som følge af tyske flaskehalse. Flaskehalsene opstår særligt i vindrige perioder, idet den primære del af tysk vindkraft er placeret i nord, mens forbruget er placeret i syd. Det tyske net kan på nuværende tidspunkt ikke flytte al strømmen fra nord til syd, og qua tysk regulering er tyske vindejere bedre stillet ved at betale danske aktører om at nedregulere – hermed specialregulering.

I øjeblikket anvendes ca. 98% af al nedregulering i DK1 til specialregulering, og data viser, at mængden af modhandel er steget over de seneste år. Tager man en status på 2021 modtog Danmark hele 4.954 GWh i modhandels-anmodning fra TenneT, hvoraf danske aktører har nedreguleret 3.424 GWh ved at stoppe/reducere produktion fra termiske anlæg (43%), starte elkedler (20%) og stoppe vindmøller (37%). De resterende 1.530 GWh blev anvendt til at nette med ubalancen i det nordiske synkronområde. I første halvår af 2022, har danske aktører nedreguleret 1.430 GWh.

Mængden af specialnedregulering er steget eksponentielt siden 2018, her modtog Danmark i alt anmodninger om modhandel på 1.598 GWh fra TenneT, hvoraf 1.114 GWh var specialnedregulering. Dette udfordrer systemet, hvilket blandt andet har givet anledning til at indføre en ny modhandelsmodel, der skal sikre en mere omkostningseffektiv håndtering af modhandel. Endvidere har den nuværende modhandelsmodel hele tiden været midlertidig, og den vil heller ikke længere være mulig at anvende, når vi

overgår til de kommende balanceringsplatforme i 2023-2024. Dette skyldes, at specialregulering i dag finder sted i regulerkraftmarkedet, hvor de nye platforme sikrer en automatiseret balancering.

Den nye modhandelsmodel vil medføre et lettet pres på de operationelle processer i kontrolcenteret, ved at flytte indkøbet af specialregulering til dagen før driftstimen. Den nye model vil også give adgang til at danske forbrugere (via de handelsbalanceansvarlige) og udenlandske forbrugere og producenter vil få adgang til overskudsenergien fra Tyskland da de også kan deltage i intraday-markedet. Det gør eksempelvis, at norsk vandkraft kan tilbageholde produktionen og gemme vandet til et senere tidspunkt, og dermed at forbrugere kan få adgang til billigere energi.

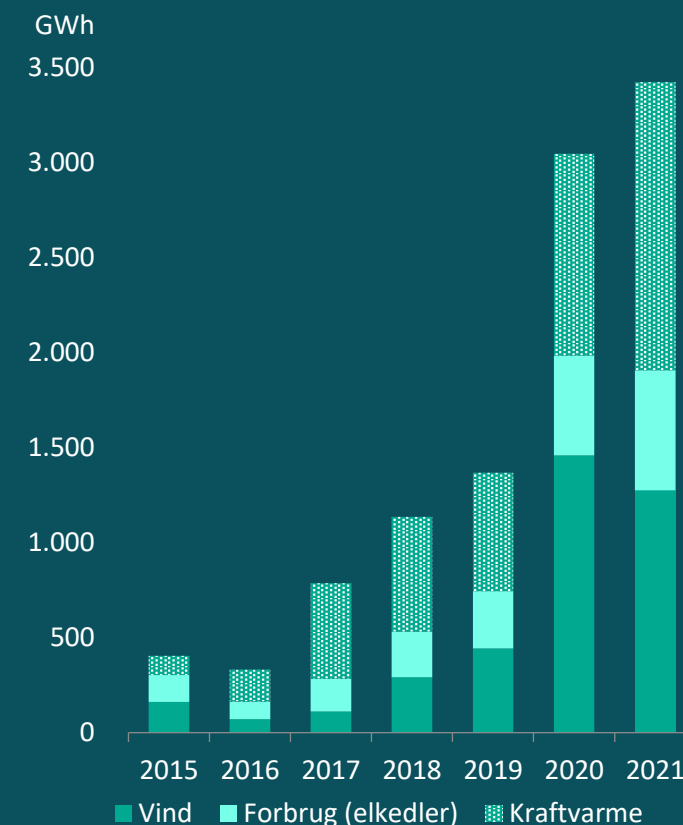
Indkøbet af modhandelsstrøm i intraday igangsættes i maj 2023, hvorefter mængderne handlet i intraday gradvist øges indtil den fulde mængde modhandelsenergi handles i intraday-markedet. Her kan alle aktører deltage, og sikrer ligeledes lige vilkår og adgang for markedsaktører. Hvordan Energinet i praksis vil handle i intraday er beskrevet i kapitel 4 i [Metode for indkøb af modhandelsenergi](#).

Ydermere, er der blevet aftalt en begrænsning på modhandelsanmodninger fra TenneT, så flowretningen fastsat i spotmarkedet mellem DK1-DE ikke vendes af anmodningen. TenneT kan dog anmode om uventet modhandel og tilsidesætte begrænsningen, hvis behovet opstår – læs mere her [Limit on structural countertrade on the DE-DK1 border](#).

FIGUR 7

SPECIALNEDREGULERING I DK

Fordelt på leveringsteknologi



[Ny modhandelsmodel](#)



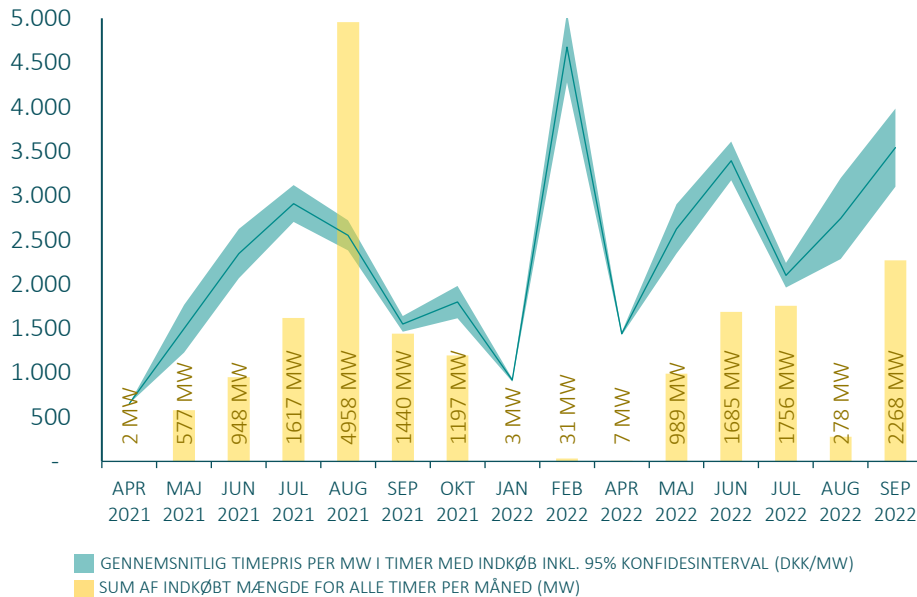
[Metode for indkøb af modhandelsenergi](#)



INDKØB AF PRIMÆRE RESERVER I DK2 (FFR)

FIGUR 8

DKK pr MW



INTRODUKTION

FFR, Fast Frequency Reserve, afbøder store frekvensdyk ved lynhurtigt at være i stand til at tilføre opregulering til elsystemet. Dette sker typisk gennem afkobling af forbrug eller øget elproduktion fra hurtige enheder.

Behovet for FFR opstår typisk i sommermånederne, hvor der er få termiske anlæg i drift og dermed lav *inerti* i systemet. Inerti er den rotationsenergi, som skabes af turbinerne fra de termiske anlæg, og dermed lagres i elsystemet. Inerti gør elsystemet modstandsdygtigt overfor pludselige frekvensudsving. I perioder med meget vedvarende energi og lav inert i er nettet dermed mere sårbart overfor pludselige ændringer, hvorfor behovet for FFR opstår.



Læs mere her: [Indkøb og udbud af systemydelser.](#)

FFR FAST FREQUENCY RESERVE

Energinet har siden 2020 indkøbt FFR, men i 2020 var dette baseret på månedskontrakter. Fra april 2021 blev dette udskiftet til timeindkøb, hvor behovet for FFR estimeres løbende af Energinet og de øvrige nordiske TSO'er.

Figur 8, viser indkøbte mængder og den gennemsnitlige timepris inkl. et 95% konfidensinterval for FFR-markedsprisen, dvs. 95% af tiden er prisen inden for det givne interval. Det fremgår tydeligt af figuren, at der er store udsving i priserne. Udsvingene har naturligvis mange årsager, men generelt har FFR markedet til tider været præget af begrænsede FFR-ressourcer i forhold til behovet.

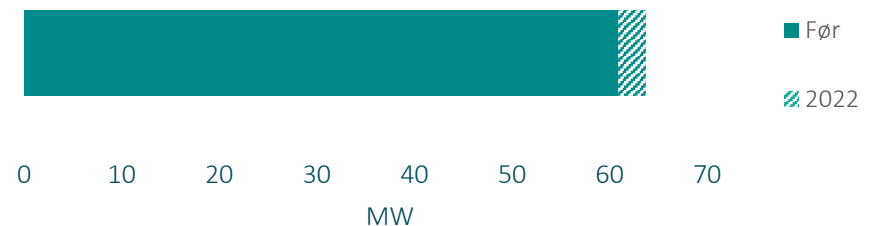
I samme periode har der været behov for FFR i ca. 2.550 timer, og i disse timer har det gennemsnitlige indkøb været på ca. 7 MW/h, og et maksimum indkøb på 28 MW.

Siden at Norden startede med at indkøbe FFR, har der kun været to situationer, hvor FFR har været aktiveret. FFR kan dermed betegnes som en forsikring, som Energinet og de øvrige nordiske TSO'er køber sig til i ekstremesituationer. Aktiveringsgraden af FFR forventes dog på sigt at stige i takt med den grønne omstilling.

Figur 9 viser, at mængden af prækvalificeret FFR stort set er uændret siden 2020, dette trods at priserne har været høje i FFR-markedet. Energinet ønsker at få flere aktører ind på markedet, for kunne skabe mere likviditet i markedet, så markedet er rustet til et øget behov i fremtiden.

FIGUR 9

PRÆKVALIFICERET FFR



UDVIKLINGEN I FFR BEHOV

Indkøbet af FFR afhænger direkte af inertien i det nordiske elsystem, hvor særligt atomkraft leverer inert, og i mindre omfang termiske anlæg og vandkraft. Eftersom sol- og vindkraft påvirker lasten af termiske anlæg, har VE-udbygningen en direkte indflydelse på inertien, og dermed også FFR-behovet.

Udbygning af VE øger både perioder med behov for FFR samt de nødvendige FFR mængder. Derfor er FFR-prognosen meget afhængig af antagelserne for VE-udbygningen samt hvilke forventninger man har til atomkraft-, hydro-, vind- og solproduktionen, hvilket i et modelunivers kaldes *klimaår*.

Generelt viser prognosen en væsentlig stigning i FFR-behovet mod 2032, hvilket i store træk skyldes VE-udbygning og udfasning af atomkraft i Sverige og Finland.

Bunden på udfaldsrummet svarer til et normalt klimaår, samt bevarelse af atomkraftværker. Toppen af udfaldsrummet består af et klimaår med høj VE andel og moderate vandressourcer samt nedlukning af det svenske atomkraftværk, Forsmark 1 i 2030.

2025

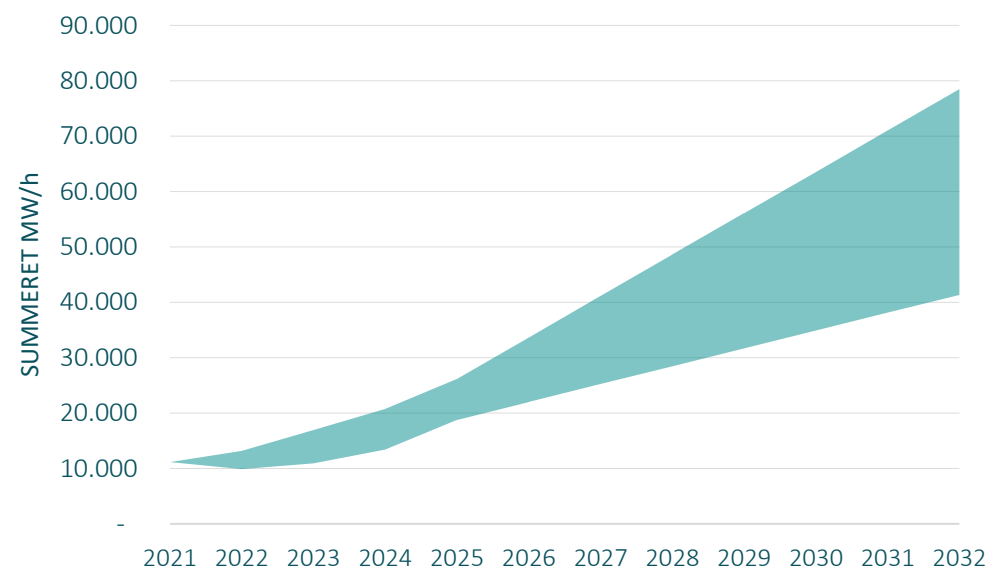
Udfaldsrummet i 2025 viser timer med FFR-behov i spændet på ca. 1.500-2.500 timer med gennemsnitligt omfang på ca. 15 MW/h, og maksimalt ca. 70-75 MW. Den danske andel forventes at udgøre ca. 8-9% af det nordiske FFR-behov.

2030

Udfaldsrummet i 2030 viser timer med FFR behov i spændet på ca. 2.000-3.000 timer med gennemsnitligt omfang på ca. 25-30 MW, og et maksimalt behov på ca. 75-100 MW. Den danske andel forventes at udgøre ca. 9-11% af det nordiske FFR-behov.

FIGUR 10

FFR DK2 PROGNOTISERET KAPACITETSBEHOV



HVORDAN HAR VI REGNET?

Modelresultater på timeniveau for 2025 og 2030 er anvendt til at estimere elproduktionen i det nordiske synkronområde. Baseret på elproduktionen beregnes systeminertien, hvilket leder til et nordisk FFR-behov.

Det nordiske FFR-behov fordeles blandt budområderne gennem fordelingsnøgler, som baserer sig på forventet forbrug og produktion. Fordelingsnøglen for DK2 fremskrives derfor også sammen med FFR-behovet. Der er anvendt lineær fremskrivning mellem beregningsårene.

FCR

FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE

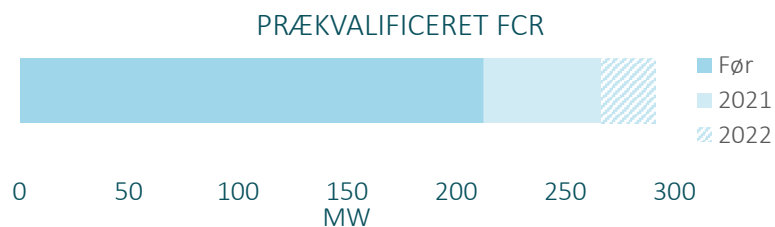
Energinet har i perioden fra 18-01-2021 til 01-09-2022 indkøbt ca. +/- 20 MW FCR per time på årsbasis. Heraf kunne der indkøbes ca. +/- 14 MW i det fælles europæiske marked, mens ca. +/- 6 MW indkøbes lokalt i DK1.

Fra d. 1. september 2022 er det lokale DK1 indkøb på 6 MW blevet fjernet mod eksportmulighed på +/- 100 MW pr. 1 oktober 2022, hvortil Energinet stadig har et behov på 22 MW på det europæiske FCR-marked. Dermed er der for danske aktører mulighed for at levere 122 MW FCR. Med fjernelsen af det lokale indkøb i DK1 forsvinder også en selvstændig dansk pris, og der vil i fremtiden kun være en international pris.

Figur 11, viser indkøbte mængder leveret fra hhv. udland og danske aktører sammen med den gennemsnitlige timepris (hhv. International og dansk pris) inkl. et 95% konfidensinterval (konfidensintervallet er indsat for at vise spredningen på timeniveau). Heraf fremgår det, at det internationale prisniveau gennemsnitligt er på +/- 200 kr./MWh hen over perioden. DK1 har, ligesom de andre områder, den seneste tid oplevet perioder med ekstremt høje priser, hvilket især er kommet til udtryk i sidste del af 2021 og er fortsat ind i 2022.

For perioden 2021/2022 (se figur 12) er der blevet prækvalificeret ca. 50 MW nye anlæg som kan levere symmetrisk FCR, og i 2022 er der indtil videre prækvalificeret yderligere 25 MW, hvilket giver en samlet portefølje på knap 300 MW.

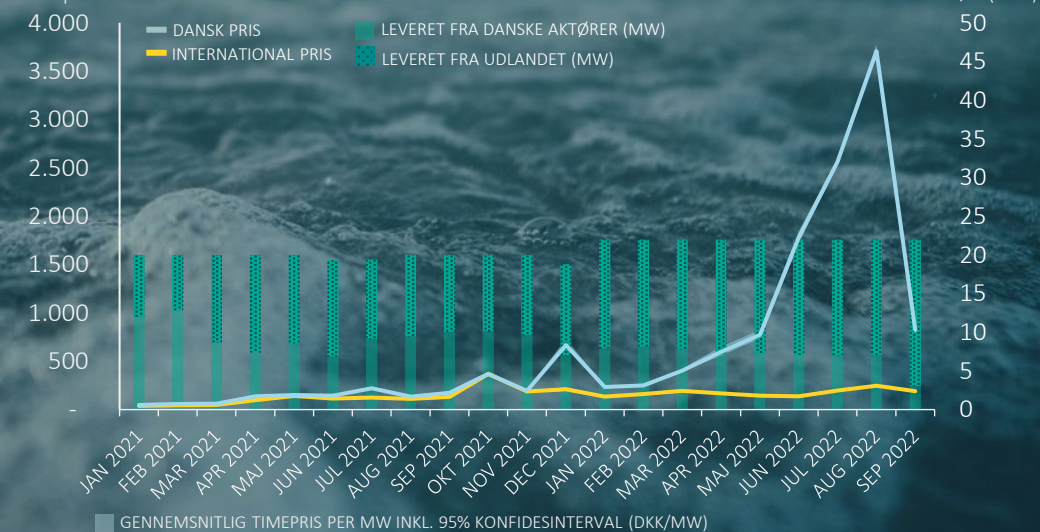
FIGUR 12



INDKØB AF PRIMÆRE RESERVER I DK1 (FCR)

FIGUR 11

DKK pr MW



INTRODUKTION

FCR, også kaldet primær reserve, reagerer automatisk på frekvensafvigelser i nettet og leverer dermed vital stabilitet til hele det europæiske synkronområde, når der er mismatch mellem forbrug og produktion på europæisk niveau.

Hver enkelt systemansvarlig (TSO) er forpligtet til at sikre en del af hele det kontinentaleuropæiske synkronområdes samlede behov for FCR på +/-3.000 MW.

FCR har en aktiveringstid på 30 sekunder, og FCR-leveringen følger proportionelt frekvensafvigelsen.

UDVIKLINGEN I FCR BEHOV

FCR-behovet for Kontinental Europa er bestemt i System Operation GuideLine (SOGL), §153. Heraf fastsættes behovet til 3.000 MW i både op- og nedreguleringsretningen, hvorfor det overordnede behov ikke påvirkes uden en større europæisk diskussion med tilhørende ændringer i SOGLen.

Derfor er der i prognosen ikke ændret ved de 3.000 MW i sum, men i stedet er der kigget på Danmarks andel heraf.

Den danske andel bestemmes gennem summen af forbrug og produktion, i forhold til den samlede produktion og forbrug for det europæiske synkronområde. På nuværende tidspunkt udgør Vestdanmarks andel ca. 0,66%.

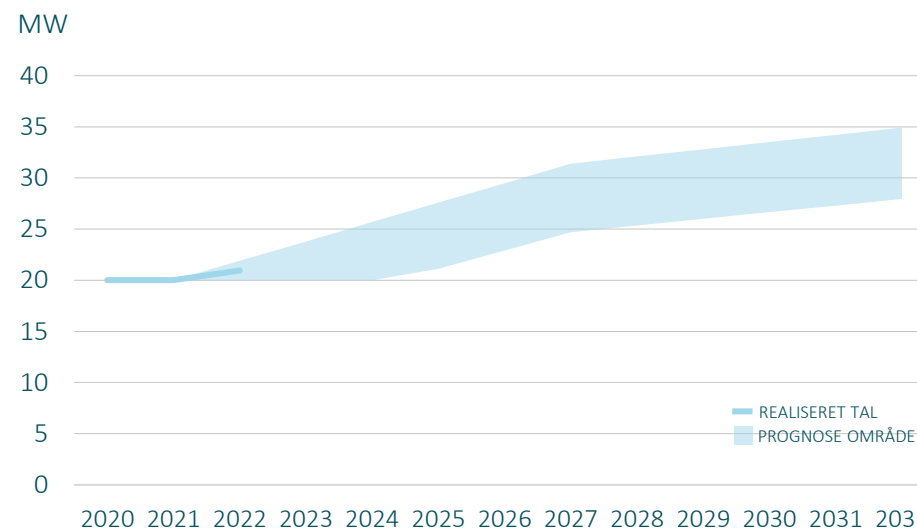
Vestdanmarks andel vokser i takt med elektrificering og øget produktions-

kapacitet, hvorfor fordelingsnøglen ligeledes vokser, og dermed øger den danske FCR-andel. Beregningerne tager også højde for fremskrivning i de øvrige europæiske landes udvikling i forbrug og produktion. Denne fremskrivning sker gennem et større internationalt arbejde.

Energinet forventer hermed at skulle anskaffe 25%-35% mere FCR op- og nedreguleringskapacitet mod 2032 i forhold til det nuværende niveau. Resultatet påvirkes naturligvis af ændringer i de europæiske planer – f.eks. planer som Tysklands *Grüne Wende*, der byder på hurtig VE-udbygning og udfasning af kulkraft, og andre politiske målsætninger.

FIGUR 13

FCR DK1 PROGNOTISERET KAPACITETSBEHOV



HVORDAN HAR VI REGNET?

Der er et stort europæisk samarbejde omkring fremskrivning af anlægskapaciteter, hvorfor udviklingen i andre lande indgår i modellen. Modelresultater på timeniveau for 2025 og 2030 er anvendt til estimere elproduktionen i det kontinentaleuropæiske synkronområde, og deraf beregnes fordelingsnøglen for DK1.

Forordningsnøglen ganges med de 3.000 MW jf. SOGL §153, og anvendes med to års forsinkelse.

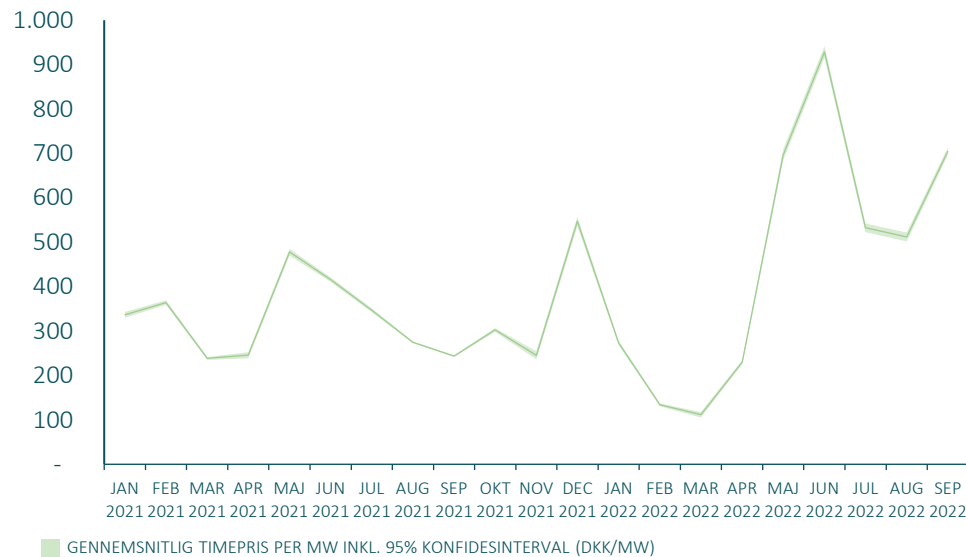
Der er anvendt lineær fremskrivning mellem beregningsårene.



INDKØB AF PRIMÆRE RESERVER I DK2 (FCR-D op)

FIGUR 14

DKK pr MW



INTRODUKTION

FCR-D, Frequency Containment Reserve - Disturbance, også kaldet primær reserve, er til for at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og i resten af det nordiske synkronområde, i tilfælde af frekvensdyk/-spring. FCR-D aktiveres automatisk på baggrund af en måling af frekvensen i elnettet.

FCR-D er et asymmetrisk produkt, hvilket vil sige, at opregulering og nedregulering indkøbes separat. FCR-D opregulering aktiveres proportionelt med frekvensafvigelsen, således udløser en frekvens på under 49,9 Hz (0% levering) hen mod fuld levering ved 49,5 Hz. Tilsvarende for FCR-D nedregulering men ved 50,1 Hz, og fuld levering ved 50,5 Hz.

FCR-D

FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE FOR DISTURBANCE

Energinet indkøber både FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering på et fælles dansk-svensk marked med den svenske TSO, Svenska Kraftnät.

Markedet handles på timeniveau, og har et fælles dansk-svensk behov på ca. 600 MW for FCR-D opregulering, hvoraf den danske andel er 44 MW, og ca. 205 MW for FCR-D nedregulering, hvoraf den danske andel i 2022 er 38 MW. Der sondres ikke imellem danske og svenske aktører, men udelukkende at det samlede FCR-D-behov indkøbes til laveste pris.

FCR-D aktiveres oftere end FFR, men leveres proportionelt med frekvensafvigelsen. Eftersom store frekvensudsving er sjældnere, så ses en fuld aktivering af FCR-D kun i ekstremssituationer.

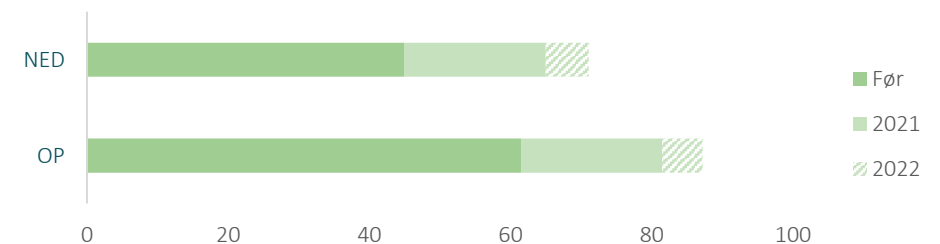
Figur 14, viser den gennemsnitlige timepris inkl. et 95% konfidensinterval for FCR-D opreguleringsmarkedsprisen, dvs. 95% af tiden ligger prisen inden for det givne interval. Priserne har historisk været forholdsvis stabile, men oplever, ligesom de mange andre markeder, et historisk højt niveau.

For perioden 2021/2022 (se figur 15) er der blevet prækvalificeret ca. 20 MW yderligere FCR-D opregulering, og porteføljen er nu på ca. 87 MW. For FCR-D nedregulering er den samlede portefølje på 71 MW.

I Sverige er den primære FCR-D op- og nedregulering leveret af vandkraft.

FIGUR 15

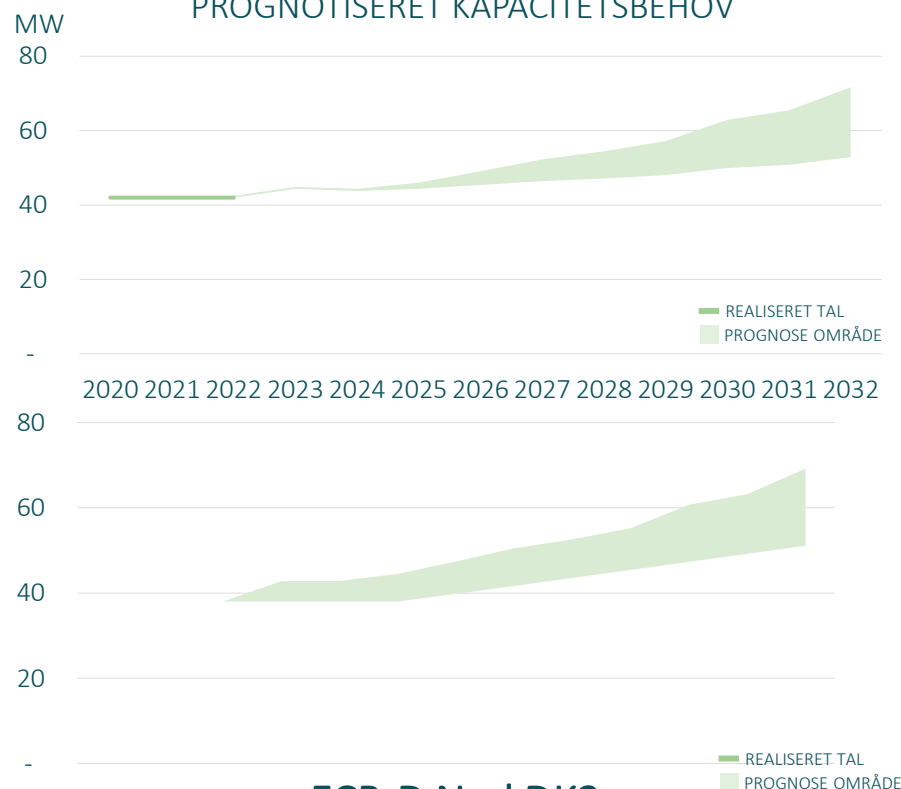
PRÆKVALIFICERET FCR-D



FIGUR 16

FCR-D Op DK2

PROGNOTISERET KAPACITETSBEHOV



FCR-D Ned DK2

PROGNOTISERET KAPACITETSBEHOV

UDVIKLING I FCR-D BEHOV

FCR-D dimensioneres efter største udfald (*reference incident, RI*) på Nordisk niveau for hhv. opregulerings- og nedreguleringsretningen. I opreguleringsretningen er største udfald Oskarshamn 3 på 1,45 GW, og i nedreguleringsretningen er eksport med NordLink på 1,4 GW største udfald.

Udfald af største enhed dimensioneres løbende, hvorfor der i løbet af året kan opstå variationer i behovet. På sigt, med større enheder og mere svingende produktion, vil FCR-D fluktuere yderligere i behov.

Fremskrivningen af FCR-D nedregulering og FCR-D opregulering består ikke af ændringer i største udfald på nordisk plan, men består af ændringer i fordelingsnøglen. Energiø Bornholm producerer i vindrige perioder 2 GW, men qua udspillet med 2x1 GW HVDC forbindelser til DK2 og DE, påvirker den ikke nordisk dimensionering. Det nye udspil med Energiø Bornholm på 3 GW

indeholder i skrivende stund ikke nærmere detaljer omkring forbindelserne.

Fordelingsnøglen for DK2 er på nuværende tidspunkt ca. 3 %, men frem mod 2032 forventes fordelingsnøglen at stige til 4-5 %, hvilket giver stigning i behovet for FCR-D opregulering såvel som FCR-D nedregulering. Baseret på AF21-forudsætninger ser den danske FCR-D ud til stige med 25-70 % frem mod 2032.

Den svenske andel forventes at falde en smule, hvilket skyldes udfasning af atomkraftværker, men omfanget afhænger meget af klimaåret. Summeret for Østdanmark og Sverige forventes der en stigning i andelen af FCR-D frem mod 2025, og herefter sker en stagnering eller svagt fald i andel – i laveste beregning fås et dansk-svensk behov på 560 MW i 2032.

HVORDAN HAR VI REGNET?

Modelresultater på timeniveau for 2025 og 2030 er anvendt til at estimere elproduktionen i det nordiske synkronområde.

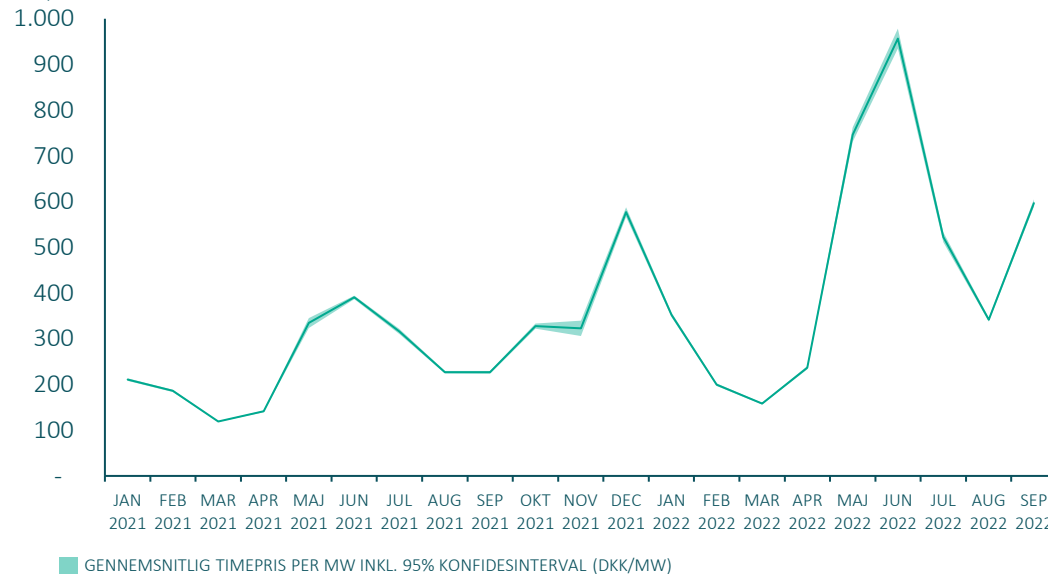
Det nordiske FCR-D behov fordeles blandt budområderne gennem fordelingsnøgler, som baserer sig på forventet forbrug og produktion. Der er anvendt lineær fremskrivning mellem beregningsårene.



INDKØB AF PRIMÆRE RESERVER I DK2 (FCR-N)

FIGUR 17

DKK per MW



INTRODUKTION

FCR-N, Frequency Containment Reserve - Normal operation, også kaldet primær reserve, er til for at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og i resten af det nordiske synkronområde, i tilfælde af frekvensdyk/-spring. FCR-N aktiveres automatisk på baggrund af en måling af frekvensen i elnettet.

FCR-N aktiveres, når frekvensen afviger fra 50 Hz og er i frekvensbåndet mellem 49,9 - 50,1 Hz. FCR-N er et symmetrisk produkt, hvilket betyder, at der både skal kunne leveres op- og nedregulering. FCR-N følger frekvens proportionelt, hvilket betyder at der leveres 100 % ved frekvenser større end 49,9-50,1 Hz.

FCR-N

FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE FOR NORMAL OPERATION

Energinet indkøber FCR-N på et fælles dansk-svensk marked med Svenska Kraftnät. Markedet handles på timeniveau, og har et fælles dansk-svensk behov på ca. 258 MW FCR-N, hvoraf den danske andel er 18 MW i 2022. Ligesom ved FCR-D, sondres der ikke imellem danske og svenske aktører, men udelukkende at det samlede FCR-N-behov indkøbes til laveste pris.

FCR-N har en høj aktiveringsgrad, eftersom denne ydelse aktiveres i frekvensområdet 49,9 Hz til 50,1 Hz. Det betyder, at FCR-N-leverancer har en betydelig energiaktivering med sig, hvorfor der også ydes en energibetaling som er det bedste af regulerkraft- og spotprisen. Eftersom FCR-N er symmetrisk (både op- og nedregulering), reducerer dette typisk den samlede energi fra en FCR-levering, da op- og nedreguleringer over tid typisk udligner hinanden.

Figur 17, viser den gennemsnitlige timepris inkl. et 95% konfidensinterval for FCR-N-markedsprisen dvs. 95% af tiden ligger prisen inden for det givne interval. Priserne for FCR-D og FCR-N har typisk fulgt hinanden, og har historisk været ret stabile, men oplever, ligesom de andre markeder, at der i 2022 har været store udsving i prisen, samt at den har nået et historisk højt niveau.

Af figur 18 fremgår det, at der i 2021 har været en svag udvikling i FCR-N-porteføljen, mens der i 2022 er blevet prækvalificeret væsentlig mere kapacitet.

Blandt de svenske FCR-N-leverandører er den primære vandkraft, som udfylder langt størstedelen af deres prækvalificerede mængder.

FIGUR 18

PRÆKVALIFICERET FCR-N



UDVIKLING I FCR-N BEHOV

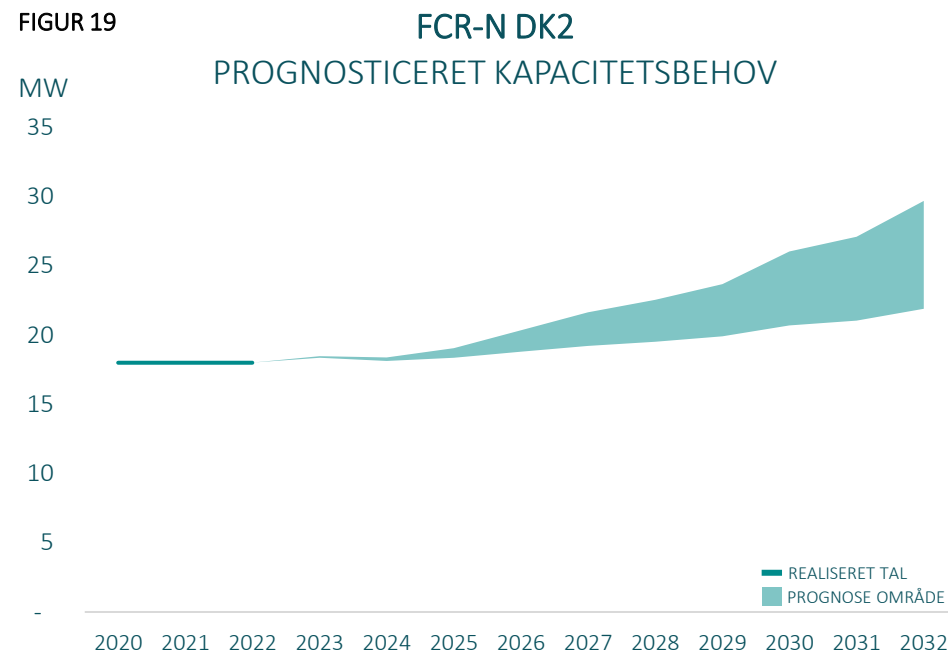
FCR-N dimensioneres lige nu på baggrund af en historisk antagelse om, at forbruget relativt hurtigt kan variere med ca. 1% af 60 GW, hvilket giver at det nordiske behov mindst er 600 MW.

I nærværende fremskrivning, er der ikke ændret på denne antagelse, hvorfor det udelukkende er DK2s andel, der ændrer sig igennem stigende forbrug og produktion, og dermed øger den danske fordelingsnøgle. På nuværende tidspunkt er den danske fordelingsnøgle på 3%, men mod 2032 viser beregningerne at denne stiger til 4-5%. Baseret på AF21-forudsætninger, ser FCR-N ud til stige med 25-70% mod 2032.

Der er et pågående nordisk arbejde på at revurdere FCR-N-dimensionering – særligt foranlediget af nye aktiverings-hastigheder for aFRR. Det er dog for tidligt at drage nogle konklusioner om, hvordan det kan påvirke FCR-N-behovet.

Den svenske andel forventes at falde en smule, hvilket skyldes udfasning af atomkraftværker, men omfanget afhænger meget af klimaåret. Summeret for Østdanmark og Sverige sker der en forventet stigning i andelen frem mod 2025, og herefter sker en stagnering eller svagt fald i andelen – i laveste beregning fås et dansk-svensk behov på 240 MW i 2032.

FIGUR 19



HVORDAN HAR VI REGNET?

Modelresultater på timeniveau for 2025 og 2030 er anvendt til estimere elproduktionen i det nordiske synkronområde.

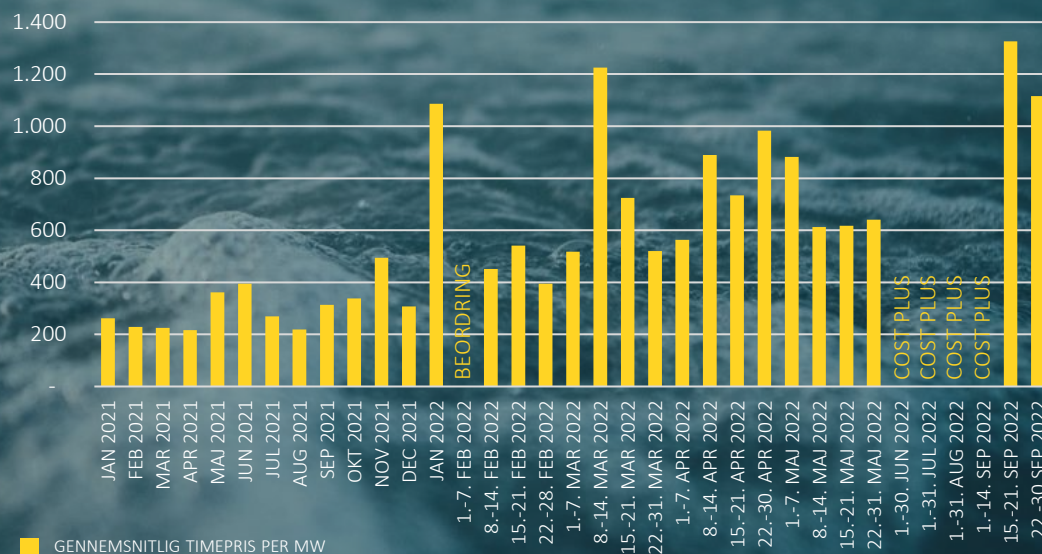
Det nordiske FCR-N-behov på 600 MW fordeles blandt budområderne gennem fordelingsnøgler, som baserer sig på forventet forbrug og produktion. Fordelingsnøglen for DK2 fremskrives derfor også sammen med FCR-behovet. Der er anvendt lineær fremskrivning mellem beregningsårene.



INDKØB AF SEKUNDÆRE RESERVER I DK1 (aFRR)

FIGUR 20

DKK pr. MW



INTRODUKTION

aFRR, Automatic Frequency Restoration Reserve, også kaldet sekundærreserven, afhjælper større ubalancer og regulerer frekvensen tilbage til 50 Hz, efter at primærreserven, FCR, har stabiliseret frekvensen. Generelt tjener aFRR to formål:

1. Frigør primærreserven, FCR, ved at genoprette frekvensen til 50 Hz.
2. Bringer ubalancer på udlandsforbindelser tilbage til den aftalte plan.

aFRR er et symmetrisk produkt, hvilket betyder, at man både skal kunne op- og nedregulere forbrug og/eller produktion. Behovet i DK1 er som udgangspunkt fastsat ud fra anbefalingerne i ENTSO-E RG CE, og udgør i dag et behov på 90 MW i DK1.

aFRR

AUTOMATIC FREQUENCY RESTORATION RESERVE

Energinet indkøber aFRR-kapacitet med energiforpligtigelse i månedsauktioner for aktører, udelukkende i DK1. Behovet har været på 90 MW i DK1, men der er indkøbt 100 MW, da Energinet overfører 10 MW til DK2 via Storebæltsforbindelsen. I perioden december 2021 og frem til nu har der været udfordringer med manglende konkurrence på aFRR-markedet i DK1.

Figur 20, viser indkøbt mængde per time og den gennemsnitlige timepris per MW. I 2022, har Energinet haft muligheden for at overgå til ugeauktioner, såfremt der ikke har været den nødvendige konkurrence på månedsauktionen. Denne mulighed har i 2022 været med til at skabe den nødvendige konkurrence på aFRR-markedet i perioder, hvor det ikke har været muligt at opnå konkurrence i månedsauktionen. Energinet har på denne måde været i stand til at indkøbe aFRR på markedsvilkår i størstedelen af tiden.

Derudover har Energinet været nødt til at beordre i enkelte tilfælde, hvor der ikke har været nogen, der har budt ind. I tilfælde af én byder, ender man med at blive afregnet til reguleret pris, hvor man her kan påberåbe sig retten til afregning ved *Cost Plus*.

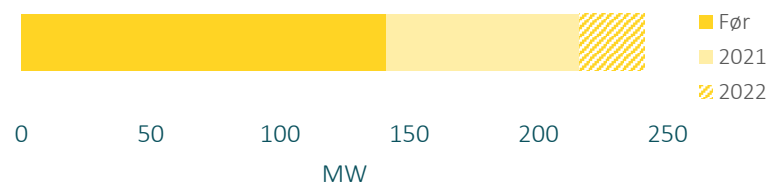
Siden juni måned 2022 har der kun været én aktør som bød ind i månedsauktionen med afregning efter principperne i *Cost Plus* (afregningsmodel, i tilfælde af at der kun er en udbyder).

Problemerne med markedslivitet har ført til, at der i perioden for 2021 og 2022 ikke er blevet prækvalificeret særligt mange nye anlæg (se figur 21). aFRR-markedet er kendetegnet ved, at der er få store aktører, som har store dele af den prækvalificerede mængde af anlæg. Energinet har i 2022 metodeanmeldt flere ændringer til aFRR-markedet. Formålet med disse ændringer er at få flere aktører til at deltage i aFRR-markedet, og derigennem sikre den nødvendige likviditet, og en forbedret konkurrence.

På sigt arbejdes der på at integrere DK1 i det nordiske aFRR-kapacitetsmarked med særskilt op- og nedregulering samt tilslutning til europæisk aFRR-energimarked (PICASSO).

FIGUR 21

PRÆKVALIFICERET aFRR



UDVIKLING I aFRR DK1 BEHOV

aFRR-behovet baserer sig på størrelsen af uregulerede ubalancer og deres varighed - også kaldet Frequency Restoration Control Error (FRCE). Energinet monitorerer løbende FRCE-værdier, og omsætter dette til et aFRR-kapacitetsbehov med tilhørende forpligtigelse til energilevering.

Historisk har DK1 været en del af det tyske område, og dermed deres FRCE-opgørelse, men fornyeligt er DK1 blevet anerkendt som eget LFC-område, hvorfor der den næste tid vil være stor fokus på overholdelse af de europæiske aftalte krav til FRCE-niveauerne (jf. SOGL).

I DK1 har man i en lang periode indkøbt 100 MW, hvoraf 10 MW sendes til DK2 via Storebælt forbindelsen. Pr. december 2022 indkøber DK2 selv sit aFRR-behov, hvorfor de 10 MW ikke længere bliver reserveret fra DK1, og sendt over via Storebælt forbindelsen. Energinet forventer dog at opretholde et indkøb på 100 MW for DK1.

Figur 22 viser kapacitetsbehovet for aFRR i DK1 – her ses ingen markant stigning i aFRR-indkøbet de første par år, hvilket skyldes, at analyser viser, at øget aFRR-kapacitet med 15 minutters fuld aktivering (FAT) ikke forbedrer FRCE-værdierne betydeligt. Derfor

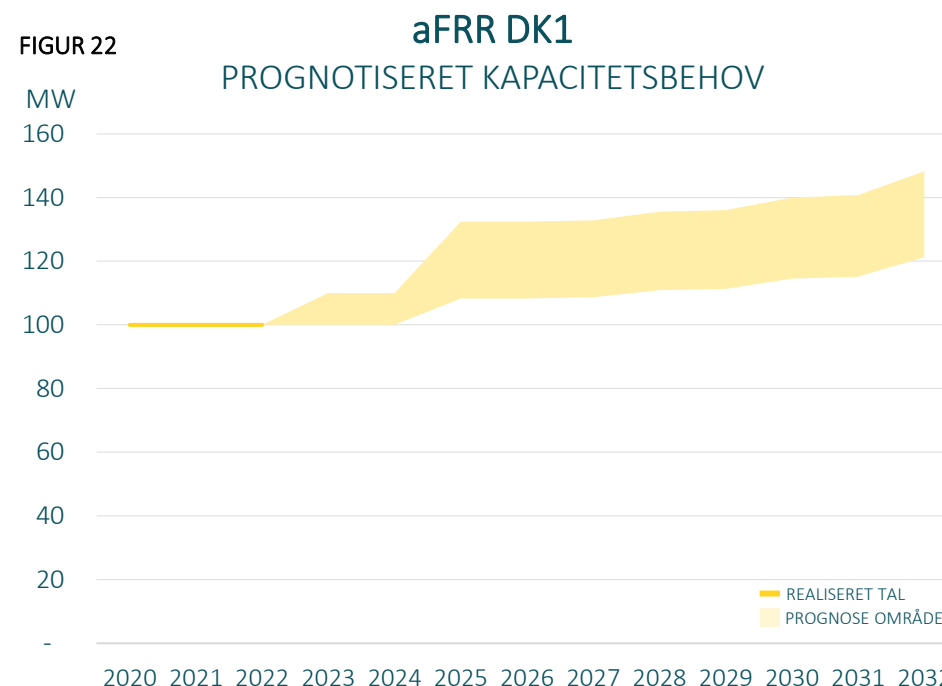
forventes der først en stigning i aFRR-behovet, når aFRR overgår til markeder med 5 minutters FAT (Nordisk aFRR CM og PICASSO).

Fra medio 2024 anskaffes aFRR-kapacitet og aFRR-energi særskilt. Kapaciteten anskaffes gennem nordisk kapacitetsmarked med særskilt indkøb af aFRR op- og nedregulering. aFRR-energien anskaffes gennem europæisk aFRR-energimarked, PICASSO, også med særskilt op- og nedregulering.

Nuværende analyser viser, at dimensioneringen stort set er ens for både op- og nedregulering, hvorfor figuren skildrer aFRR-kapacitetsbehovet i DK1 for begge retninger. Prognosen indeholder ikke skøn for selve energi-aktiveringen, idet denne er meget vilkårlig.

Principperne for aFRR bliver identisk med det, der kendes fra mFRR, hvor kapacitet er en forpligtigelse til at stå til rådighed og dermed levere bud til regulerkraftmarkedet (mFRR EAM).

FIGUR 22

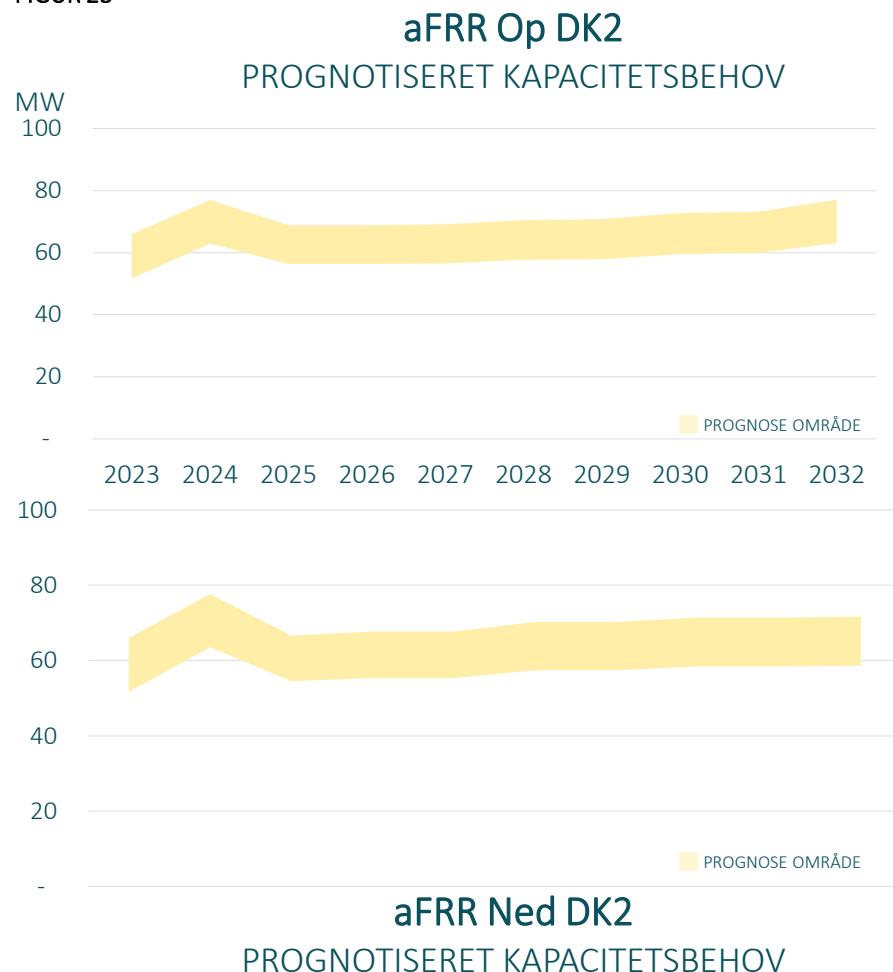


HVORDAN HAR VI REGNET?

aFRR dimensionering kan beregnes gennem opgørelse af ubalancer på minutniveau, hvor aFRR opgøres som forskellen mellem hhv. løbende 5- og 15 minutters gennemsnitlig ubalance. 2,5% fraktilen for begge retninger giver det resulterende aFRR behov.

aFRR behovet er fremskrevet ved at følge en antaget udvikling i ubalancer, som baserer sig på VE-udviklingen, og de ubalancer der forventeligt vil opstå heraf.

FIGUR 23



UDVIKLING I aFRR DK2 BEHOV

aFRR-behovet baserer sig på størrelsen af uregulerede ubalancer og deres varighed - også kaldet Frequency Restoration Control Error (FRCE). Energinet monitorerer løbende FRCE-værdier og omsætter dette til et aFRR-behov.

aFRR i DK2 forsynes på nuværende tidspunkt gennem 10 MW aFRR fra DK1 samt et øget FCR-N-indkøb, men forventningen er, at aFRR i DK2 indkøbes pr. december 2022 gennem et nordisk aFRR-kapacitetsmarked. Med nordisk aFRR-kapacitetsmarked kan der reserveres 10 % aFRR på tværs af budområder, hvilket øger mulighederne for eksport af aFRR, udover det prognosticerede behov. Import/eksportmulighederne er 170 MW til SE4, og yderligere 60 MW gennem DK1, når DK1 indtræder i det nordiske aFRR-marked.

aFRR-behovet i DK2 er i 2022 på omkring 60 MW op- og nedregulering, som øges med ca. 6-7 MW fra Q3-2023 til Q3-2024,

som et tiltag for en sikker omstilling til mFRR EAM. Efter mFRR EAM ses mindre stigninger i aFRR-behovet, hvilket baseres på antaget udvikling i ubalancer inklusiv prognoseafvigelser fra nye sol- og vindanlæg.

Fra medio 2024 anskaffes aFRR-energien gennem et europæisk aFRR-marked, PICASSO, hvilket giver danske aktører mulighed for at levere til et stort aFRR-energimarked, hvor f.eks. Tyskland har et behov i et spænd på 0-2.000 MW.

Markedsopsætningen for aFRR bliver nøjagtigt det der kendes fra mFRR, hvor kapacitet udelukkende er en forpligtigelse til at levere bud til et energimarked. Dermed kan aktøren byde sin fleksibilitet ind i kapacitetsmarkedet, og derefter en styre sin aktivering gennem prissætningen i energimarkedet.

HVORDAN HAR VI REGNET?

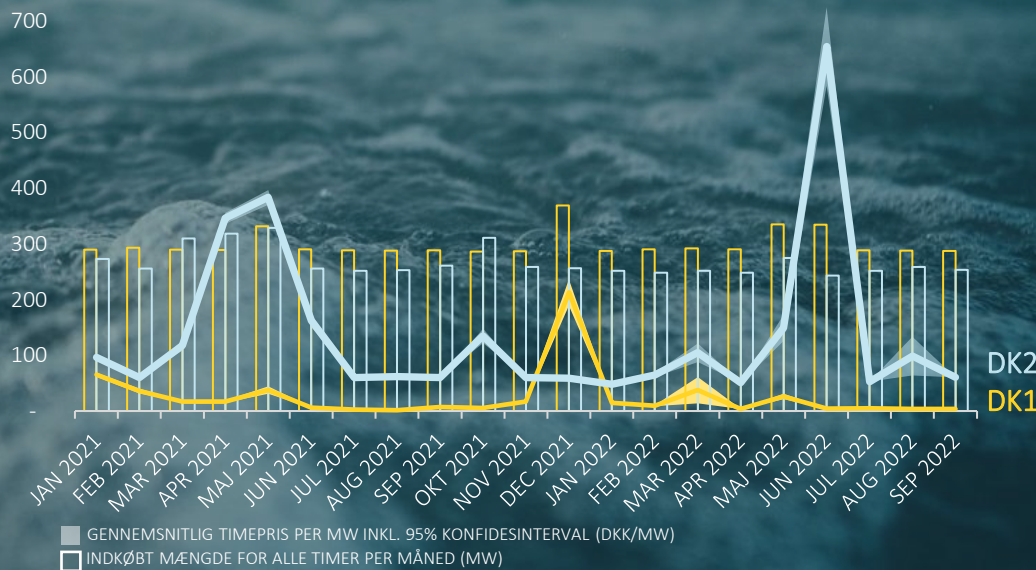
aFRR-dimensionering kan beregnes gennem opgørelse af ubalancer på minutniveau, hvor aFRR opgøres som forskellen mellem hhv. løbende 5- og 15 minutters gennemsnitlig ubalance. 2,5% fraktilen for begge retninger giver det resulterende aFRR-behov.

aFRR-behovet er fremskrevet ved at følge en antaget udvikling i ubalancer, som baserer sig på VE-udviklingen, og de ubalancer der forventeligt vil opstå heraf.



INDKØB AF MANUELLE RESERVER (mFRR)

FIGUR 24
DKK/MW



INTRODUKTION

mFRR, Manual Frequency Restoration Reserve, afhjælper store ubalancer, og ved aktivering sikrer de manuelle reserver opretholdelse af balancen i elsystemet over længere perioder med ikke-planlagte udsving i produktion eller forbrug. Energinet anvender proaktiv aktivering, hvilket betyder at man prognosticerer ubalancer, og forsøger at afbøde størrelsen gennem mFRR-aktivering.

mFRR er et asymmetrisk produkt – op- og nedregulering indkøbes altså separat. Energinet indkøber kun opreguleringskapacitet til at stå til rådighed. Energinet kan aktivere energi i både op- og nedreguleringsretningen ved at indkøbe op- eller nedreguleringsbud fra det fælles nordiske regulerkraftmarked.

mFRR DAGSAUKTION DK1 & DK2 MANUAL FREQUENCY RESTORATION RESERVE

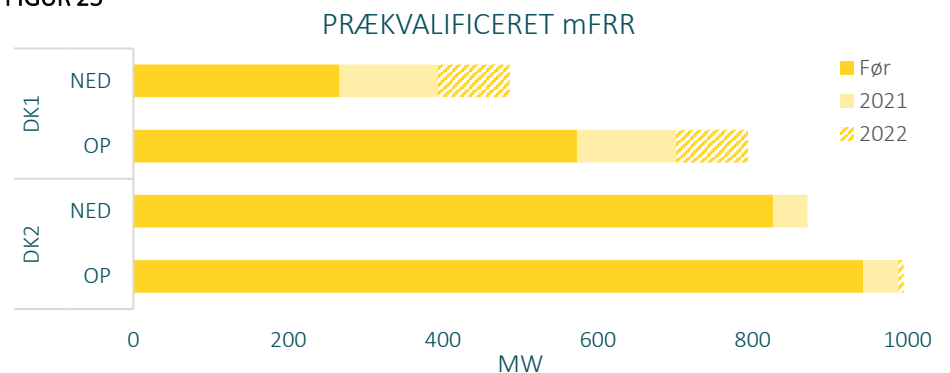
Grundlæggende er mFRR en slags forsikring, som Energinet indkøber, og som er baseret på at en aktør forpligter sig til stille sin kapacitet til rådighed på mFRR-energimarkedet (regulerkraftmarkedet). Dermed er der intet krav om, at prisen tilbydes i energimarkedet, men udelukkende, at kontraktmængden findes og kan aktiveres.

I både DK1 og DK2 indkøbes der mFRR-kapacitet på timeniveau gennem dagsauktioner. Behovet for mFRR baserer sig på tab af største lokale enhed (*dimensionerende hændelse*), og opgøres årligt. For DK1 er dette Cobra-kablet på 684 MW, mens dimensionerende hændelse er opgjort til 600 MW i DK2. Grundet delingsaftale mellem DK1 og DK2, indkøbes 284 MW mFRR i DK1.

Figur 24, viser gennemsnitlig indkøbt mængde per time for hhv. DK1 og DK2. Ligeledes vises den gennemsnitlige timepris sammen med et 95% konfidensinterval for mFRR-kapacitet i DK1 og DK2 dvs. 95% af tiden ligger prisen inden for det givne interval.

I Q3-2023 startes nyt nationalt mFRR-kapacitetsmarked (mFRR CM) med ændret minimum budstørrelse til 1 MW fra nuværende 5 MW. I Q4-2023 påbegynder nordisk mFRR CM, hvor det vil være muligt at reservere op til 10% af overførselsforbindelser mellem budområder. aFRR har forrang på 10%, og dermed er det kun restkapaciteten, der kan anvendes til mFRR CM.

FIGUR 25

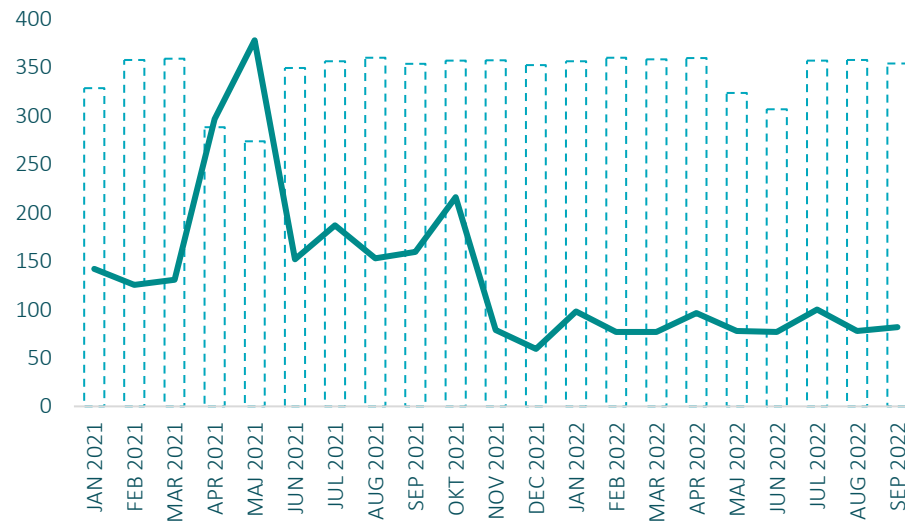




INDKØB AF MANUELLE RESERVER (MFRR)

FIGUR 26

DKK pr MW



— GENNEMSITLIG TIMEPRIS PER MW (DKK)
 ■ INDKØBT MÆNGDE PER TIME (MW)

mFRR MÅNEDSAUKTION – DK2 MANUAL FREQUENCY RESTORATION RESERVE

mFRR månedsauktionen er kun gældende for DK2. Her indkøbes der op til 60% af behovet for DK2 på månedsauktionen. Det samlede behov for DK2 er opgjort til 623 MW, hvoraf 360 MW således kan købes på månedsauktionen.

Månedsauktionerne har for perioden været kendetegnet ved stabile priser. Dog har 2021 også været præget af udetid på Kyndbyværkets *Blok 22*, hvilket også afsejler sig i prisen. Figur 26, viser indkøbte mængder per time og den gennemsnitlige timepris per MW.

I månedsauktionen indkøber Energinet op til 300 MW langsomme reserver, som er reserver, der har en responstid på op til 90 minutter. Energinet har mulighed for at indkøbe reserver med en længere responstid på grund af en delingsaftale med Svenska Kraftnät.

Langsomme mFRR-reserver skal ligesom standard mFRR-reserver være til rådighed som energibud i alle kontraherede timer.

I månedsauktionen deltager langsomme reserver i lige konkurrence med standardprodukter. De billigste reserver indkøbes uanset responstid, hvorfor der ikke nødvendigvis indkøbes 300 MW langsomme reserver.

UDVIKLING I mFRR BEHOV

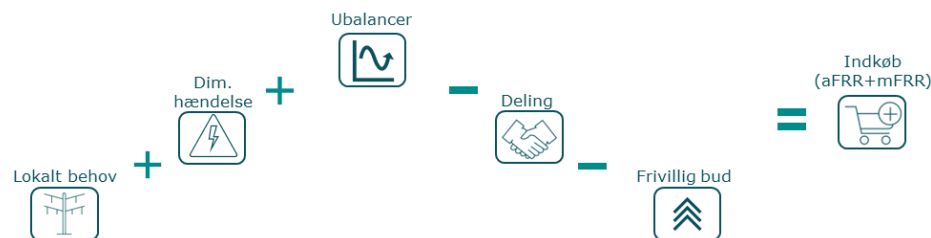
Manuelle reserver (mFRR) og sekundærreserven (aFRR) skal tilsammen dimensioneres, således at det dækker det mest kritiske af følgende:

- Dimensionerende hændelse (N-1)
- Frequency Restoration Control Error (FRCE)
- Historiske ubalancer
- Netbegrænsninger

Lokalt behov og dimensionerende hændelse samt ubalancer skal dækkes, fratrullet delingsaftaler og frivillige bud, hvilket giver udfaldsrummet. Det er dermed et skøn på det behov. For både DK1 og DK2 er det mest kritiske udfald af største enhed, hhv. Cobra-kablet og Storebælt/Kriegers Flak/Øresund for både op- og nedreguleringsretningen. Dermed skal Energinet sikre, at der altid er tilgængelig effekt i de størrelser, således at man kan afbøde et sådanne udfald.

Med Ny Nordisk Dimensioneringsmetode (S.32), hvilket forventes implementeret i DK2 medio 2024 og i DK1 2025, udvides behovet til at skulle afbøde største udfald samtidigt med ubalancer i en given fraktil – TSOernes udkast er 99%-fraktilen, men dette er til høring ved regulatorerne.

Dette behov sikrer Energinet gennem vurdering af frivillige bud, indgåelse af delingsaftaler samt indkøb af anlægskapacitet – som skildret i nedenstående illustration.



Prognosen i nærværende rapport forsøger at skildre udfaldsrummet på det endelige mFRR behov.



DELINGSAFTALER

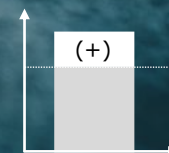
Både DK1 og DK2 kan betegnes som transit områder, hvor der oftest er enten sydgående eller nordgående flow, hvilket giver en samtidighed i import og eksport, og dermed eksisterer muligheden for både ned- og opregulering. For DK1 kunne det eksempelvis være nedregulering af reduceret import mellem Norge og Vestdanmark, og opregulering ved reduceret eksport fra Danmark til Tyskland.

Delingsaftaler foretages typisk ved meget dominerende flowretninger, hvorefter der aftales en fast og konstant mængde. På sigt forventes aftaler at blive mere dynamiske og mere tilpasset en verden, hvor flowretningen skifter. Der vil dog blive underlagt nogle restriktioner for, hvor meget der må deles af det samlede reservebehov.



FRIVILLIGE BUD

Frivillige bud er defineret som bud der ikke er indkøbt gennem kapacitetsmarkeder. Hidtil har DK1 ikke sikret nedreguleringskapacitet, idet der er store mængder frivillige bud, hvilket særligt skyldes special nedregulering.



HVORDAN HAR VI REGNET?

Ubalancer & frivillige bud: Som basis anvendes historiske ubalancer og frivillige bud på timeniveau for 2021, hvortil estimerede ubalancer fra fremtidige VE-anlæg tilføjes i takt med AF21 udbygningen. Resultatet er en udvikling i ubalancer, hvorfra der anvendes 99%-fraktilen til dimensionering.

N-1: Modelresultater på timeniveau for 2025, 2030 og 2032 er anvendt til estimere elproduktionen i Danmark. I scenarier med ny N-1 opgøres dette ligeledes på timeniveau – eksempelvis kan Thor og Hesselø under vindrige perioder med fuld elproduktion blive dimensionerende hændelse.

Delingsaftaler: Energinet forventer, at delingsaftaler fremadrettet baseres på mere dynamiske forudsætninger, hvorfor mængder og ansvaret for anskaffelsen vil skifte mellem TSO'er. Rapporten anvender derfor udfaldsrum med ingen delingsaftaler og et maks. på 50 % af N-1 per prisområde.

UDVIKLING I mFRR DK1 BEHOV

Energinet indkøber på nuværende tidspunkt efter udfald af Cobra-kablet på +/-684 MW. Med en delingsaftale på 300 MW med DK2 og et aFRR indkøb på 100 MW, fås et restbehov på 284 MW mFRR.

På sigt forventes DK1 også at skulle indkøbe mFRR til ubalancer, hvilket giver stigningen i udfaldsrummet, mens det lave skøn kun er indkøb af dimensionerende hændelse samt fastholdelse af nuværende delingsaftaler på 300 MW. I det høje scenarie ses stigninger fra 2028, hvilket skyldes implementering af Thor havvindmøllepark, som under vindrige perioder vil være den dimensionerende enhed.

Det store udfaldsrum for mFRR opregulering skyldes usikkerheden omkring, hvornår DK1 overgår til ny nordisk dimensionering, da det lave skøn er fastholdelse af nuværende metode og med nuværende dimensionerende hændelse. Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*, vil der ske en yderligere stigning i behovet, grundet fremrykning og større enheder, hvilket dog først viser sig i de fremtidige *Analyseforudsætninger*.

Energinet indkøber på nuværende tidspunkt ikke mFRR-nedregulering qua de store mængder frivillige bud (*læs om regulerkraftmarkedet, S.8*).

Med Ny Nordisk Dimensioneringsmetode (side 36) tillægges ubalancer i behovet, hvorfor der kan opstå et behov for kapacitet til sikring af tilstrækkelig nedreguleringsressourcer.

I det høje scenarie antages en ny dimensionerende hændelse for nedregulering, hvilket er et PtX-anlæg på 1 GW fra medio 2026. Anlægget er dog tilknyttet VE-produktionen, hvorfor dimensionerende hændelse i nedreguleringsretningen veksler mellem Cobra-kablet og PtX-anlæg – alt afhængig af VE-andelen. Endvidere, indeholder det høje skøn ingen delingsaftaler samt en reduktion i mængden af frivillige bud fra 2024, hvilket svarer til 80% af 2021-niveauet. Baggrunden for reduktionen skyldes, at specialregulering flyttes over til intraday-markedet, hvilket kan påvirke mængden af frivillige bud i regulerkraftmarkedet.

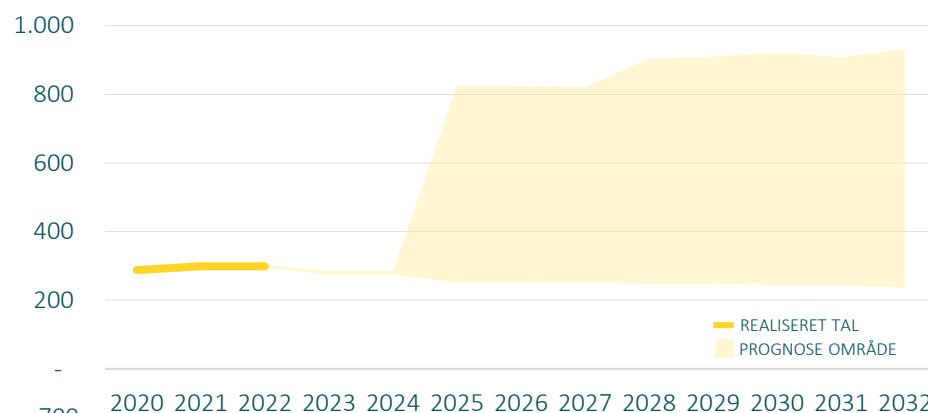
Lavt skøn består af en kombination af 300 MW delingsaftale, frivillige bud svarende til 2021-niveauet og med nuværende dimensionerende hændelse.

Sammenfattende for mFRR-nedreguleringsprognosen gælder, at der på sigt vil komme et behov for mFRR-nedregulering – selv med en delingsaftale på 300 MW.

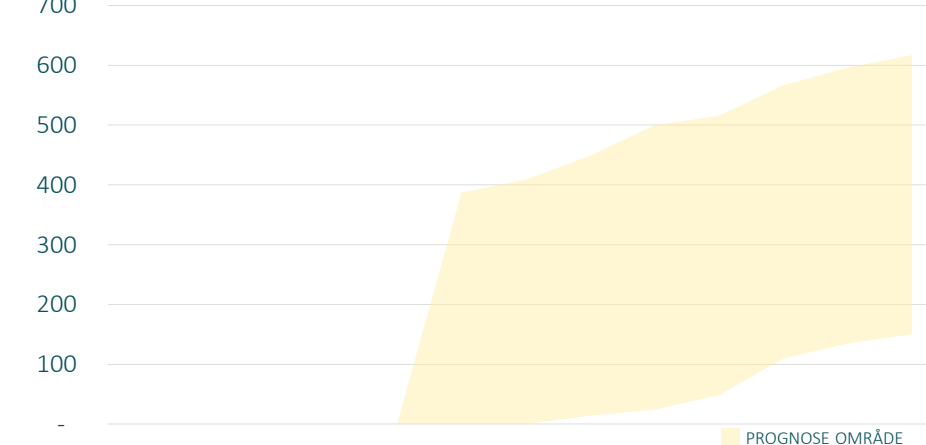
FIGUR 27

MW

mFRR Op DK1
PROGNOTISERET KAPACITET



mFRR Ned DK1
PROGNOTISERET KAPACITET



UDVIKLING I mFRR DK2 BEHOV

På nuværende tidspunkt indkøbes ca. 620 MW mFRR-opregulering, hvilket svarer til et merindkøb på 20 MW grundet accept af hele bud.

I DK2 er der historisk ikke indkøbt aFRR, hvorfor dette ikke er fratrullet mFRR-behovet. Anskaffelse af aFRR i DK2 forventes påbegyndt allerede ultimo 2022, hvorfor der ses et fald i mFRR-indkøbet. Primo 2025 begynder Ny Nordisk Dimensionering (side 36), hvor ubalancer tillægges behovet, og derfor øger indkøbet.

Højt skøn baserer sig på ingen frivillige bud, sum af delingsaftaler på 300 MW og Hesselø/Energiø Bornholm som dimensionerende hændelse. Lavt skøn indeholder frivillige bud, delingsaftaler på 300 MW per forbindelse fra 2025 samt uændret dimensionerende hændelse indtil etablering af Energiø Bornholm.

På nuværende tidspunkt indkøbes der ikke mFRR-nedregulering i DK2, idet det hidtil altid har været muligt at drosle flowet fra SE4. Forventningen er dog, at der ved implementering af Ny Nordisk Dimensioneringsmetode skal indkøbes nedreguleringskapacitet.

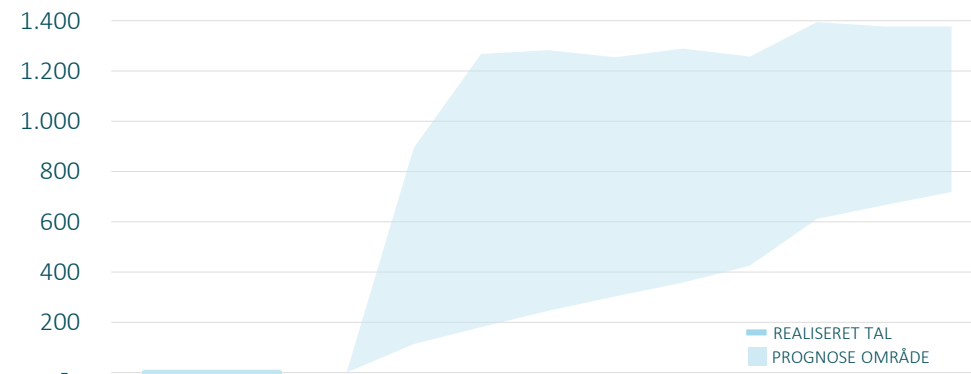
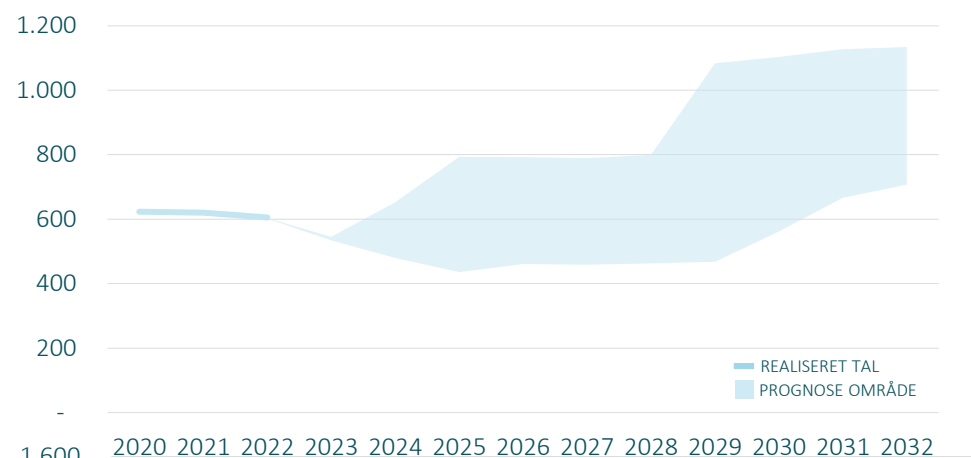
Den dimensionerende hændelse i nedretningen er uændret indtil Energiø Bornholm etableres med HVDC-forbindelser.

Det høje skøn baserer sig på en delingsaftale på 300 MW og ingen frivillige bud, mens lavt skøn består af frivillige bud med 2021-niveau samt en 300 MW delingsaftale per udlandsforbindelse.

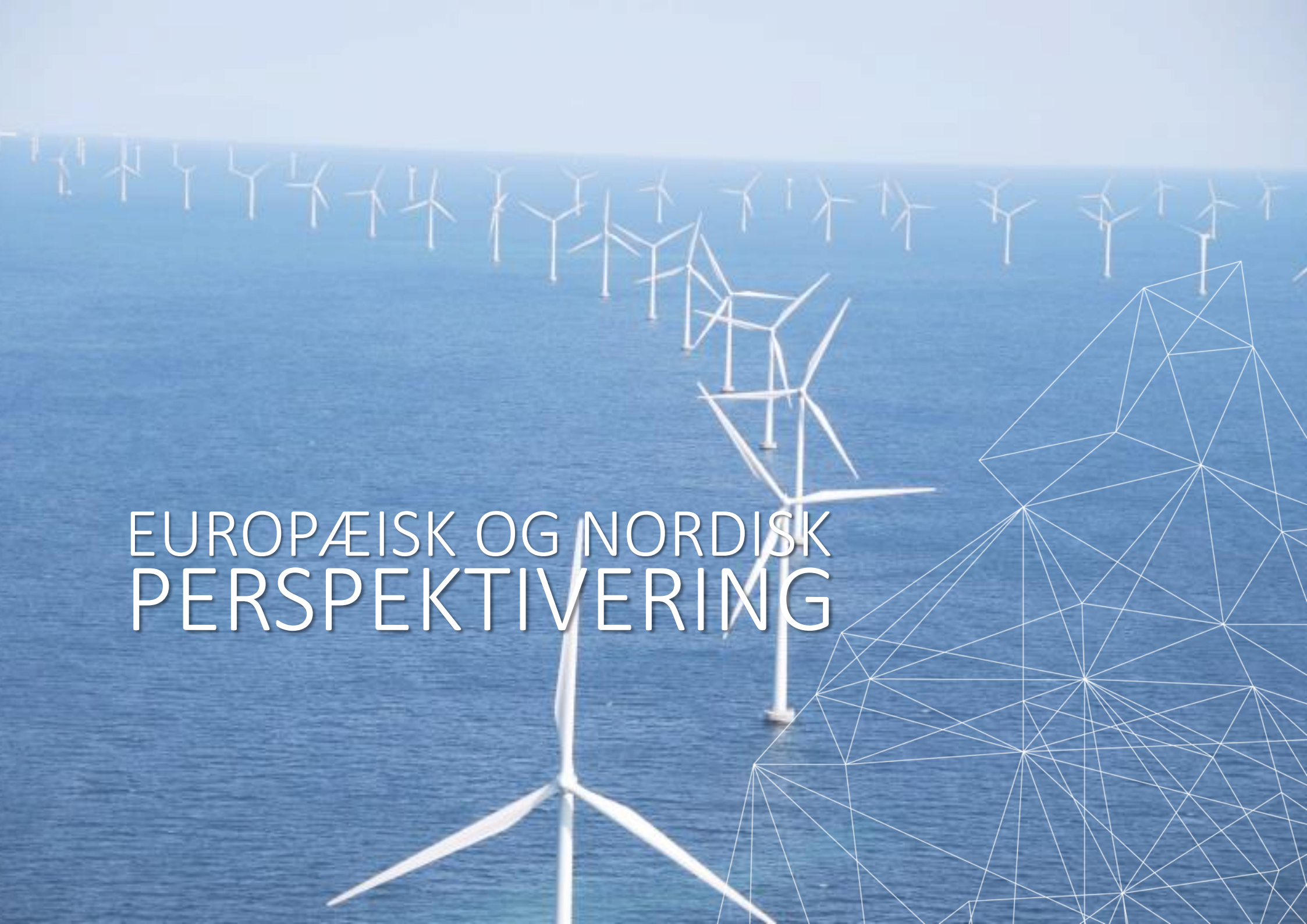
Samlet set forventes en stigning i behovet for nedreguleringskapacitet, hvilket er trods et lavt skøn, hvor der er mulighed for at dele op til ca. 900 MW.

FIGUR 28

mFRR Op DK2 PROGNOTISERET KAPACITET



mFRR Ned DK1 PROGNOTISERET KAPACITET

The background of the slide is a photograph of an offshore wind farm. Numerous white wind turbines are visible, stretching from the foreground into the distance across a blue sea under a clear sky. In the bottom right corner, there is a white wireframe overlay that resembles a stylized map of Europe, with lines connecting various points to represent a network or perspective.

EUROPÆISK OG NORDISK PERSPEKTIVERING

EUROPÆISK PERSPEKTIVERING

UDVIKLINGEN MOD ET GRØNT, HARMONISERET OG MERE FLEKSIBELT ELMARKED KRÆVER ØGET FOKUS PÅ EUROPÆISK SAMARBEJDE. DETTE SKAL BLANDT ANDET SKE VED IMPLEMENTERINGEN AF MARKEDSPLATFORMENE, MARI OG PICASSO.

Med vedtagelsen af [The European Green Deal](#) tog EU et vigtigt skridt mod at blive det første klimaneutrale kontinent i verden. Det stigende fokus på sænkning af drivhusgasemissionerne medfører et skærpet initiativ ift. produktion af mere grøn energi til gavn for virksomheder og borgere i hele EU. Den grønne udvikling skaber et mere komplekst elmarked, som i høj grad påvirkes af ukontrollerbare faktorer, herunder fluktuerende energikilder som vind og sol. Dette stiller store krav til fremtidens systemydelser og ikke mindst fleksibiliteten i energisystemet – ikke kun i Danmark, men i hele Europa.

I [Kommissionens Forordning \(EU\) 2017/2195 af 23. november 2017](#) om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet blev det vedtaget, at der i Europa skal etableres et fælles energiaktiveringsmarked for aFRR ([PICASSO](#)) samt mFRR ([MARI](#)). Energinet har løbende deltaget, og vil løbende deltage, i udviklingen af de to markeder, også kendt som balanceringsplatforme. Energinet deltager samtidig i udviklingen af Nordic Balancing Model ([NBM](#)), som bl.a. skal sikre overgangen til de europæiske balanceringsplatforme for aFRR og mFRR.

Sideløbende med udviklingen af de nævnte platforme, deltager Energinet aktivt i den Europæiske arbejdsgruppe for Systemydelser i ENTSO-E sammenhæng, WG AS ([Working Group Ancillary Services](#)). Alle Europæiske TSO'er er repræsenteret i WG AS, hvor relevante emner tages op til løbende diskussion, og delelementerne fra EBGL udføres. De nuværende arbejdsindsatser dækker eksempelvis over harmonisering af reglerne for kapacitetsmarkeder i Europa, opdatering af [Implementation Framework](#) for mFRR- og aFRR energiaktivering samt Imbalance Netting. Derudover udarbejdes der bl.a. i regi af WG AS en markedsrapport hvert år, samt en balanceringsrapport hvert andet år. Find den nyeste udgave af de to rapporter på [ENTSO-es hjemmeside](#).

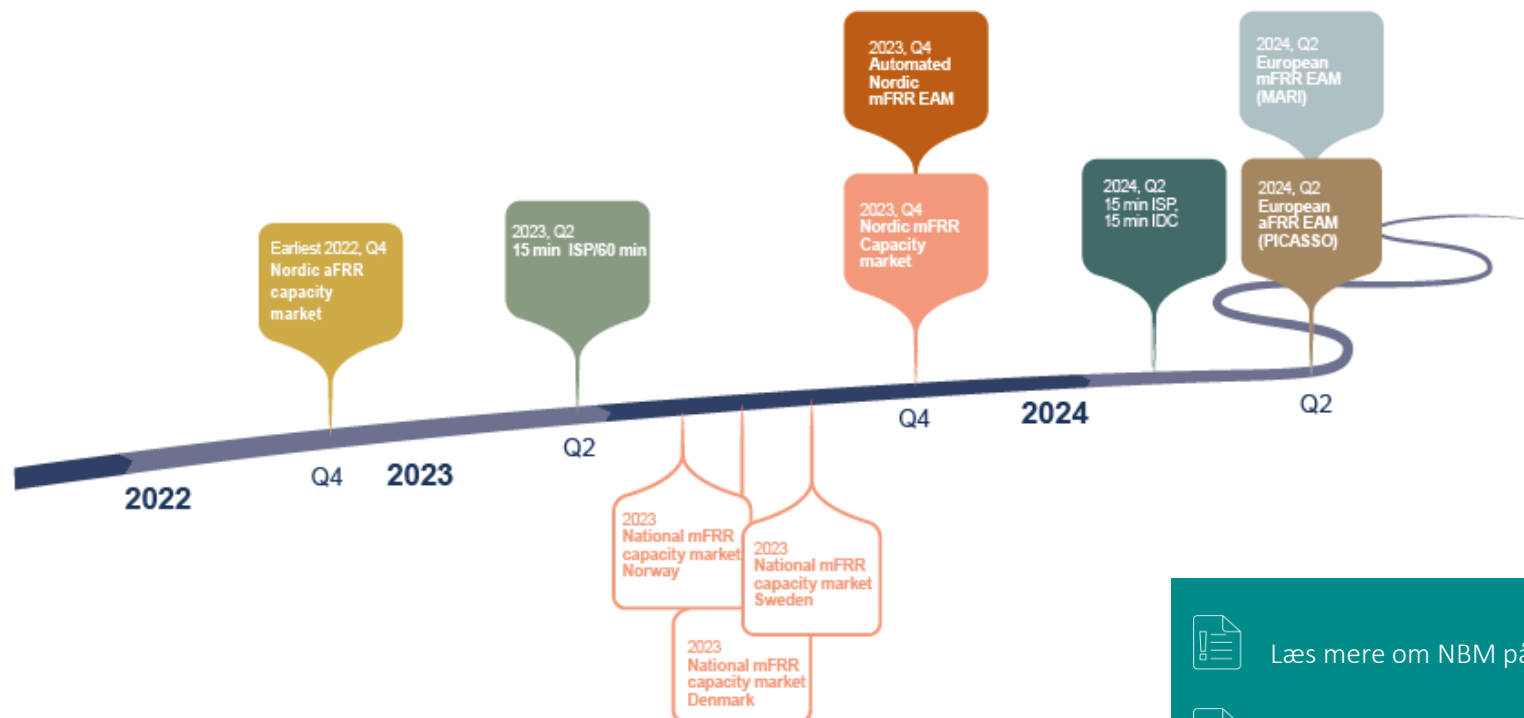


NBM

NORDIC BALANCING MODEL

På grund af kompleksiteten og omfanget af overgangen til de fælles europæiske balanceringsplatforme, samt implementeringen af en række europæiske krav afledt af Electricity Balancing Guideline (EBGL), har de Nordiske TSO'er besluttet sig for at etablere NBM-programmet. Nordic Balancing Model (NBM) udføres i tæt samarbejde mellem Energinet, Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid for at sikre fælles styring, koordinering og eksekvering omkring udviklingen af systemydelsesmarkedet i Norden. Programmet er startet i 2018, og inkluderer en række projekter, der gennemføres frem mod 2025 via markedsudvikling, IT-udvikling og driftsudvikling.

De enkelte projekter under NBM-programmet har forskellige tidshorisonter, hvormed de også har varierende forventede go-live tidspunkter. Nogle af go-live tidspunkterne er blevet rykket undervejs. Det nyeste roadmap med forventede tidspunkter fremgår af illustrationen nedenfor. Læs mere på hhv. Energinet- og NBMs hjemmeside for en mere detaljeret beskrivelse af projektet. Nogle af detaljerne er uddybet på næste side.



Læs mere om NBM på [Energinets hjemmeside](#).



Læs mere om NBN på [NBMs hjemmeside](#).

NBM

NORDIC BALANCING MODEL

15 MIN ISP

Som foranledning af EBGL, artikel 53, stk. 1, overgår ubalanceafregningen (Imbalance Settlement Period) fra en tidsopløsning (MTU) på 60 minutter til en MTU på 15 minutter. Overgangen til 15 min. tidsopløsning er nødvendig for opkoblingen på MARI og PICASSO. I NBM-programmet er det en forudsætning for at kunne skifte til 15 minutters ubalanceafregning, at aktørerne kan handle sig i balance via 15 minutters produkter. Dermed medfører 15 min ISP-projektet, at intraday-markedet overgår til 15 minutters opløsning, ligesom der også implementeres 15 minutters opløsning på balancemarkedet.

15 min ISP og 15 min MTU for intraday forventes at have go-live i april/maj 2023.



[Læs mere om 15 MIN ISP.](#)

mFRR EAM

Det nye nordiske energiaktiveringsmarked for manuelle reserver (mFRR EAM) skal erstatte det nuværende regulerkraftmarked, samt være forløber for overgangen til MARI. Med mFRR EAM overgår bududvælgelsesprocessen fra at være manuel til at være automatiseret ved hjælp af MARIs aktiveringsoptimeringsfunktion (AOF), hvilket er nødvendigt for at muliggøre, at budopløsningen går fra 60 minutter til 15 minutter.

Desuden muliggør mFRR EAM at besparelserne fra det eksisterende nordiske mFRR regulerkraftmarked bevares og udbygges i det fremtidige elsystem, hvor behovet for balancering stiger.

mFRR EAM indføres trinvist inden Energinet kobler sig på MARI. Første trin forventes indført i Q4 2023.



[Læs mere om mFRR EAM.](#)

KAPACITETSMARKEDERNE

Kapacitetsmarkederne omfatter to projekter i NBM-programmet, et for mFRR-kapacitet og et for aFRR-kapacitet. Både mFRR og aFRR overgår til et nordisk marked på et nyt fælles nordisk IT-system. Det nye nordiske kapacitetsmarked giver mulighed for at udveksle reserver med op til 10% af den tilgængelige kapacitet på tværs af budzoner, såfremt det giver en højere samfundsøkonomisk gevinst end ved brug af den tilsvarende kapacitet i day-ahead-markedet.

aFRR-kapacitetsmarkedet forventes at blive implementeret ved udgangen af 2022. Derudover er det forventet, at overgangen til det nordiske mFRR-kapacitetsmarked sker ved udgangen af 2023.



[Læs mere om nordisk aFRR kapacitetsmarked.](#)



[Læs mere om nordisk mFRR kapacitetsmarked.](#)

MARI

MARI er et fælles europæisk implementeringsprojekt, der indebærer oprettelsen af en europæisk energiaktiveringsplatform for mFRR.

MARI fungerer grundlæggende på samme måde som PICASSO, men for mFRR energiaktiveringsmarkedet. Det er muligt at aktivere mFRR på tværs af Europa, og dermed øge fleksibiliteten i det europæiske mFRR-balanceringsmarked.

Introduktionen af det fælles nordiske energiaktiveringsmarked (mFRR EAM) sikrer, at de nordiske lande gøres klar til implementeringen af MARI.

Efter overgangen til det nordiske mFRR EAM, vil der ikke være nogen væsentlige ændringer for aktørerne ved overgangen til MARI. De største ændringer for aktørerne vil dermed ske ved overgangen til nordisk mFRR EAM.

Energinet forventer at tilslutte sig MARI i Q2 2024.

PICASSO

PICASSO er det fælles europæiske implementeringsprojekt, og dermed oprettelsen af en europæisk energiaktiveringsplatform for aFRR.

PICASSO gør det muligt at aktivere aFRR på tværs af Europa, og dermed øge fleksibiliteten i det europæiske aFRR-balanceringsmarked. Dette skal være med til at skabe øget konkurrence samt øgede muligheder for at afsætte balanceringsenergi til det europæiske marked.

PICASSO fungerer ved at TSOerne indsamler bud fra aktørerne, og vurderer behovet for aFRR-aktivering i hhv. DK1 og DK2. Dette sendes til PICASSOs aktiveringsoptimeringsfunktion (AOF), som matcher samtlige TSOers bud og aktiveringsbehov, under hensyntagen til tilgængelig grænsekapacitet mellem budzonerne. Resultaterne fra AOFen sendes tilbage til TSOerne. Baseret på resultaterne fra PICASSO, aktiverer TSOerne de relevante balanceaktørers bud.

Der bliver ikke etableret et dansk- eller fælles nordisk aFRR-energiaktiveringsmarked inden overgangen til PICASSO.

PICASSO har haft go-live 1. juni 2022, og de første TSOer er allerede koblet på platformen. Energinet forventer at tilslutte sig PICASSO i Q2 2024.

KAPACITET OG ENERGI INDKØBES SÆRSKILT

PICASSO og MARI anvendes udelukkende til at indkøbe aFRR- og mFRR energi.

Kapacitet fremskaffes på fælles nordiske markeder for aFRR og mFRR.



Læs mere om MARI på [Energinets hjemmeside](#).



Læs mere om PICASSO på [Energinets hjemmeside](#).



LANGSIGTET MARKEDSUDVIKLING

DYNAMISK DIMENSIONERING

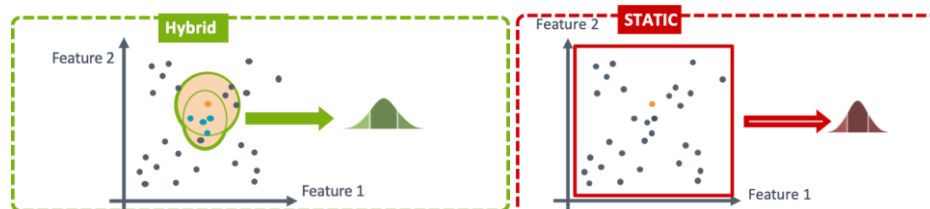
Fastsatte og statistiske kriterier, som vi historisk har haft og stadig har, fungerer samfundsøkonomisk optimalt i et stabilt og forudsigeligt system. Et system, hvor balanceringsreserver primært anvendes i udfaldssituationer, og ikke i dominerende grad til ubalancer. Med den forventede udvikling i elsystemet, og allerede eksisterende fluktuationer og ubalancer, vil Energinet opdatere tilgangen til dimensionering af balanceringsreserver.

Det er mere hensigtsmæssigt at dimensionere reserver per time (dynamisk dimensionering), når behovet for balanceringsenergi og dimensionerende hændelse vil variere time for time - f.eks. grundet fluktuerende produktion fra VE. Energinet vil dermed bevare nuværende elforsyningsikkerhed, men i stedet vurdere behovet for reserver mere præcist for at have samme risikoprofil i alle timer.

I Norden implementeres en ny dimensioneringsmetode for balanceringsreserver, der forventeligt implementeres medio 2024 (sendt til vurdering hos Forsyningstilsynet). Metoden skal sikre kapacitet svarende til dimensionerende hændelse plus en given fraktil baseret på historiske ubalancer i budzonerne (ubalancefraktilen). Det nuværende forslag er, at en TSO med 99% sandsynlighed skal have adgang til en tilstrækkelig mængde balanceringsenergi til at imødekomme samtidige ubalancer og største enkeltstående fejl.

Metoden anvender udligning af modsatrettede ubalancer i beregningen af ubalancefraktilen, hvis den residuale overførselskapacitet mellem budzonerne tillader det i driftstimen. Adgang til balanceringsenergi indebærer også deling af reserver, uden reservation af kapacitet på udlandsforbindelser og frivillige energibud.

Kort fortalt, består dynamisk dimensionering af prognoser for kommende driftsdøgn til



Figur 29: En sammenligning af en dynamisk (til venstre) og en statisk årlig (til højre) vurdering.

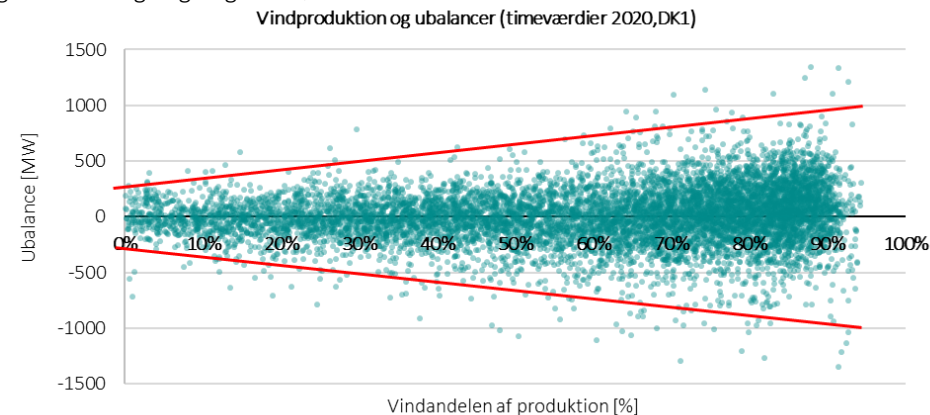
at finde sammenlignelige historiske driftsscenarioer, hvor ubalancen i disse perioder udgør en normalfordeling.

Fordelingen ved en **statisk dimensionering** vil anvende alle driftsscenarioer fra sidste år, hvorfor man vil være mere tilbøjelig til at over- og underdimensionere hvis driftsscenarioerne varierer - se Figur 29.

Overordnet anvendes den dynamiske metode til at vurdere sandsynligheden for at have adgang til en tilstrækkelig mængde balanceringsenergi for det kommende driftsdøgn, time for time. For at sikre en given sandsynlighed indkøbes reserver svarende til den del af behovet, der ikke dækkes af frivillige bud og delingsaftaler.

I Danmark eksisterer der allerede en korrelation mellem spredningen af den summerede ubalance per budzone og elproduktion fra vindenergi. Dette er forventeligt, da prognosefejl korrelerer med vindhastigheden. Derfor vil f.eks. vejrprognoser (omregnet til elproduktion) være et vigtigt input til den dynamiske dimensionering – se Figur 30.

Dynamisk dimensionering implementeres forventeligt ved overgangen til mFRR EAM, ultimo 2023. Det er endnu uvist, hvordan det vil påvirke indkøbet af reserver, men en gennemsnitlig stigning i indkøbet forventes.



Figur 30: Korrelation mellem vindproduktion og ubalancen for DK1 i 2020





ENERGIØERNE

Opførelsen af de danske energiøer blev vedtaget jf. Klimaaftalen af 22. juni 2020, og har til formål at bidrage til den grønne omstilling ved at tilføre store mængder vedvarende energi (VE) til det danske elsystem.

Energiø-projektet er et omfattende projekt, der som udgangspunkt opføres med 3 GW havvind på Energiø Bornholm i Østersøen, og 3 GW havvind i Nordsøen (med plads til 10 GW på sigt frem mod 2040, hvoraf en delmængde formentligt opføres om PtX). Energiø Bornholm forventes at være i drift i 2030, hvor energiøen i Nordsøen forventes at være i drift i 2033.

På baggrund af den nuværende arbejdshypotese antages det, at energiøerne kommer til at være deres egne budzoner – i dette tilfælde offshore budzoner (OBZ). Den konkrete beslutning afgøres pba. et budzonestudie, der skal godkendes regulatorisk.

Det antages, at de nye budzoner skal fungere efter eksisterende markedsregler, ligesom de nuværende budzoner (DK1 og DK2), og kan i lavvind-scenarier fungere som transit mellem budzoner ved at udnytte plads på kabelforbindelserne.

De nye budzoner vil forventeligt påvirke reservebehovet, og dermed systemudbydesmarkedet på baggrund af de store mængder vedvarende energi, der tilføres elnettet. Det særligt udfordrende i den forbindelse er spørgsmålet om reservedimensionering samt placeringen af reserver.

VERDENS FØRSTE ENERGIØER

Fortællingen om energiøerne spænder efterhånden vidt og bredt. Energiøerne er blevet kendt som danmarkshistoriens største anlægsprojekt, og spiller i særdeleshed en afgørende rolle i den danske klimaindsats. Men det er ikke kun i Danmark, at energiøerne er på folks læber. Flere europæiske lande skuer til ambitionen om at etablere verdens første energiøer. Særligt Belgien og Tyskland har gjort sig bemærket i den forbindelse. I november 2021 underskrev de nemlig en samarbejdsaftale med Danmark, hvilket anses som et skridt tættere på realiteten om etableringen af de to energiøer.

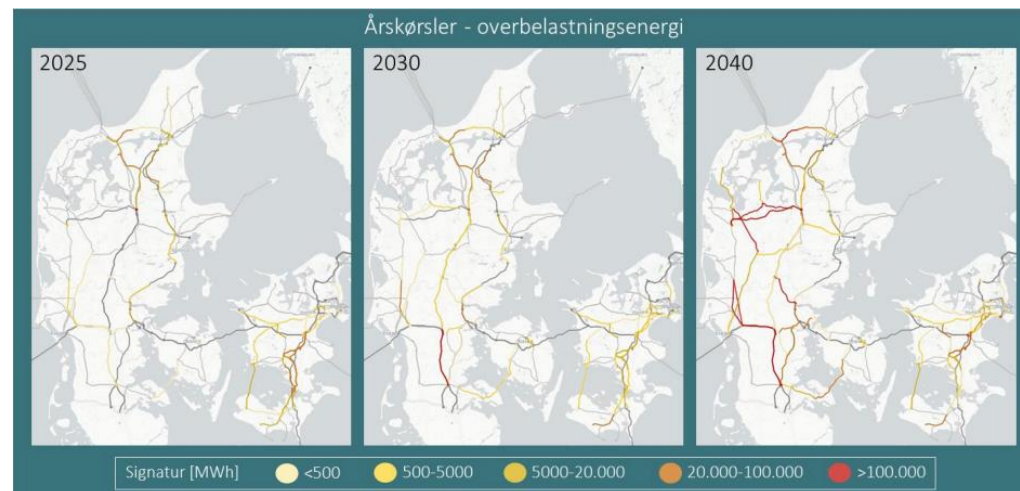
LOKAL FLEKSIBILITET

Ændringerne i elforbruget og -produktionen grundet den grønne omstilling, medfører en øget energimængde, som elnettet skal håndtere. En decentralisering (væk fra højspændingsnettet) samt øget peak-belastning grundet samtidigheden i hhv. forbrug, vindkraft og tilsvarende for solceller. Disse afledte effekter giver en øget belastning og derved et behov for enten at udbygge nettet eller at håndtere flows og potentielle overbelastninger i eller tæt på driftstimen. Den grønne omstilling føder altså et behov for udbygning af nettet og udvikling af markeds løsninger til at afhjælpe overbelastninger.

Lokale overbelastninger håndteres i balancetidsrammen, altså ifm. mFRR EAM.

Da mFRR EAM kun skal anvendes til balancering (for ikke at påvirke ubalanceprisen, f.eks. grundet interne flaskehalse), skal lokale flaskehalse håndteres i et nationalt tillæg til mFRR EAM. Energinet vil kræve Geo-tag på alle mFRR energibud ved overgangen til mFRR EAM, ultimo 2023 (sendt til vurdering hos Forsyningstilsynet). Lokale flaskehalse vil blive afhjulpet med (1) aktivering af de billigste lokale energibud, (2) tilbageholdelse af lokale energibud der forværrer, mens de resterende energibud videresendes til det nordiske fælles mFRR EAM. Lokale aktiveringer afregnes ved pay-as-bid princippet.

Estimering af overbelastningsenergi summeret for ét år over forskellige nedslagsår er illustreret på billedet. Dette er kun i normaldriftssituationer. Planlagt- og uforudset udetid af kritiske komponenter kan give en betydelig forøgelse.



Figur 31: Overbelastnings-energi i 2025, 2030 & 2040 affødt af AF20 under hensyntagen til N-1, tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet som lige streger.



[Læs mere om Geo-tag vurdering på Forsyningstilsynets hjemmeside.](#)



[Læs mere om effektubalanceafregning \[her\]\(#\)](#)

MULIGE TILTAG

FCR-N asymmetrisk med pay-as-cleared (+2025)

I samarbejde med de nordiske TSO'er, skal der analyseres fordele og ulemper ved FCR-N asymmetrisk med marginalprisafregning i forhold til, om det vil være fordelagtigt at ændre markedsdesignet på nordisk plan. For Energinet er marginalpris-clearing altid slutmålet, hvis det er fordelagtigt for markedet.

Ændring af aFRR (+2023)

aFRR i DK1 er på nuværende tidspunkt udfordret af lav likviditet. Det vil på sigt blive løst ved indtrædelsen i PICASSO og nordisk aFRR CM. Der er dog en rum tid endnu, hvilket åbner muligheden for at lave nogle PICASSO-kompatible ændringer forud for indtrædelsen på det internationale marked. Yderligere tiltag kan f.eks. være oprettelse af asymmetrisk timemarked eller tidlig indtrædelse i nordisk aFRR CM.

Nordisk FFR og FCR (+2025)

FFR, FCR-D og FCR-N har et langsigtet mål om at overgå til ét nordisk marked.

Udfaldsreserver (+2025)

Når Energinet fremadrettet skal indkøbe reserver til både udfald af største enhed og normaldriftsubalancer, overvejer Energinet, om det kan skabe værdi at opdele indkøbet af mFRR-reserver i et standardprodukt som det vi kender i dag. Og, som noget nyt, et udfaldsprodukt, der kan indkøbes på andre vilkår. Energinet forventer, at dette vil kunne nyttiggøre eksisterende anlæg, der fx har vanskeligt ved at levere under konstant 15 minutters tidsopløsning. Ligesom det forventes, at kunne være relevant for anlæg, der ikke kan startes igen umiddelbart efter at være stoppet.

Dansk Core share (+2027)

Energinet kan på sigt overveje at indkøbe en vis andel danske kapacitetsreserver for at sikre national forsyning. Tiltaget er dog tættere forbundet med effekt knaphedsproblemer end balanceringsressourcer.



A photograph of two white wind turbines on a grassy field. The sky is a deep blue with some light clouds. In the foreground, there is a wireframe graphic of a dome-like structure made of white lines. The text is overlaid in white, sans-serif font.

AKTØRERNE I FREMTIDENS BALANCEMARKED

ÆNDRINGER I AKTØRBILLEDET

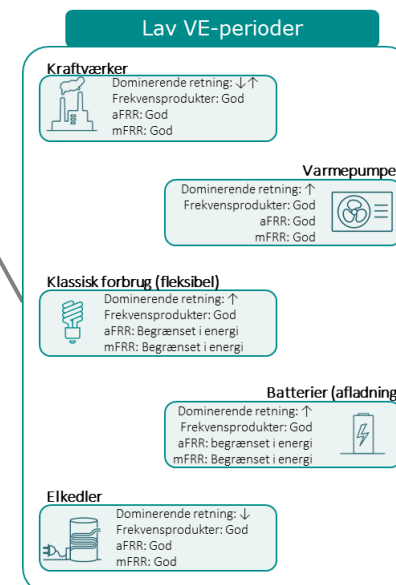
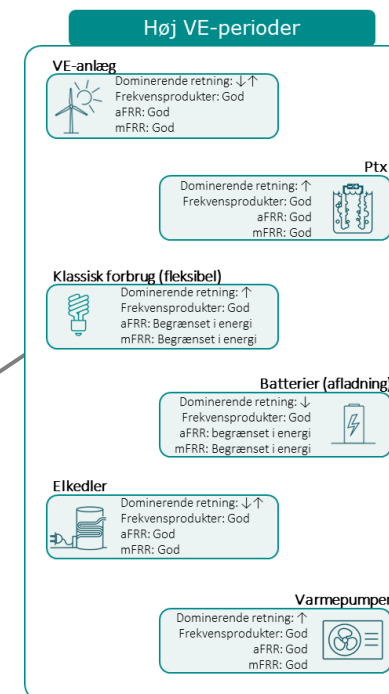
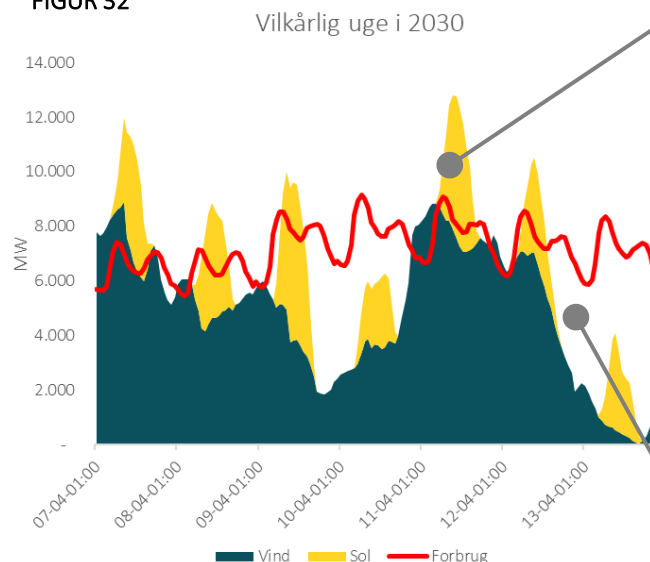
I takt med udbygningen af vind og sol øges forskellen mellem lav VE-perioder og høj VE-perioder. VE kan ligesom andre teknologier deltage i reservemarkedet. Forskellene mellem hhv. lav- og høj VE i perioder, forventes at have stor indflydelse på, hvilke aktører der er deltagende i systemydelsesmarkederne. I den forbindelse, vil der også være forskel på, om det er op- eller nedregulering der bydes ind med.

I PERIODER MED HØJ VE, forventes flere ubalancer, men også flere balanceringsressourcer – såsom sol, vind, PtX og flere typer af elforbrug. Perioder med høj VE har forventeligt ikke knaphed i nogen reguleringsretning.

I PERIODER MED LAV VE, forventes færre ubalancer, og dermed også færre balanceringsressourcer – primært i opreguleringsretningen. Sol, vind, PtX og lidt dyrere elforbrugende enheder (f.eks. elkedler), vil typisk ikke være i drift til at levere opregulering. I lav VE-perioder vil der forventeligt være knaphed i opreguleringsressourcer, qua teknologimikset for opregulering begrænser sig til kraftværker, klassisk elforbrug, varmepumper og lagringsteknologier.

Dette er med til at understrege, at elsystemet har behov for en bred portefølje af balanceringsressourcer for at kunne opretholde en høj forsyningsikkerhed på sigt.

FIGUR 32



Læs mere om tekniske krav til at kunne levere systemydelser på [Energinets hjemmeside](#)

Er du i tvivl om du kan levere systemydelser, så tag testen på [Energinets hjemmeside](#)



BILAG

FORUDSÆTNINGER OG BAGGRUNDSDATA

Tabel for skøn

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
DK1												
FCR-Høj	20	22	24	26	28	29	31	32	33	34	34	35
FCR-Lav	20	20	20	20	21	23	25	25	26	27	27	28
aFRR-Høj	100	100	110	110	132	132	133	136	136	140	141	148
aFRR-Lav	100	100	100	100	108	108	109	111	111	115	115	121
mFRR Op-Høj	299	303	284	284	825	824	822	905	910	922	908	931
mFRR Op-Lav	299	295	274	274	252	252	251	248	248	244	243	236
mFRR Ned-Høj	-	-	-	-	387	409	449	499	515	567	596	617
mFRR Ned-Lav	-	-	-	-	-	-	14	24	48	109	135	150
DK2												
FFR-Høj	11.149	13.200	16.963	20.726	26.201	33.675	41.148	48.621	56.095	63.568	71.042	78.515
FFR-Lav	11.149	9.900	10.926	13.420	18.811	22.032	25.252	28.472	31.693	34.913	38.133	41.354
FCR-D-Høj	42	42	44	44	46	49	52	54	57	63	65	72
FCR-D-Lav	42	42	44	44	44	45	46	47	48	50	51	53
FCR-D-Høj	-	38	43	43	44	47	50	53	55	61	63	69
FCR-D-Lav	-	38	38	38	38	40	42	44	45	47	49	51
FCR-N-Høj	18	18	18	18	19	20	22	23	24	26	27	30
FCR-N-Lav	18	18	18	18	18	19	19	20	20	21	21	22
aFRR Op - Høj	-	-	66	77	69	69	69	71	71	73	73	77
aFRR Op - Lav	-	-	52	63	56	56	57	58	58	60	60	63
aFRR Ned - Høj	-	-	66	78	67	68	68	70	70	71	71	72
aFRR Ned - Lav	-	-	52	63	54	55	55	57	57	58	58	59
mFRR Op-Høj	620	603	545	652	793	792	790	800	1.083	1.103	1.128	1.134
mFRR Op-Lav	620	602	534	480	436	461	458	463	468	562	666	707
mFRR Ned-Høj	-	-	-	894	1.268	1.283	1.255	1.290	1.257	1.396	1.377	1.378
mFRR Ned-Lav	-	-	-	113	181	246	304	357	426	612	666	718

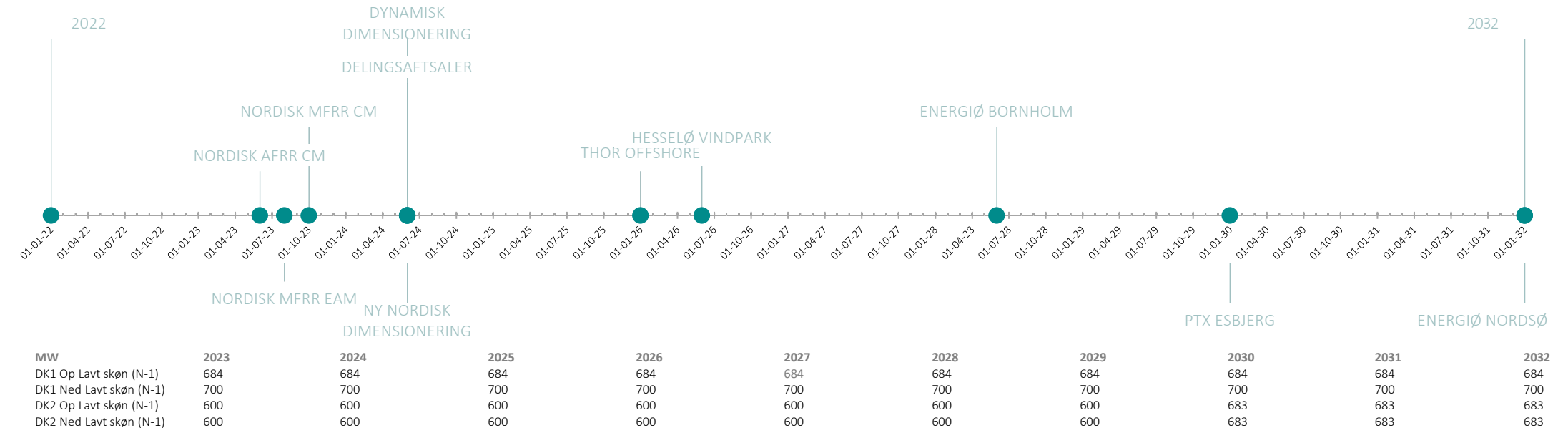
Delenøgler og N-1

Klimaår 2005		2025	2030
DK1			
Produktion	TWh	33,0	36,9
Forbrug	TWh	30,6	40,8
Europa			
Produktion	TWh	3044	3342
Forbrug	TWh	3028	3337
Delenøgle	%	1,05% (2027)	1,16% (2032)
DK2			
Produktion	TWh	14,0	24,4
Forbrug	TWh	17,5	23,4
Norden			
Produktion	TWh	466,8	506,4
Forbrug	TWh	409,2	459,0
Delenøgle	%	3,60% (2027)	4,95% (2032)

Klimaår 1985		2025	2030
DK1			
Produktion	TWh	31,7	34,4
Forbrug	TWh	30,9	39,2
Europa			
Produktion	TWh	3084	3288
Forbrug	TWh	3035	3215
Delenøggle	%	1,02% (2027)	1,13% (2032)

DK2			
Produktion	TWh	13,5	21,9
Forbrug	TWh	17,6	22,3
Norden			
Produktion	TWh	453,0	481,6
Forbrug	TWh	422,1	460,9
Delenøgle	%	3,56% (2027)	4,69% (2032)

Tidslinje



FORSKELLEN PÅ KAPACITETS- OG ENERGIMARKED

ENERGINET

Kapacitetsmarkedet

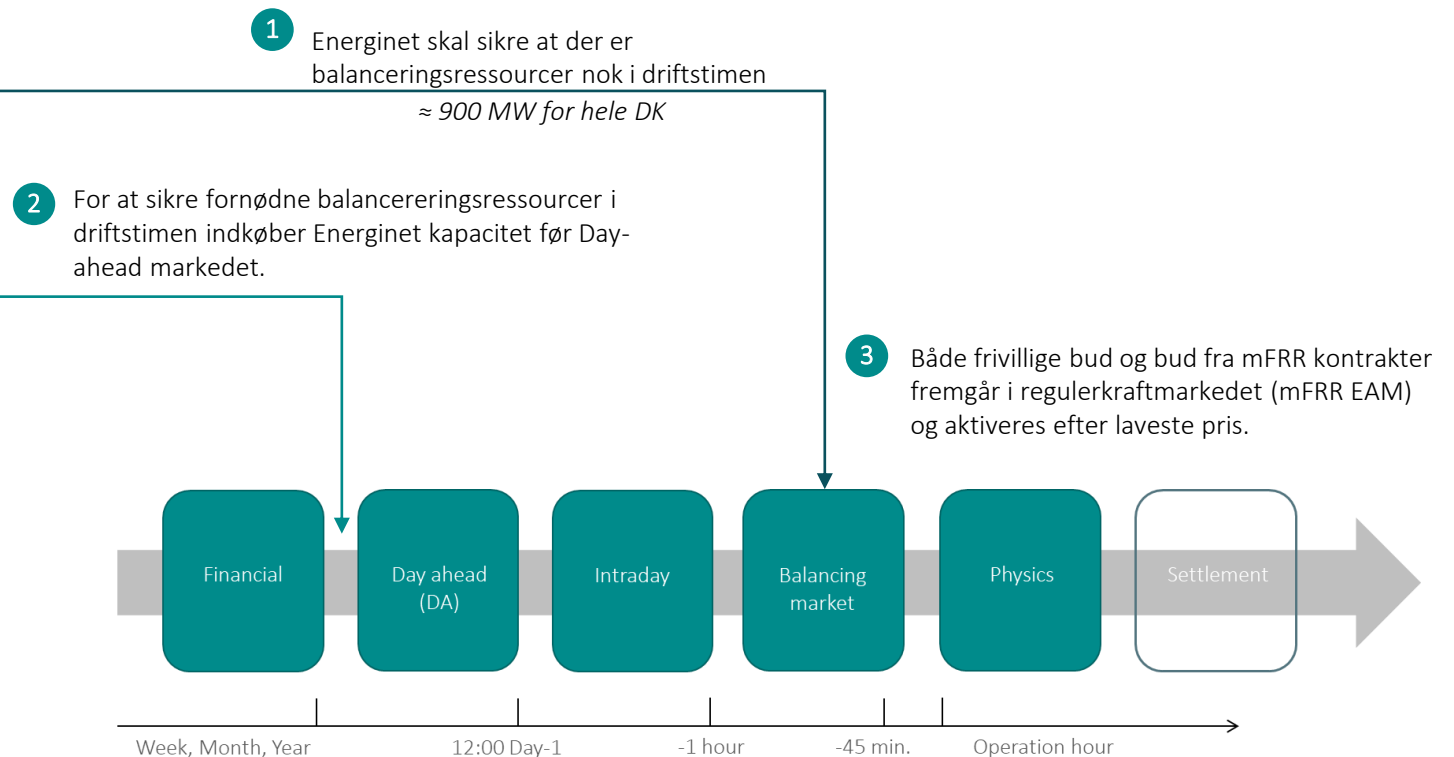
I kapacitetsmarkedet indkøber Energinet at den nødvendige kapacitet til, at kunne balancer systemet.

Dette er gældende for alle systemydelse, og for FFR,FCR, FCR-D, FCR-N skal man levere såfremt man bliver valgt i kapacitetsmarkedet, mens at for aFRR og mFRR skal man byde ind i energimarkedet.

Energimarkedet

For aFRR og mFRR har Energinet også et markedet for at afregne de fysiske leverancer, kaldet energimarkedet.

Såfremt man har solgt sin kapacitet i kapacitetsmarkedet, skal man byde den ind i energimarkedet, for derved potentielt, at kunne blive valgt til at levere.





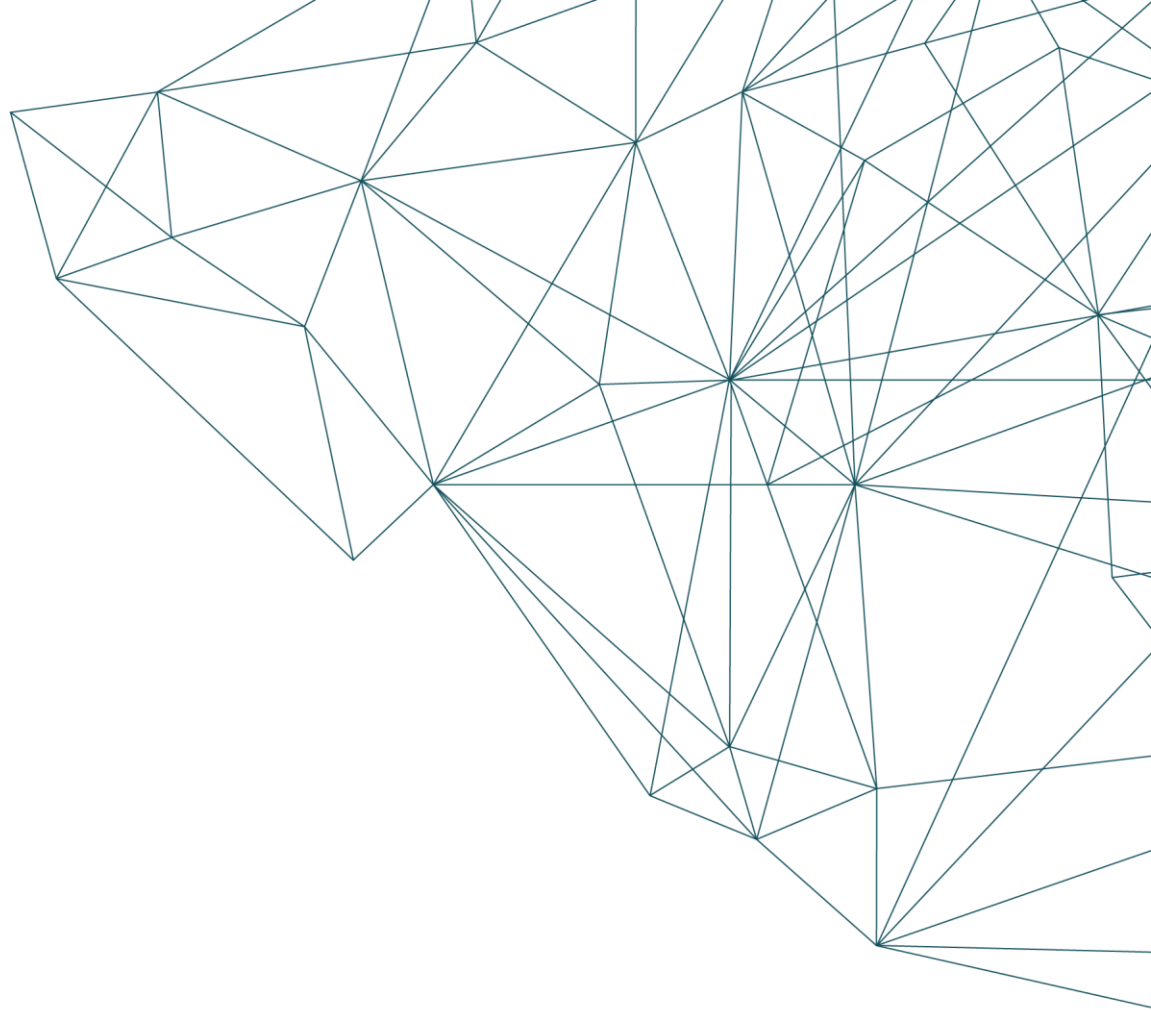
Tonne Kjærvej 65

7000 Fredericia

Tlf 70 10 22 44

electricitymarket@energinet.dk

www.energinet.dk



Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten.

Det betyder, at de publikationer m.v., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.