



HØRINGSBREV – UDKAST AF FORSKRIFT C2, FORSKRIFT C3 SAMT FORSKRIFT F

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet sender Forskrift C2: 'Balancemarkedet og balanceafregning', Forskrift C3: 'Planhåndtering – Daglige procedurer' samt Forskrift F: 'EDI-kommunikation' i høring. Høringen løber fra 5. august til og med d. 6. september 2021.

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Forskrifterne er vedlagt dette dokument i to udgaver:

- med alle ændringer markeret
- med alle ændringer implementeret i dokumenterne

Dato:
5. august 2021

Forfatter:
CNP/ARY

Der tages udgangspunkt i de i skrivende stund gældende forskrifter¹. De til ethvert tidspunkt gældende forskrifter kan findes på Energinets hjemmeside².

1. Baggrund og formål

Energinet er som transmissionssystemoperatør for det danske eltransmissionsnet bl.a. ansvarlig for, at der er balance mellem produktion og forbrug i det danske elsystem i alle døgnets timer. Energinet har også ansvaret for den danske elforsyningssikkerhed, dvs. at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges. Energinet køber derfor systemydelse for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet.

Energinet indkøber reserver (kapacitet og energi) for at sikre ressourcer til at opretholde balancen i elsystemet. Kapaciteten sikrer rådigheden, mens reserveenergien er selve aktiveringen af reserven. Regulerkraft er en manuel reserve som har en aktiveringstid på op til 15 minutter. Energinet indkøber regulerkraft på det fælles nordiske regulerkraftmarkedet, hvor alle af de danske aktører indmeldte regulerkraftbud sendes videre til den fælles nordiske budliste NOIS. Aktivisering af bud vælges i prissækkefølge og afregnes efter pay-as-clear metoden (dvs. med marginalpris). Specialregulering er en regulering, hvor den normale prissækkefølge ikke nødvendigvis følges, og hvor aktiveringen ikke bliver prissættende for balanceprisen. Specialregulering anvendes for at sikre, at reguleringer udført på grund af nettekniske forhold (fx flaskehalse i eget net) ikke påvirker regulerkraftmarkedet og derved ubalanceprisen. Regulerkraftbud, der anvendes til specialregulering, afregnes som pay-as-bid.

Implementeringen af europæiske forordninger (såsom EBGL³) og den forestående indtræden i det integrerede europæiske marked for balanceringsenergi forudsætter et skifte fra frekvensbaseret balancering af det nordiske elsystem til ACE (Area Control Error) baseret balancering. Dette kræver ændringer i de nuværende processer i kontrolcentre, udvikling af nye IT-

¹ Dok. 20/02087-1, Dok. 20/02088-11, Dok. 19/07416-32

² <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Regler-for-elmarkedet/Markedsforskrifter#C1>

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

værktøjer og vil også medføre ændringer i markedsprocesser. For eksempel skal TSO'er fremadrettet aktivere manuelle reserve- (nuværende regulerkraft-) bud baseret på forventede område-ubalancer, i stedet for baseret på frekvens i det nordiske synkronområde. Disse ændringer vil ikke kun berøre TSO'er men også markedsaktører og deres processer og værktøjer. De manuelle reserver vil fremadrettet og i denne høring være benævnt mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve) og markedet for mFRR benævnes mFRR energiaktiveringsmarked (mFRR EAM).

Energinet arbejder, i regi af Nordic Balancing Model (NBM) programmet⁴, sammen med de øvrige nordiske TSO'er, på at etablere et nyt fælles nordisk mFRR EAM. Det nordiske mFRR EAM er planlagt til at blive idriftsat 1. november 2022. Dette sker som en del af overgangen til det fælles europæiske mFRR energiaktiveringsmarked og tilslutning til den fælles europæiske platform for mFRR - MARI (Manually Activated Reserve Initiative).

Det nye marked for aktivering af manuelle reserver afføder en række ændringer i Energinets markedsregler for markedsaktører samt i Energinets Udbudsbetingelser for systemydelse til levering i Danmark. Denne høring omfatter ændringer af forskrifterne med ikrafttrædelse ved overgangen til det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked som planlægges idriftsat d. 1. november 2022.

Energinet har i den forbindelse udfærdiget opdatering af følgende forskrifter:

- Forskrift C2: 'Balancemarkedet og balanceafregning'
- Forskrift C3: 'Planhåndtering – Daglige procedurer'
- Forskrift F: 'EDI-kommunikation'

Forskrift C2 omhandler regler og krav for balancemarkedet og balanceafregning. Kapitel 2 dikterer krav og regler for deltagelse i regulerkraftmarkedet samt for prissætning. Med denne høring lægges op til omfattende revision af kapitel 2 i Forskrift C2.

Forskrift C3, kapitel 5 vedrører planhåndtering og daglige procedurer for regulerkraft. I dette kapitel revideres krav til og regler for budinformation, budindmelding og aktivering af bud. Desuden indføres en ny bestemmelse om dataudveksling. Dermed vil Forskrift F ikke længere være gældende for dataudveksling i mFRR energiaktiveringsmarkedet, hvorfor denne høring ligeledes dækker en mindre tilføjelse til Forskrift F.

Forskrifterne finder anvendelse over for markedets aktører som i dag deltager i regulerkraftmarkedet og/eller vil deltage på det kommende nordiske og senere europæiske mFRR energiaktiveringsmarked, og som har indgået (kommer til at indgå) aftale om balanceansvar med Energinet.

Energinets tilgang til de anmeldte ændringer er gradvist at implementere den europæiske regulering. De anmeldte ændringer er desuden gennem NBM-programmet - og derigennem implementeringen af det nordiske mFRR energiaktiveringsmarked - koordineret med de øvrige

⁴ <https://nordicbalancingmodel.net/>

nordiske TSO'er, for via et harmoniseret nordisk marked at forberede og implementere indtræden i det fælles harmoniserede europæiske marked.

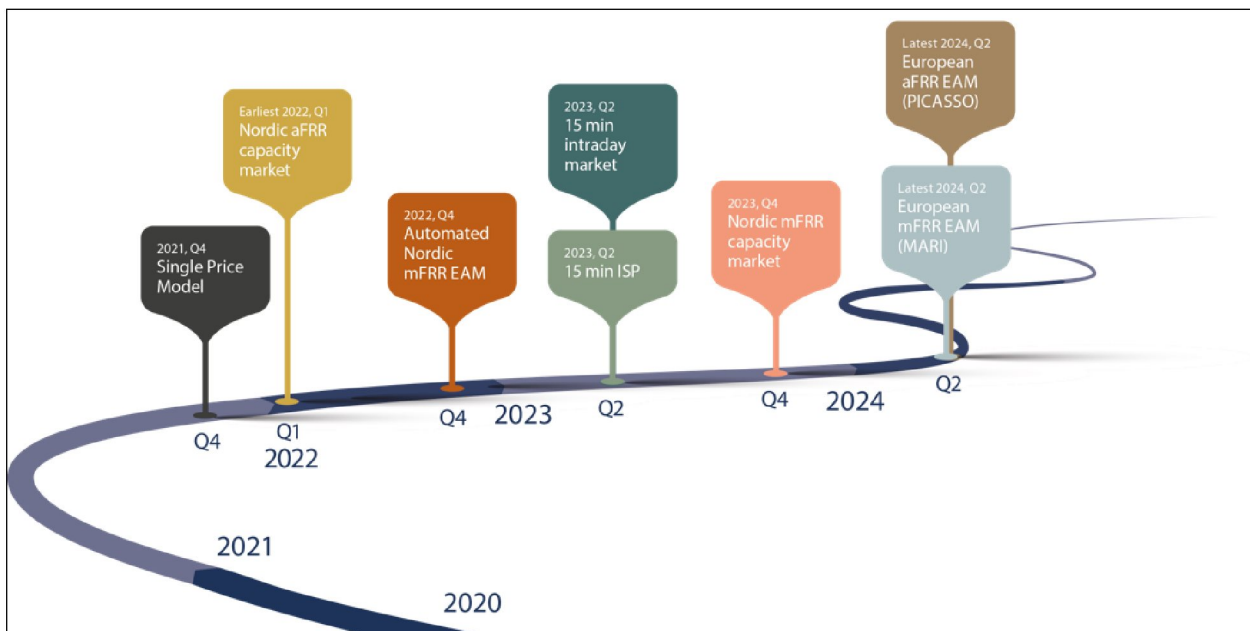
1.1 Nordic Balancing Model (NBM) programmet og den trinvis implementering af fælles europæisk marked

I 2018 underskrev de nordiske TSO'er en samarbejdsaftale, hvor principperne for design, udvikling og drift af nordisk balancering blev beskrevet. Som et resultat af samarbejdsaftalen blev Nordic Balancing Model (NBM)-programmet oprettet for at sikre en effektiv overgang mod et grønt, integreret og harmoniseret fælles europæisk marked. Med denne samarbejdsaftale har Energinet forpligtet sig over for de nordiske TSO'er til at gennemføre overgangen i samarbejde med de øvrige nordiske TSO'er.

NBM-programmet er blevet etableret for at sikre en driftssikker og effektiv nordisk overgang til den harmoniserede og integrerede europæiske balanceringsmarked. NBM roadmappen inkluderer milepæle for de enkelte programmets byggesten er vist i Figur 1.

Implementering af det nordiske automatiserede mFRR energiaktiveringsmarked er en del af NBM-programmet og er en forudsætning for at kunne implementere 15-minutters ubalanceafregning (ISP15) samt at kunne indtræde i det fælles europæiske mFRR energiaktiveringsmarked og tilslutte til MARI-plattformen uden tab af driftssikkerhed.

For Energinet er et fælles nordisk mFRR EAM afgørende for den nuværende håndtering af balancen i et elsystem med meget VE produktion. Uden adgang til fælles nordiske reserver og endnu ingen adgang til europæiske platforme for mFRR vil driftssikkerheden være udfordret. For Energinet betyder det aktiv deltagelse i udvikling og implementering af nye fælles nordiske IT-værktøjer for balancering.



Figur 1: NBM-roadmap

Gradvis implementering

Energinet, sammen med de øvrige nordiske TSO'er, har som nævnt valgt at lave en gradvis overgang til det europæiske mFRR energiaktiveringsmarked. Begrundelserne for dette er at sikre opretholdelse af forsyningssikkerheden i overgangsperioden til ISP15 og til det integrerede europæiske mFRR energiaktiveringsmarked. Ligeledes foretages den gradvise overgang for at sikre en fortsat effektiv økonomisk håndtering af balanceringen i norden, som i dag sikres ved det nordiske regulerkraftmarked.

Overgangen kræver indfasning af ændringer og automatisering af eksisterende processer i Energinets og de øvrige nordiske TSO'ers kontrolcentre kombineret med tilpasning af de nye. De nuværende procedurer i de nordiske kontrolcentre er i dag i stor udstrækning manuelle og vil ikke være anvendelige ved overgangen til ISP15, hvor de vil skulle eksekveres hyppigere. Tilpasning og håndtering af prognoser på 15 minutters ubalancer vil være en proces, der udvikles og forbedres gennem overgangsperioden. Risiko for at der opstår fejl i forbindelse med de nye operationelle processer i kontrolcentrene kan ikke fuldstændigt ignoreres. Det nye markedsdesign kan give uforudsete reaktioner fra markedsaktører og introduktionen af 15 minutters aktiveringsperiode af mFRR energi vil være et nyt element, der skal kunne håndteres af både markedsaktører og TSO'er gennem overgangsperioden.

Det første skridt i overgangen til det europæiske mFRR EAM er at udvikle IT-værktøjer og -processer for at understøtte det automatiserede nordiske mFRR EAM. Disse skal understøttes af ændringer af bl.a. markedsregler og regler for dataudveksling i Energinets forskrifter. Dette første skridt tages ved idriftsættelse af de nye værktøjer og processer fra 1. november 2022.

Implementering af et fælles nordisk mFRR energiaktiveringsmarked medfører ændringer i de nuværende processer i det nordiske regulerkraftmarked, såsom budindmelding og -håndtering, bududvælgelse og -aktivering, som i dag i stor udstrækning er manuelle processer. Derfor består skiftet til et nyt automatiseret nordisk mFRR EAM af flere moduler:

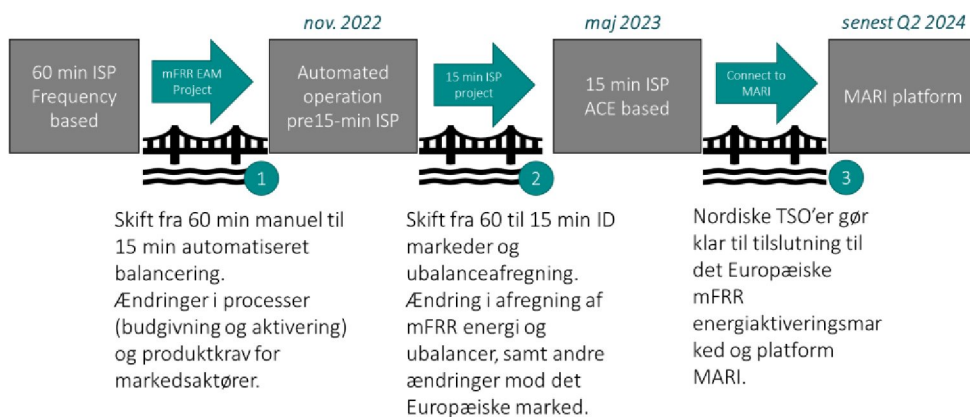
- Mulighed for elektronisk aktivering af bud i alle nordiske lande. Er implementeret i Energinets kontrolcenter, men endnu ikke i alle de øvrige nordiske kontrolcentre. En opdateret version skal implementeres i Energinets kontrolcenter.
- Ny dataudvekslingsstandard og platform samt nyt budformat som understøtter nye/flere budinformationer. Er nyt for alle nordiske TSO'er og er kompatibel med det fælles europæiske marked.
- Ny produktdefinition og krav (fx tidsopløsning og minimumsstørrelse) fra regulerkraftbud til mFRR energibud (jf. europæisk regulering).
- Automatisk budhåndterings og -filtreringsfunktion, for at filtrere bud, der eksempelvis ikke kan aktiveres (bag flaskehalse) eller jf. de af aktører indmeldte budinformationer. Ny automatisk funktion i Energinets kontrolcenter og de øvrige nordiske kontrolcentre
- Automatiseret bududvælgelse - en ny algoritme "Activation Optimization Function" (AOF), der understøtter automatisk bestilling af regulerkraft (mFRR energi), baseret på ubalanceprognoser, udvekslingskapacitet, samt de indmeldte mFRR energibud (mængder, priser, samt øvrige budinformationer). Ny automatisk funktion i Energinets kontrolcenter og øvrige nordiske kontrolcentre.

Implementeringen af den nordiske platform for mFRR EAM kræver dermed ændringer i processer og automatisering både i Energinets kontrolcenter og hos markedsaktører. I henhold til de nordiske TSO'ers implementeringsplan vil mFRR energiaktiveringsmarkedet være implementeret og klar til idriftsættelse 1. november 2022. Perioden frem til idriftsættelse af ISP15 i maj 2023 kaldes "Automated operation pre 15 min ISP" (se figuren nedenfor). I denne periode vil det nordiske mFRR EAM fungere i 1 times opløsning (ISP60), hvilket betyder, at tidsmæssigt vil markedsenheden (MTU) stadig være 60 minutter og afregningen for den leverede mFRR energi vil bibeholdes i denne tidsopløsning. Samtidig er formålet med denne periode at afprøve og sikre en stabil drift af de nye værktøjer og nye automatiserede processer i 15 minutters operationelle tidsopløsning for balancering, inkl. budindmelding, -udvælgelse og aktivering, inden ikrafttræden af ISP15 og dermed overgang til 15 minutters MTU.

I Figur 2 ses tre skridt jf. de nordiske TSO'ers plan for overgang til det fælles europæiske mFRR energiaktiveringsmarked og tilslutning til den europæiske platform MARI. Denne høring af forskriftsopdateringer omhandler det første skridt som muliggør idriftsættelse af det nordiske mFRR EAM, som er planlagt fra november 2022.

Der kan senere forventes yderligere opdateringer af Energinets forskrifter i forbindelse med trin 2 - ISP15, og trin 3 - tilslutning til MARI platformen, som resultat af den gradvise overgang til det fælles, harmoniserede europæiske mFRR energiaktiveringsmarked senest i Q2 2024.

TRE SKRIDT MOD TILSLUTNING TIL EUROPÆISK PLATFORM MARI



Figur 2: Tre skridt mod tilslutning til MARI

1.2 Dataudveksling

Som overordnet perspektiv for dataudveksling arbejder Energinet hen imod standardiseret format og udvekslingsvej. Dette forsøges indarbejdet, når der sker andre ændringer i dataudveksling. Målet med anvendelse af standarder er, at branchen konsoliderer i forhold til Norden og Europa på et strategisk niveau. Arbejdet gøres nemmere, når der anvendes internationale standarder. Den foreløbige plan for denne overgang til standardiseret form og udvekslingsformat er vist i Figur 3.

2. Retsgrundlag

EU-kommissionen har udstedt en række forordninger (såkaldte netregler) med hjemmel i Europa-Parlamentets og Rådets forordning nr. 2009/714 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling (herefter benævnt elforordningen).

Netreglerne afspejler elforordningens mål om et velfungerende indre energimarked i Europa, som opnås ved et bindende samarbejde og harmoniserede fælles regler. Netreglerne har til formål at etablere fælleseuropæiske regler for alle, der er involveret i at drive, planlægge eller bruge det europæiske elsystem. Netregler regulerer en række forhold om tilslutning til elnettet, drift af elnettet og markedet for handel med elektricitet.

Efter Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (herefter EBGL) har Energinet pligt til i sin egenskab af TSO, enten alene eller i fællesskab af andre TSO'er, at udvikle og anmelde metoder, der skal udmønte enkelte bestemmelser i forordningen. Det fremgår specifikt at de enkelte forordninger, hvorvidt disse regler/metoder skal godkendes af Forsyningstilsynet, samt tidsfrister herfor.

EBGL fastlægger rammerne for en integration af balanceringsmarkederne i Europa. Som et element heri, skal de enkelte TSO'er fastlægge vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceansvarlige aktører i deres område.

Forsyningstilsynet godkendte den 18. december 2019⁵ Energinets vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceringsansvarlige aktører efter EBGL artikel 18, hvori Forsyningstilsynet blandt andet har foretaget en prøvelse af, om Energinets markedsforskrifter C1, C2 og C3 samt Energinets dokumenter "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer" og "Systemydelser til levering i Danmark - Udbudsbetingelser", opfylder de specifikke vilkår og betingelser, der skal fastsættes for leverandører af balancerings tjenester og balanceansvarlige aktører efter EBGL artikel 18.

2.1 mFRRIF

Det følger af artikel 20 i EBGL, at Energinet i samarbejde med øvrige TSO'er skal udforme et forslag til rammen for gennemførelse af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering. Rammerne for etablering af europæiske platforme, jf. artikel 20, stk. 1, artikel 21, stk. 1, og artikel 22, stk. 1 skal godkendes⁶ af alle regulerende myndigheder.

Den 18. december 2018 indsendte alle TSO'er et forslag til rammen for gennemførelse af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering i henhold til EBGL, artikel 20. Den 24. januar 2020 godkendte Agency

⁵ Godkendelse af anmeldte vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceansvarlige aktører af den 18. december 2019, sagsnr.: 18/13107

⁶ Artikel 5, stk.2, litra a i EBGL

for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), på anmodning fra alle regulerende myndigheder og i henhold til artikel 5, stk. 7, TSO'ernes forslag.

De relevante metoder er alle metodeanmeldte og godkendt ACER. Den relevante Metode⁷ er som følger:

- ACER Decision 03-2020 on the Implementation Framework for the European Platform for Manual Frequency Restoration Reserves⁸
 - ACER Decision on the Implementation framework for mFRR Platform - Annex I
 - ACER Decision on the Implementation framework for mFRR Platform - Annex Ia
 - ACER Decision on the Implementation framework for mFRR Platform - Annex II

Den af ACER godkendte metode for gennemførelse af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering - ACER Decision on the Implementation framework for mFRR Platform: Annex I for *Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation* (herefter kaldet mFRRIF) - etablerer en konceptuel og juridisk ramme for implementeringen af mFRR-Platform. mFRRIF kan i overensstemmelse med artikel 7 i EBGL findes på Energinets hjemmeside⁹.

mFRRIF beskriver blandt andet det overordnede design for mFRR-Platform, inklusive funktioner og optimeringsalgoritme, regler for bestemmelse af overførselskapacitet for balanceringsenergi, definition af et standard mFRR balanceringsprodukt, frister for indsendelse af mFRR energibud, roadmap og tidsplan for implementering af platformen osv.

Da mFRRIF, på anmodning af alle europæiske TSO'er, er godkendt af ACER, har den, ligesom EBGL, direkte virkning overfor de relevante aktører i det danske marked og implementeringen af mFRRIF kræver derfor ikke yderligere godkendelse af forsyningstilsynet.

2.2 EBGL

Foruden implementeringen af regler fra mFRRIF har Energinet konstateret, at der i forbindelse med overgangen til det nye nordiske mFRR EAM er behov for at indføre nye regler og ændre i eksisterende regler i Energinets markedsforskrifter.

I forbindelse med udarbejdelsen af forslag til vilkår og betingelser for leverandører af balanceringstjenester og balanceansvarlige parter jf. artikel 18 stk. 3, litra a skal Energinet koordinere med de TSO'er og DSO'er, der kan blive berørt af disse vilkår og betingelser. Det er Energinets opfattelse, at de foreslåede vilkår og betingelser for leverandører af balanceringstjenester ikke berører relationen med de øvrige TSO'er, idet udvekslingen af balanceringstjenester over landegrænser tilrettelægges som TSO-TSO transaktioner, hvor nærværende vilkår og betingelser

⁷ <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>

⁸ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform.pdf

⁹ <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Regler-for-elmarkedet/Netregler-marked/EB-Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser-nationale-gennemfoerelsesforanstaltninger>

drejer sig om, hvordan de forskellige balancerings tjenester når frem til TSO'en. Energinet har ikke drøftet nærværende forslag med DSO'er, da levering af systemydelser p.t. alene finder sted af hensyn til et behov, som er fastlagt af TSO'en.

Det følger af EBGL artikel 18, stk. 3, litra b at i forbindelse med udarbejdelsen af forslag til vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester skal Energinet overholde rammerne for etablering af europæiske platforme for udveksling af balanceringsenergi i henhold til artikler 19, 20, 21 og 22. Energinet implementerer som nævnt regler fra mFRRIF og supplerer med nærværende regler, som alene er et supplement til de europæisk godkendte (ACER) regler.

Af EBGL artikel 18, stk. 3, litra c følger at Energinet skal inddrage andre DSO'er og andre interesserede parter i forbindelse med udarbejdelsen af forslaget og tage højde for deres synspunkter, uden at dette berører den offentlige høring i henhold til artikel 10. Som nævnt har Energinet ikke drøftet nærværende forslag med DSO'er, da levering af systemydelser p.t. alene finder sted af hensyn til et behov, som er fastlagt af TSO'en. Energinet har involveret markedsaktører og andre interessenter gennem såvel nationale (september 2020, januar 2021, maj 2021, juni 2021) samt nordiske aktørmøder (maj 2020, januar 2021, juni 2021). For eksempel, se afsnit 3.

Det følger af artikel 5, stk. 3 i mFRRIF, at TSO'er gradvist skal tilpasse vilkår og betingelser relateret til balancering i henhold til EBGL artikel 18 og i overensstemmelse med den nationale lovgivning for at muliggøre deres rettidige brug af mFRR platformen.

3. Vilkår og betingelser

Den beskrevne gradvise implementering af mFRRIF er årsagen til hovedparten af ændringerne. Tilgangen til ændringerne beror på, at reglerne i mFRRIF som nævnt allerede er regulatorgodkendt (ACER). I praksis er det besluttet at implementere regler fra mFRRIF ved at lade dem udgå af Energinets forskrifter. Dette er valgt for at undgå dobbeltimplementering (i mFRRIF samt i Energinets forskrifter).

Reglerne vil være at finde i mFRRIF. For at lette anvendeligheden for aktører vil Energinet desuden lade reglerne fremgå af Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark og Vejledning til Forskrift C2.

Ifølge mFRRIF artikel 7, stk. 4 er der enkelte regler, som hver TSO lokalt kan beslutte at implementere. På aktørmøder afholdt af Energinet i løbet af januar og maj 2021 har der været dialog om, hvorvidt markedsaktører har haft et behov for at disse blev implementeret. På baggrund af interessetilkendegivelser har Energinet valgt at implementere *maksimal leveringsvarighed* og *hviletid* samt valgt at implementere *lokationsinformation*, hvilket beskrives nærmere i afsnit 3.2.

Denne høring dækker også anmeldelsen af nye regler som følger af samarbejdet med de øvrige nordiske TSO'er for at opnå et harmoniseret nordisk mFRR EAM. Disse regler er ikke fra mFRRIF og er dermed ikke allerede regulatorgodkendt og kræver altså godkendelse fra Forsyningstilsynet. Nedenstående regler fastsættes for at muliggøre Energinets rettidige brug af mFRR platformen ved først at overgå til det nordiske mFRR EAM.

- Anvendelsen af en ny platform for bududvælgelse, dvs. skiftet fra nuværende NOIS til ny nordisk mFRR EAM platform
- Introduktion af 15 minutters driftskvarter (fire clearinger i timen) og 4x15 min bud i timen, trods fortsat 60 min markedsenhed (MTU).
- Ændring til prissætning. Prisen vil fortsat være pay-as-clear (marginalpris), men med fire clearinger i timen og fortsat én timepris følger naturligt tilpasning til prissætning.
- Aktivering via aktiveringsordre samt bekræftelse af aktiveringsordre samt tom aktiveringsordre.
- Fremfor at *overspinge* bud på NOIS, vil bud blive gjort *utilgængelige for aktivering* på den nye nordiske mFRR EAM platform.
- *Dødtid for regulering* og *Start og stop-gradient for regulering* erstattes af *Aktiverings-tid*.

Principper for det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked er beskrevet i *Memo - Process for activating products – update June 2021*¹⁰. I efteråret 2021 følger en mere udførlig beskrivelse af bududvælgelsesalgoritmen inklusive detaljer om prissætning for mFRR energi.

Metodeanmeldelsen indeholder desuden en række konsekvensrettelser.

Ændringerne vil få konsekvenser for alle nuværende aktører på regulerkraftmarkedet samt for kommende aktører på det nye nordiske mFRR EAM. De nye regler stiller både nye krav til IT og til en tilpasning af eksisterende driftsprocesser. Det fordrer derfor udvikling og tilpasning af såvel IT og driftsprocesser hos aktører på det nye nordiske mFRR EAM, som nødvendigvis får økonomiske konsekvenser.

Nedenfor følger ændringerne til forskrift C2, C3 og F, opdelt i afsnit, som relaterer til hvilket emne, anmeldelsen omhandler. For hvert afsnit er baggrunden for denne del af anmeldelsen beskrevet, suppleret med forslag til den specifikke tekst i forskriften sat over for den eksisterende tekst.

3.1 Konsekvensrettelser

Af Energinets markedsforskrifter defineres balanceringsenergi *regulérkraft* og markedet *Regulerkraftmarkedet*. I mFRRIF anvendes defineres manuelt aktiveret balanceringsenergi som *mFRR* og balanceringsbud som *mFRR balancing energy product bids*.

For at ligge op ad denne term er det besluttet at benævne balanceringsenergi som *mFRR energi* og balanceringsbud som *mFRR energibud*. Der er lavet følgende konsekvensrettelser gennem både Forskrift C2 og C3:

¹⁰ <https://nordicbalancingmodel.net/implementation-guides/>

Nuværende benævnelse	Ny benævnelse
Regulerkraft	mFRR energi
Regulerkraftbud	mFRR energibud
Regulerkraftmarked	mFRR energiaktiveringsmarked
Regulerkraftpris	mFRR energipris

3.2 Indmeldelse af mFRR energibud (nuværende regulerkraftbud)

Den trinvis implementering af det harmoniserede europæiske mFRR energiaktiveringsmarked via det nordiske mFRR energiaktiveringsmarked indebærer ændringer af regler for indmeldelse af regulerkraftbud, som er beskrevet i Energinets forskrifter C2 og C3. Ændringerne af budindmelding består af konsekvensrettelser som følge af mFRRIF.

I mFRRIF defineres en mFRR MTU som 'en periode på 15 min'. Dette vil ved overgangen til ISP15 blive implementeret. I overgangsperioden (indtil ISP15) vil markedsenheden (MTU) som i dag fortsat være 60 minutter og derfor bibeholdes de nuværende budindmeldingsregler om at indmelde reguleringsmængde og pris på én gang for hele timen. Dog introduceres det som en del af det nye nordiske mFRR EAM og som i forberedelsen til ISP15, at mFRR energibud skal have en varighed på 15 minutter.

Buddene skal – som i dag – fortsat indmeldes 45 minutter før kommende driftstime. Samtidig implementeres 15 minutters driftsenhed, hvor bududvælgelse og aktivering sker hvert kvarter. Der skal derfor indsendes fire 15-minutters bud én gang i timen gældende for den kommende 60 min MTU. Aktører har mulighed for at indmelde forskellige reguleringsmængder og priser for hvert driftskvarter.

Standardproduktet, som defineret i mFRRIF artikel 7, implementeres gradvist og forventes fuldt implementeret ved overgangen til det fælles europæiske mFRR EAM. Rammerne for mFRR energibud kan findes i *Memo - Process for activating products – update June 2021*¹¹ samt i *Implementeringsguiden*¹² og vil fremgå af *Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark*. Et mFRR energibud vil indeholde en række såkaldte budattributter (budkarakteristika). Ved introduktionen af det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked vil nogle eksisterende attributter bestå, der vil introduceres nye budattributter og nogle eksisterende vil udgå. Nogle af attributterne er obligatoriske at angive, andre kan valgfrit angives. De fremadrettede gældende budattributter introduceres i Forskrift C3, og er angivet som enten obligatorisk eller valgfri information.

De nye obligatoriske budattributter er beskrevet nedenfor:

¹¹ <https://nordicbalancingmodel.net/implementation-guides/>

¹² <https://nordicbalancingmodel.net/implementation-guides/>

Delelighed og minimumsvolumen

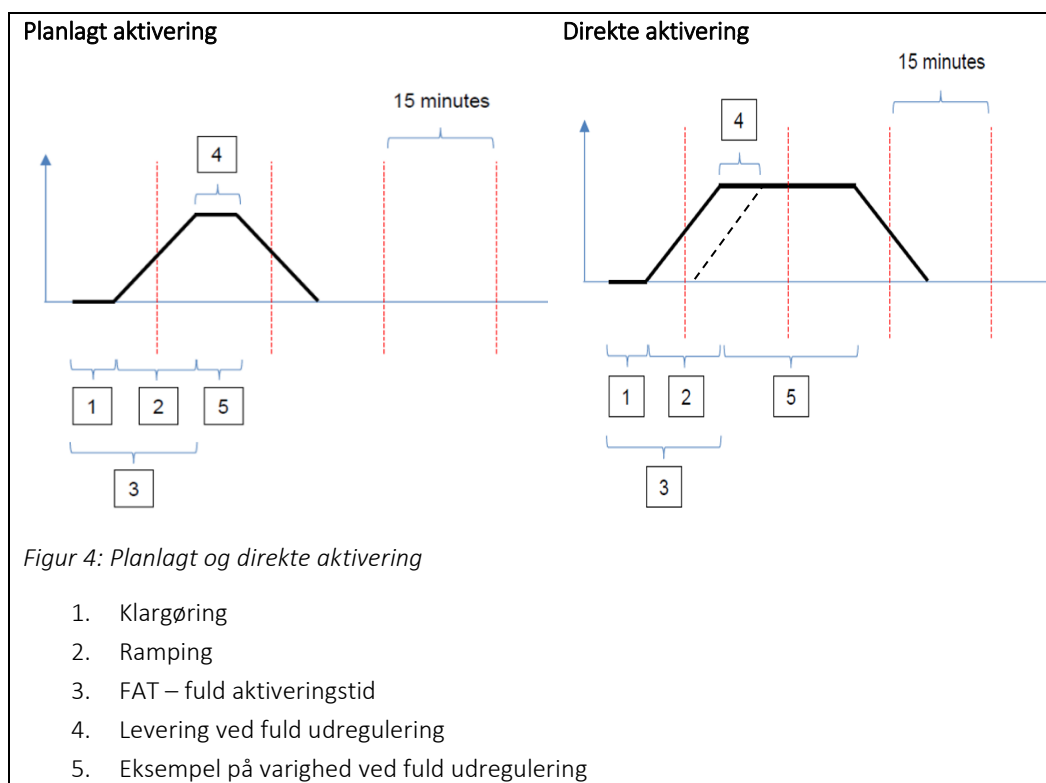
Et bud kan være udeleligt eller deleligt og informationen skal angives med buddet. Et deleligt bud kan deles med 1 MW ned til den nye minimumsbudstørrelse på 1 MW eller til et af aktøren angivet minimum, *minimumsvolumen*. *Minimumsvolumen* for regulering skal angives for delelige bud.

Betinget kobling af bud

Det skal angives, om et bud er ubetinget tilgængeligt, eller om tilgængelighed er betinget af aktivering i de foregående kvarterer (dvs. koblet til bud i de foregående kvarterer). På denne vis kan aktøren eksempelvis sikre, at et bud kun er tilgængeligt for aktivering i det pågældende kvarter, hvis det har været aktiveret i det foregående kvarter.

Aktiveringstype

Bud vil fremadrettet kunne aktiveres på to måder; som *planlagt* aktiveret eller *direkte* aktiveret. Planlagt aktiverede bud, vil blive aktiveret ved en fast rytme én gang for hvert kvarter 7,5 min forud for kvarterets start. De planlagt aktiverede mFRR energimængder er baseret på Energinets prognose for ubalancer for det pågældende kvarter. Efterfølgende og i løbet af kvarteret kan yderligere bud aktiveres som direkte aktiverede bud, hvis der sker uforudsete hændelser eller behovet for mFRR energi viser sig større end forventet.



Som vist i Figur 4 skal et planlagt aktiveret bud levere regulering i det pågældende kvarter, det er aktiveret for. I figuren ses også, at et direkte aktiveret bud skal levere regulering i det pågældende kvarter, det er aktiveret for, samt i det efterfølgende kvarter. Ved direkte aktivering er leveringen derfor længere. Det skal angives om et bud er tilgængeligt for både planlagt og direkte aktivering, eller om det kun er tilgængeligt for planlagt aktivering.

De følgende nye attributter kan valgfrit angives af aktørerne:

Teknisk koblede bud

Hvis bud på hinanden følgende kvarterer (QH-1, QH0) hører til det samme anlæg kan det angives. Hvis et bud eksempelvis er direkte aktiveret i løbet af QH-1, og reguleringen dermed løber over i det efterfølgende kvarter (QH0), vil buddet automatisk blive gjort utilgængeligt for aktivering i QH0.

Trappebud

Det kan angives, hvis en gruppe af mFRR energibud skal aktiveres i streng prisrækkefølge fra lavest til højest pris.

Eksklusive bud

Det kan angives, om bud er eksklusive. Eksklusive bud er en gruppe af mFRR energibud, hvor kun ét af de angivne bud kan aktiveres i et givent kvarter.

Lokationsinformation

Et bud kan angives med lokationsinformation udover budområde eks. via en 60 kV station.

Maksimal leveringsvarighed

For teknisk koblede bud kan maksimal leveringsvarighed angives. Den maksimale leveringsvarighed i minutter skal være deleligt med 15. Maksimal leveringsvarighed er besluttet at implementere efter ønske fra markedsaktører.

Hviletid

For teknisk koblede bud kan hviletid efter endt regulering angives. Hviletiden i minutter skal være deleligt med 15. Hviletid er besluttet at implementere efter ønske fra markedsaktører.

Aktiveringstid

De nuværende attributter *dødtid for regulering* og *Start og stop-gradient for regulering* erstattes af attributten *aktiveringstid*. *Aktiveringstid* er tiden fra aktiveringsordre er modtaget af aktøren og til buddet er aktiveret med den fulde volumen. Det vil kun skulle angives, hvis buddet ikke kan være fuldt aktiveret inden for FAT (15 min). Atributten *Aktiveringstid* er ikke defineret gennem mFRRIF, men introduceres som en ny regel ifm. overgangen til det nye nordiske mFRR EAM.

Hvor bud i dag meldes ind med en tilbudspris enten i EUR/MWh eller i DKK/MWh, vil prisen fremadrettet skulle være i EUR/MWh. Minimums og maksimums budstørrelser er i dag hhv. 5

MW og 50 MW. Fra overgangen til det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked vil grænserne være hhv. 1 MW og 9999 MW.

3.2.1 Forskrift C2

Forskrift C2, kapitel 2, § 1 og § 2.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 1. og § 2. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 1. Denne forskrift indeholder regler og krav for afregning af regulerkraft og balancekraft.	§ 1. Denne forskrift indeholder regler og krav for afregning af mFRR energi og balancekraft
§ 2. For at deltage på regulerkraftmarkedet, skal aktøren indgå 'Aftale om balanceansvar' med Energinet samt "Imbalance Settlement Agreement" med den balanceafregningsansvarlige.	§ 2. For at deltage på mFRR energiaktiveringsmarkedet, skal aktøren indgå 'Aftale om balanceansvar' med Energinet samt "Imbalance Settlement Agreement" med den balanceafregningsansvarlige.

Forskrift C2, kapitel 2, § 2.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 2 stk. 2. ændres ved overgangen til det fælles nordiske marked for mFRR EAM. Platformen vil ikke længere være NOIS, men erstattes af en platform for nordisk mFRR EAM. § 2 Stk.2.1. En ny bestemmelse indføres vedrørende mFRR energibuddenes tidsopløsning som en del af det nye nordiske mFRR EAM. § 2 Stk.2.2 udgår, da forholdet reguleres af mFRRIF artikel 7, stk. 3. litra a – 7, stk.3 litra e. § 2 Stk.2.3. Bestemmelse af budstørrelser udgår idet forholdet reguleres af mFRRIF artikel 7, stk.1. § 2 Stk.2.4 udgår, da forholdet reguleres af mFRRIF artikel 7, stk. 3. litra c. § 2 Stk.2.7 ændres, da forholdet reguleres af mFRRIF artikel 7, stk. 3. litra a.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring/konsekvensrettelse i C2
§ 2. Stk. 2. Regulerkraftbud skal sendes til Energinet, der indmelder budene til den fælles IT-plattform for det nordiske regulerkraftmarked, NOIS. Regulerkraftbud skal opfylde følgende betingelser: 1. Buddene skal indsendes til Energinet og de kan indsendes for hele driftsdøgnet. De anmeldte priser og mængder kan - på initiativ af aktøren - ændres indtil 45 minutter før kommende driftstime, regnet fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. 2. Det skal fremgå, hvilke priser (kr/MWh eller €/MWh) og mængder (MW), der er budt ind for det kommende driftsdøgn - time for time - separat for opregulering og nedregulering. 3. Et bud skal minimum omfatte 5 MW og maksimum 50 MW. Et regulerkraftbud kan dække over enten ét anlæg eller grupper af mindre anlæg/installationer. 4. Opregulering indikeres med positive værdier, nedreguleringsmængder anføres med negativt fortegn. 5. Et bud skal kunne aktiveres fuldt ud på maksimum 15 minutter fra besked om aktivering er modtaget hos	§ 2. Stk. 2. mFRR energibud skal sendes til Energinet, der indmelder buddene til den fælles IT-plattform nordiske mFRR energiaktiveringsmarked. mFRR energibud skal opfylde følgende betingelser samt betingelser listet i mFRRIF¹³ artikel 7: 1. Et bud skal have 15 minutters tidsopløsning. 2. Buddene skal indsendes til Energinet og de kan indsendes for hele driftsdøgnet. Nye bud eller opdateringer af tidligere indsendte bud (på initiativ af aktøren) skal sendes til Energinet senest 45 minutter før kommende driftstime regnet fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. Tidsfristen for bud indmelding og opdatering gælder dermed for fire kvarter ad gangen. 3. Et bud kan dække over enten ét anlæg eller grupper af mindre anlæg/installationer. 4. Et bud skal kunne aktiveres fuldt ud på maksimum 15 minutter fra besked om aktivering er modtaget hos aktøren. 5. Minimumsprisen for opregulering i en given time er områdets elspotpris. Maksimumsprisen for nedregu-

¹³ mFRR Implementation Framework (LINK)

aktøren. 6. Minimumsprisen for opregulering i en given time er områdets elspotpris. Maksimumsprisen for nedregulering i en given time er områdets elspotpris. 7. Den maksimale tilbudspris for opregulering er 37.500 kr/MWh (~ 5.000 €/MWh).	lering i en given time er områdets elspotpris. 6. Den maksimale tilbudspris for opregulering er 5.000 €/MWh.
--	--

Forskrift C2, kapitel 2, § 2.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 2. Stk.3. ændres som konsekvens af ovennævnte tilføjelse af § 2 Stk.2.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 2. Stk. 3. For aktører, som har forpligtet sig til at levere systemtjenester og reguleringsreserver, jf. stk 2, nr. 1, skal første bud, minimum svarende til reserveforpligtigelsen, indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.	§ 2. Stk. 3. For aktører, som har forpligtet sig til at levere systemtjenester og reguleringsreserver, jf. stk 2, nr. 1-2, skal første bud, minimum svarende til reserveforpligtigelsen, indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.

Kapitel 2, § 2.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 2. Stk. 4 udgår som en del af det nye nordiske mFRR EAM, da bududvælgelse vil ske for et kvarter ad gangen, og derfor vil budaktivering flere timer frem ikke længere være relevant.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 2. Stk. 4. I særlige situationer kan Energinet aktivere regulerkraftbud flere timer frem. Når et bud på denne måde er antaget, kan prisen for den reserverede mængde ikke senere ændres af den/de pågældende leverandører, jf. stk. 2, nr. 1.	§ 2. Udgår

Forskrift C2, kapitel 2, § 2.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 2. Stk. 6. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 2. Stk. 6. Et regulerkraftbud skal foruden de i stk. 2 nævnte betingelser indeholde en række oplysninger til præcis identifikation af leverandør og budreference, jf. Energienets forskrift C3.	§ 2. Stk. 6. Et mFRR energibud skal foruden de i stk. 2 nævnte betingelser indeholde en række oplysninger til præcis identifikation af leverandør og budreference, jf. Energienets forskrift C3.

3.2.2 Forskrift C3

Forskrift C3, kapitel 3, § 5.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 5. Stk. 5.1. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C3	Konsekvensrettelse i C3
§ 5. Stk. 5. For vindkraftværker bortset fra havmølleparker ≥ 25 MW gælder særlige regler: 1. Hvis den balanceansvarlige aktør aktivt anvender vindkraftværkerne i markedet, enten spotmarked, intraday marked eller regulerkraftmarked, gennem fjernstyring af vindmøllerne, skal den balanceansvarlige aktør indsende en særlig 5-minutters tidsserie med oplysninger om, hvor mange MW (installeret effekt) af den samlede bestand af driftsklare vindkraftværker, som er lukket ned.	§ 5. Stk. 5. For vindkraftværker bortset fra havmølleparker ≥ 25 MW gælder særlige regler: 1. Hvis den balanceansvarlige aktør aktivt anvender vindkraftværkerne i markedet, enten spotmarked, intraday marked eller mFRR energiaktiveringsmarkedet, gennem fjernstyring af vindmøllerne, skal den balanceansvarlige aktør indsende en særlig 5-minutters tidsserie med oplysninger om, hvor mange MW (installeret effekt) af den samlede bestand af driftsklare vindkraftværker, som er lukket ned.

Forskrift C3, kapitel 5, § 12	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 12. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 12. Stk. 2. ændres som konsekvens af implementering af mFRRIF artikel 7. § 12. Stk. 3. ophæves, da informationen flyttes til § 12. Stk. 2. Ny § 12. Stk. 3. introduceres som konsekvens af implementering af mFRRIF artikel 7. <i>Lokationsinformation, maksimal leveringstid og hviletid</i> implementeres jf. mFRRIF artikel 7, stk. 4. § 12. Stk. 4. udgår (da <i>Dødtid</i> sammen med <i>Start-og stopgradient</i> bliver erstattet af <i>Aktiverings-tid</i> som en del af det nye nordiske mFRR EAM.)	
Nuværende bestemmelse i C3	Ændring i C3
§ 12. Energinet skal aktivere regulerkraft for at holde den fysiske balance i elsystemet. Stk. 2. Regulerkraftbud fra produktionsbalanceansvarlig aktør eller forbrugsbalanceansvarlig aktør med regulerbart forbrug består af en tidsserie og skal indeholde følgende: 1. Balanceansvarlig aktør 2. Entydig budreference 3. Budområde (DK1 eller DK2) 4. Dødtid for regulering 5. Start og stop-gradient for regulering 6. Enhedsnavn (valgfri) 7. Kontrakt-id (reference til aftaler med Energinet). Stk. 3. For hvert tidsinterval som buddet tilbydes i (i hele timer) skal det angives: 1. Reguleringsmængde i MW 2. Prisen for reguleringen i DKK/MWh eller EUR/MWh Stk. 4. Dødtid for regulering skal angive tiden fra afgivelse af ordre til start af regulering. Tiden er fem minutter for planbestilt regulerkraft.	§ 12. Energinet skal aktivere mFRR energibud for at holde den fysiske balance i elsystemet. Stk. 2. mFRR energibud skal have 15 minutters tidsopløsning og bestå af en tidsserie indeholdende følgende i overensstemmelse med mFRRIF artikel 7: 1. Balanceansvarlig aktør (Identifikation af en aktør som sender mFRR energibud.) 2. Bud ID (Entydig budreference.) 3. Prisområde (Prisområde (DK1 eller DK2).) 4. Delelighed (Om bud kan deles eller ej. Delelige bud kan deles med 1 MW og ned til minimum bud størrelse (1 MW eller anden angivet mængde).) 5. Betinget kobling af bud (Om et bud er ubetinget tilgængeligt, eller om tilgængelighed er betinget af aktivering i de foregående kvarterer (dvs. koblet til bud i de foregående kvarterer).) 6. Reguleringsretning (Op- eller ned-regulering.) 7. Aktiveringstype (Om buddet kan aktiveres ved både planlagt (fast schedulet hvert kvarter) og direkte (løbende) aktivering, eller kun ved planlagt aktivering.) 8. Volumen (Reguleringsmængde i MW.) 9. Pris (Prisen for reguleringen i EUR/MWh.) 10. Minimumsvolumen (Minimums reguleringsmængde for delelige bud.)

	<i>Stk. 3. Derudover kan der specificeres følgende yderligere information om et bud:</i> 1. Teknisk koblede bud (Angiv, om bud på hinanden følgende kvarterer hører til det samme anlæg.) 2. Trappebud (Angiv en gruppe af mFRR energibud som skal aktiveres i streng prisrækkefølge fra lavest til højest pris.) 3. Eksklusive bud (Angiv en gruppe af mFRR energibud hvor kun et af de angivne bud kan aktiveres i et givent kvarter.) 4. Lokationsinformation (Angiv yderligere lokationsinformation (inden for et prisområde) for mFRR energibud (underliggende anlæg).) 5. Aktiveringstid (Minimums fuld aktiveringstid obligatorisk for bud med fuld aktiveringstid længere end 15 minutter.) 6. Maksimal leveringsvarighed (Maksimal leveringsvarighed i minutter for teknisk koblede bud (skal være deleligt med 15).) 7. Hviletid (Hviletid efter endt regulering i minutter for teknisk koblede bud (skal være deleligt med 15).) <i>Stk. 4. Ophæves.</i>
--	---

Forskrift C3, kapitel 3, § 12.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 12. Stk. 5. udgår og ny Stk. 4. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 12. Stk. 6. udgår og ny Stk. 5. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 12. Stk. 7. udgår og ny Stk. 6. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 12. Stk. 8. ændres til ny stk. 7. § 12. Stk. 8. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 12. Stk. 8. ændres som konsekvens af den foreslåede ændring til Forskrift C3 § 12. Stk. 2., som medvirker at bud fremadrettet kan indeholde flere attributter end blot pris og mængde. § 12. Stk. 8. ændres som konsekvens af den foreslåede ændring til Forskrift C2 § 2. Stk. 2.1-2.2.	
Nuværende bestemmelse i C3	Konsekvensrettelse i C3
§ 12. Stk. 5. Bud fra vindkraftværker, som ikke er havmølleparker ≥ 25 MW, må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. Regulerkraftbuddet må kun indeholdende produktion fra vindkraftværker, der ikke ligger i kategorien havmølleparker ≥ 25 MW. Stk. 6. Regulerkraftbud, der omfatter vindkraftværker, skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F. Stk. 7. For balanceansvarlige aktører, som har forpligtiget sig til at levere regulerkraft, skal første bud minimum svarende til reserveforpligtigelsen indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet. Stk. 8. Nye regulerkraftbud kan indmeldes, og eksisterende bud ændres i pris og mængde, indtil 45 minutter før en driftstimes påbegyndelse. Tidspunktet regnes fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. Bud og ændringer, der modtages senere, vil ikke blive accepteret af Energinet.	§ 12. Stk. 4. Bud fra vindkraftværker, som ikke er havmølleparker ≥ 25 MW, må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. mFRR energibuddet må kun indeholdende produktion fra vindkraftværker, der ikke ligger i kategorien havmølleparker ≥ 25 MW. Stk. 5. mFRR energibud, der omfatter vindkraftværker, skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F. Stk. 6. For balanceansvarlige aktører, som har forpligtiget sig til at levere mFRR energi, skal første bud minimum svarende til reserveforpligtigelsen indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet. Stk. 7. Nye mFRR energibud eller opdateringer af tidligere indsendte bud skal sendes til Energinet senest 45 minutter før en driftstimes påbegyndelse. Tidsfristen for budindmelding og opdatering gælder dermed for fire kvarter ad gangen. Tidspunktet regnes fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. Nye bud og opdateringer, der modtages senere, vil ikke blive accepteret af Energinet.

3.3 Aktivering af mFRR energibud (nuværende regulerkraftbud)

Et planlagt aktiveret mFRR energiaktiveringsbud vil fra overgangen til det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked blive aktiveret for et kvarter ad gangen, jf. introduktion af et mFRR energibuds tidsopløsning på 15 minutter. Aktiveringen vil blive sendt 7,5 min før kvarterets start. Et direkte aktiveret mFRR energiaktiveringsbud kan fra overgangen til det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked modtage aktiveringsordre i løbet af de 7,5 minutter før kvarterets start samt i løbet af det pågældende kvarter. Et direkte aktiveret bud skal levere regulering i det kvarter, det er aktiveret til, samt i det efterfølgende kvarter.

I mFRR energiaktiveringsmarkedet vil regulering effektueres ved en aktiveringsordre fremsendt af Energinet til aktører og dermed ikke længere ved en planbestilling. Aktivering ved en aktiveringsordre vil gælde for både planlagte og direkte aktiveringer.

Aktiveringsordrer skal besvares af aktøren med en aktiveringsbekræftelse på modtaget aktivering. Foruden aktiveringsordrer med krav om regulering vil Energinet sende tomme aktiveringsordrer (et såkaldt *heartbeat signal*). Et heartbeat signal skal på samme vis besvares med en modtagelsesbekræftelse. Det er valgt at implementere heartbeat signaler, for løbende at sikre, at de indsendte bud er tilgængelige for aktivering.

Bud indsendt til Energinet inden for fristen for indsendelse af bud 45 minutter før driftstimen er som udgangspunkt tilgængelige for aktivering. Det kan dog være nødvendigt for Energinet at kunne ændre tilgængeligheden af nogle bud. Det indføres, at Energinet kan gøre bud utilgængelige for aktivering for at opretholde driftssikkerheden i elsystemet.

Er et bud indsendt som et deleligt bud (se afsnit 3.2), kan det blive delvist aktiveret.

3.3.1 Forskrift C2

Forskrift C2, kapitel 2, § 3.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 3. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 3. Stk.2. ændres, da aktivering, som en del af det nye nordiske mFRR EAM, vil foregå via aktiveringsordre fremadrettet.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 3. Energinet aktiverer regulerkraftbud i Danmark uanset, hvorfra reguleringsbehovet stammer. <i>Stk. 2.</i> Energinet skal meddele om op- og nedregulering effektueres enten ved planbestilling baseret på en 5-minutters effektplan fremsendt af Energinet til aktøren, eller ved direkte aktivering uden planudveksling, jf. Energinets forskrift C3.	§ 3. Energinet aktiverer mFRR energibud i Danmark uanset, hvorfra reguleringsbehovet stammer. <i>Stk. 2.</i> Energinet effektuerer op- og nedregulering ved en aktiveringsordre fremsendt af Energinet til aktøren jf. Energinets forskrift C3.

Forskrift C2, kapitel 2, § 3.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 3. Som konsekvens af foreslåede ændring til Forskrift C2, § 3. Stk.2. er der blot én aktiveringsmetode.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 3. <i>Stk. 3.</i> Uanset aktiveringsmetode omregnes aktørens forpligtelser til en tillægsplan bestående af 24 MWh/h-forpligtelser. Tillægsplanen i kombination med det antagne pristilbud for reguleringen går til afregning.	§ 3. <i>Stk. 3.</i> Aktørens forpligtelser omregnes til en tillægsplan bestående af 24 MWh/h-forpligtelser. Tillægsplanen i kombination med det antagne pristilbud for reguleringen går til afregning.

Forskrift C2, kapitel 2, § 3.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 3. Som konsekvens af den foreslåede ændring af Forskrift C2, § 2. Stk.2, hvor bud fremadrettet vil blive udvalgt på en ny platform for nordisk mFRR energiaktiveringsmarked, vil bud ikke længere skulle <i>overspringes</i> , men <i>gøres utilgængelige for aktivering</i> . § 3. Der indføres en ny bestemmelse jf. EBGL, artikel 29. Stk. 14.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 3. Stk. 4. Energinet kan i følgende tilfælde overspringe bud på regulerkraftlisten: 1. Regulerkraftbud, som på grund af en flaskehals ikke kan aktiveres. 2. Regulerkraftbud, der ikke kan håndteres indenfor de gældende handelsbetingelser mellem de nordiske systemansvarlige virksomheder. Stk. 5. Energinet kan endvidere overspringe bud i forbindelse med specialregulering, jf. § 5.	§ 3. Stk. 4. Energinet kan i følgende tilfælde markere mFRR energibud som sendes til den fælles nordiske liste af mFRR energibud, som utilgængelige for aktivering: 1. mFRR energibud, som på grund af en flaskehals ikke kan aktiveres. 2. mFRR energibud, der ikke kan håndteres indenfor de gældende handelsbetingelser mellem de nordiske systemansvarlige virksomheder. Stk. 5. Energinet kan desuden ændre tilgængelighed af mFRR energibud som sendes til den fælles nordiske liste af mFRR energibud for at sikre driftssikkerhed i elsystemet. Stk. 6. Energinet kan endvidere overspringe bud i forbindelse med specialregulering, jf. § 5.

3.3.2 Forskrift C3

Forskrift C3, Kapitel 5, § 13.	
Energinet baggrund for ændring af metoden § 13. En ny bestemmelse, vedrørende budaktivering for 15 minutter ad gangen, indføres som en del af det nye nordiske mFRR EAM. § 13. Stk.2. En ny bestemmelse, vedrørende budaktivering for 15 minutter ad gangen, indføres som en del af det nye nordiske mFRR EAM. § 13. Stk.3. Som konsekvens af tidlig implementering af mFRRIF artikel 7 kan bud, indsendt som <i>delelige</i> fremadrettet uanset størrelse, blive delvist aktiveret som også indført i Forskrift C3, § 12. Stk.2. § 13. Stk.4 udgår, da Energinet ikke længere vil fremsende effektplaner, men aktiveringsordrer, jf. foreslåede ny bestemmelse i Forskrift C2, kapitel 2, § 3. Stk.2. § 13. Stk.4. Ny bestemmelse introduceres med det nye nordiske mFRR EAM.	
Nuværende bestemmelse i C3	Ændring i C3
§ 13. Regulering sker på baggrund af en 5-minutters-effektplan med reference til budet, fremsendt fra Energinet til den balanceansvarlige aktør. Effektplanen er et tillæg til den balanceansvarlige aktørs senest indsendte planer. <i>Stk. 2.</i> Regulerkraftbud >10 MW kan blive delvist aktiveret, dog kan regulerkraftbestillingen ikke gå under 10 MW bortset fra ved aktivering (opkørsel) og deaktivering (nedkørsel). <i>Stk. 3.</i> Det er summen af aktiveringer, som fremgår af senest fremsendte plan.	§ 13. mFRR energibud aktiveres for 15 minutter ad gangen ved en aktiveringsordre, som Energinet sender til den balanceansvarlige aktør 7,5 minut før kvarterets start. <i>Stk. 2.</i> Direkte aktiverede bud kan aktiveres på et vilkårligt tidspunkt. Direkte aktiverede bud aktiveres for det pågældende kvarter samt for efterfølgende kvarter. <i>Stk. 3.</i> mFRR energibud kan blive delvist aktiveret hvis buddet er angivet som deleligt jf. § 12 stk. 2. <i>Stk. 4.</i> Ved modtagelse af aktiveringsordre skal aktører sende Energinet en bekræftelse på at en ordre er modtaget. For at sikre at en balanceansvarlige aktør er tilgængelig for aktivering vil Energinet løbende sende en tom aktiveringsordre ("heartbeat") som aktører ligeledes skal bekræfte modtagelsen af, men som ikke skal føre til regulering.

3.4 Prissætning

Frem til ISP15 vil markedsenheden (MTU) fortsat være 60 min, og derfor vil der fortsat være én timelig mFRR energipris per reguleringsretning (op og ned) baseret på marginalpris-princippet.

Som nævnt vil der være fire driftskvarter og dermed fire markedsclearinger for planlagt aktivering i timen samt de løbende direkte aktiveringer. Både planlagt aktiverede bud og direkte aktiverede bud kan være prissættende. Den timelige mFRR energipris for hver retning vil blive

sat af 'marginalen af marginalen', det vil sige enten den dyreste af de fire markedsclearinger (planlagt aktivering) eller det dyreste bud aktiveret ved direkte aktivering i pågældende time. Da markedsclearingen vil foregå via en optimeringsalgoritme (AOF'en) vil det ikke være det *sidst* aktiverede bud på en liste, men det *dyrest* aktiverede bud fra en optimeringskørsel, der vil indgå i fastsættelse af mFRR energiprisen.

Alle bud, der aktiveres via den nordiske mFRR EAM platform af AOF'en, kan være prissættende.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 4. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 4. ændres som følge af, at der, som en del af det nye nordiske mFRR EAM, introduceres fire driftskvarter i timen og hermed fire markedsclearinger, der løses af AOF'en.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 4. Regulerkraftprisen i det fællesnordiske regulerkraftmarked fastsættes efter marginalprisprincippet og beregnes for hver time i alle elspotområder. Regulerkraftprisen sættes til prisen for det sidst aktiverede bud i den fælles regulerkraftliste, NOIS, jf. dog stk. 2-5.	§ 4. mFRR energiprisen i det fælles nordiske mFRR energiaktiveringsmarked fastsættes efter marginalprisprincippet og beregnes for hver time i alle elspotområder. mFRR energiprisen sættes til prisen for det dyreste aktiverede bud over de fire kvarterer i timen fra den fælles nordiske liste af mFRR energibud, jf. stk. 2-5.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 4. Stk. 2. udgår, da aktiverede bud via både planlagt og direkte aktivering skal levere regulering i minimum 15 minutter jf. foreslåede ændring til Forskrift C3, Kapitel 5, § 13. samt § 13. Stk.2.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 4. Stk. 2. For at et regulerkraftbud i en given driftstime kan blive prisbestemmende for timen, skal reguleringen have haft en varighed på mindst 10 sammenhængende minutter i den pågældende time.	§ 4. Udgår

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 4. stk. 3 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 4. Stk. 3. Det er summen af de aktiverede bud på NOIS-listen, der afgør, om der i den pågældende time, samlet har været op- eller nedregulering eller ingen regulering.	§ 4. Stk. 3. Det er summen af de aktiverede bud på den fælles nordiske liste af mFRR energibud, der afgør, om der i den pågældende time, samlet har været op- eller nedregulering eller ingen regulering.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 4. stk. 4 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
§ 4. stk. 4 ændres som følge af foreslåede ændring til § 4.	
§ 4. stk. 4 erstatter § 4. stk. 2.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 4. Stk. 4. Opstår der i driftstimen flaskehals mellem elspotområder, som medfører, at et regulerkraftbud i ét område ikke kan aktiveres, fastsættes regulerkraftprisen for dét område til den sidst aktiverede pris fra den fælles regulerkraftliste inden flaskehalsen opstod. For de øvrige elspotområder fastsættes regulerkraftprisen som det sidst aktiverede bud fra den fælles regulerkraftliste.	§ 4. (erstattes med) Stk. 2. Opstår der i et kvarter flaskehals mellem elspotområder, som medfører, at et mFRR energibud i ét område ikke kan aktiveres, fastsættes prisen for dét område i det pågældende kvarter til den sidst aktiverede pris fra den fælles nordiske liste af mFRR energibud inden flaskehalsen opstod. For de øvrige elspotområder fastsættes prisen i det pågældende kvarter som det dyrest aktiverede bud fra den fælles nordiske liste af mFRR energibud.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 4. stk. 5 udgår som konsekvens af at § 4. stk. 5 udgår.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 4. Stk. 5. Springes bud på NOIS-listen over som følge af begrænsninger i handelsmulighederne imellem de nordiske systemansvarlige	§ 4. Udgår.

virksomheder, gælder reglerne i stk. 2 tilsvarende.	
---	--

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 4. stk. 6. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 4. Stk. 6. Aktiveres der i en driftstime både op- og nedreguleringsbud, afregnes begge typer regulerkraftbud til marginalpris.	§ 4. Stk. 4. Aktiveres der i en driftstime både op- og nedreguleringsbud, afregnes begge typer mFRR energibud til marginalpris.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 4. stk. 7 udgår, da aktiverede bud via både planlagt og direkte aktivering skal levere regulering i minimum 15 minutter, jf. foreslåede ændring til Forskrift C3, Kapitel 5, § 13. samt § 13. Stk.2.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
§ 4. Stk. 7. Hvis aktiveringen af et givet regulerkraftbud har varet mindre end 10 minutter, afregnes det pågældende bud til den tilbudte pris (pay-as-bid).	§ 4. Udgår.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 5	
Energinets baggrund for ændring af metoden	
§ 5 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 5. Regulerkraftbud anvendt til specialregulering afregnes til den tilbudte pris, pay-as-bid.	§ 5. mFRR energibud anvendt til specialregulering afregnes til den tilbudte pris, pay-as-bid.

Forskrift C2, Kapitel 2, § 6

Energinets baggrund for ændring af metoden § 6 ændres som konsekvens af foreslåede ændring til Forskrift C2, § 3. Stk.2 med blot én aktiveringsmetode. Ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 6. Stk. 4 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 6. Stk. 5 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. § 6 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 6. Når Energinet udsteder en effektplan over for en aktør eller foretager direkte aktivering, omregner Energinet rekvisitionen til en tillægsplan, så der ved udløb af driftsdøgnet foreligger en tidsserie (24 MWh/h-værdier), der viser aktørens samlede forpligtelser i medfør af aktiverede regulerkraftbud. Stk. 2. Energinet udsender senest kl. 12.00 dagen efter driftsdøgnet en opgørelse til aktøren, der viser, hvad der er reguleret og til hvilken pris. Stk. 3. Aktøren skal senest kl. 16.00 første arbejdsdag efter driftsdøgnet, oplyse Energinet om eventuelle uoverensstemmelser mellem Energinets opgørelse og aktørens egen opgørelse. Stk. 4. Uoverensstemmelser behandles uden for det normale regulerkraftregnskab. I tilfælde af, at aktøren kan påvise betydelige fejl i regulerkraftopgørelsen efter udløbet af den ordinære deadline, vil fejlen blive korrigeret i forbindelse med den ordinære månedsafregning eller korrektionsafregningen, jf. Energinets forskrift D1. Stk. 5. Fakturering/kreditering af regulerkraft sker for én uge ad gangen, jf. § 8.	§ 6. Når Energinet udsteder en aktiveringsordre, omregner Energinet rekvisitionen til en tillægsplan, så der ved udløb af driftsdøgnet foreligger en tidsserie (24 MWh/h-værdier), der viser aktørens samlede forpligtelser i medfør af aktiverede mFRR energibud. Stk. 2. Energinet udsender senest kl. 12.00 dagen efter driftsdøgnet en opgørelse til aktøren, der viser, hvad der er reguleret og til hvilken pris. Stk. 3. Aktøren skal senest kl. 16.00 første arbejdsdag efter driftsdøgnet, oplyse Energinet om eventuelle uoverensstemmelser mellem Energinets opgørelse og aktørens egen opgørelse. Stk. 4. Uoverensstemmelser behandles uden for det normale mFRR energiregnskab. I tilfælde af, at aktøren kan påvise betydelige fejl i mFRR energiopgørelsen efter udløbet af den ordinære deadline, vil fejlen blive korrigeret i forbindelse med den ordinære månedsafregning eller korrektionsafregningen, jf. Energinets forskrift D1. Stk. 5. Fakturering/kreditering af mFRR energi sker for én kalendermåned ad gangen, jf. § 8.

Forskrift C2, Kapitel 3, § 10.	
Energinets baggrund for ændring af metoden § 10. Stk. 6 ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1.	
Nuværende bestemmelse i C2	Konsekvensrettelse i C2
§ 10. Stk. 6. Den balanceafregningsansvarlige fakturerer eller krediterer regulerkraft og balance-	§ 10. Stk. 6. Den balanceafregningsansvarlige fakturerer eller krediterer mFRR energi og

kraft for én uge af gangen. Afregningsgrundlaget dannes på baggrund af de endelige balanceopgørelser.	balancekraft for én uge ad gangen. Afregningsgrundlaget dannes på baggrund af de endelige balanceopgørelser.
---	--

3.5 Udveksling af data

Energinet ser et behov for at overgå til en mere sikker kommunikationsvej og har derfor valgt den internationale kommunikationsstandard MADES og informationsmodellen ENTSO-E CIM. ECP (Energy Communication Platform) er Energinets nye platform for kommunikation af markedsbeskeder imellem aktørernes og Energinets IT-systemer, som understøtter MADES kommunikationsstandard. Platformen er udviklet af ENTSO-E og tilbyder en sikker og pålidelig kommunikation. Denne kommunikationsvej er med succes introduceret overfor børserne i forbindelse med gennemførelsen af More Nemos-projektet.

Der udgives og vedligeholdes en Implementation Guide for tilslutning og anvendelsen af ECP. Der bliver holdt møder med aktører for præsentation af systemet og opsætningen. Dermed vil der for aktører være mulighed for direkte kontakt og vejledning, så systemopsætningen forløber så smertefrit som muligt.

I forbindelse med den nye kommunikationsstandard og -platform er detaljeret vejledning i forhold til benyttelse af standarden givet i en ECP Implementation Guide¹⁴.

Energinet har inkluderet kravene til aktørerne til udveksling af data i mFRR energiaktiveringsmarked (bud indmelding og aktivering) i Energinets Forskrift C3: Planhåndtering og daglige procedurer. Dette betyder at krav for udveksling af data i mFRR energiaktiveringsmarked (nuværende regulerkraftmarked) udgår fra Forskrift F, og Forskrift F er rettet til så denne ikke gælder for dataoverførsel i mFRR energiaktiveringsmarked.

Nuværende bestemmelse i F	Ændring i F
§ 1. Denne forskrift indeholder generelle og specifikke krav til udveksling af EDI-meddelelser i det danske el- og gasmarked. <i>Stk. 2.</i> Oversigt over definitioner findes i bilag 1.	§ 1. Denne forskrift indeholder generelle og specifikke krav til udveksling af EDI-meddelelser i det danske el- og gasmarked. <i>Stk. 2.</i> Oversigt over definitioner findes i bilag 1. <i>Stk. 3.</i> Denne forskrift gælder ikke for udveksling af data i mFRR energiaktiveringsmarked. Her gælder regler angivet i Forskrift C3 § 14.

Nuværende bestemmelse i C3	Ændring i C3
<i>Ingen</i>	§ 14. Data om indsendelse og aktivering af mFRR energibud, jf. §§ 12-13 skal udveksles

¹⁴ <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Saadan-kommer-du-i-gang-med-ECP>

	ved brug af informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) og kommunikationsstandarden MADES (IEC 62325-503). For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse. <i>Stk. 2.</i> Afsender kan først betragte en meddelelse (dataudveksling) som modtaget når denne har modtaget en bekræftelse (acknowledgement) fra modtageren.
--	--

3.6 Bilag

Forskrift C2, Bilag	
Energinets baggrund for ændring af definitioner 22. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. 23. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. 23. ændres som følge af foreslåede ændring af Forskrift C2, Kapitel 2, § 4.	
Nuværende bestemmelse i C2	Ændring i C2
17. Måleansvarlig Den måleansvarlige for et målepunkt er den netvirksomhed, i hvis område målepunktet er placeret.	20. mFRR energipris mFRR energiprisen i en given time er givet ved prisen for det dyreste aktiverede bud over de fire kvarterer i timen fra den fælles nordiske liste af mFRR energibud.
18. Målepunkt Et fysisk eller defineret (virtuelt) punkt i elforsyningsnettet, hvor elektrisk energi måles, beregnes som en funktion af flere målinger eller estimeres. Klassificeres som forbrugs-, produktions- eller udvekslingsmålepunkt. Et målepunkt er den mindste enhed i elmarkedet i forbindelse med opgørelse af elektrisk energi for kunder og aktører. Et målepunkt er identificeret med et GSRN-nr.	21. Måleansvarlig Den måleansvarlige for et målepunkt er den netvirksomhed, i hvis område målepunktet er placeret.
19. Netoråde Et nærmere afgrænset område, hvortil der i medfør af Elforsyningsloven er givet bevilling til at drive netvirksomhed, og som er separat afgrænset mod de tilstødende elforsyningsnet med 15/60-målere, som indgår i DataHubs opgørelser i elmarkedet.	22. Målepunkt Et fysisk eller defineret (virtuelt) punkt i elforsyningsnettet, hvor elektrisk energi måles, beregnes som en funktion af flere målinger eller estimeres. Klassificeres som forbrugs-, produktions- eller udvekslingsmålepunkt. Et målepunkt er den mindste enhed i elmarkedet i forbindelse med opgørelse af elektrisk energi for kunder og aktører. Et målepunkt er identificeret med et GSRN-nr.
20. Netvirksomhed Virksomhed med bevilling, der driver distributionsnet.	23. Netområde Et nærmere afgrænset område, hvortil der i medfør af Elforsyningsloven er givet bevilling til at drive netvirksomhed, og som er separat afgrænset mod de tilstødende elforsyningsnet med 15/60-målere, som indgår i DataHubs opgørelser i elmarkedet.
21. Produktionsbalanceansvarlig aktør En balanceansvarlig aktør, der har balanceansvaret for produktion. Har endvidere balanceansvaret for aftaler om fysisk elhandel relateret til produktionen på de målepunkter, aktøren er produktionsbalanceansvarlig for.	24. Netvirksomhed Virksomhed med bevilling, der driver distributionsnet.
17. RK-pris RK-prisen i en given time er givet ved prisen	25. Produktionsbalanceansvarlig aktør En balanceansvarlig aktør, der har balanceansvaret for produktion. Har endvidere ba-

for det sidst aktiverede bud på den fælles prisordnede regulerkraftliste. 18. Specialregulering Specialregulering forekommer, når Energinet foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge. 19. Toprismodel Afregningsmodel for ubalancer, hvor en balanceansvarlig aktørs ubalancer afregnes til to forskellige priser afhængig af systemets reguleringsretning. Hvis aktørens ubalance går i samme retning som systemet, afregnes ubalancen til RK-pris. Hvis aktørens ubalancer går i modsat retning af systemet, afregnes ubalancen til områdets elspotpris.	lanceansvaret for aftaler om fysisk elhandel relateret til produktionen på de målepunkter, aktøren er produktionsbalanceansvarlig for. 26. Specialregulering Specialregulering forekommer, når Energinet foretager en specifik udvælgelse af mFRR energibud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge. 27. Toprismodel Afregningsmodel for ubalancer, hvor en balanceansvarlig aktørs ubalancer afregnes til to forskellige priser afhængig af systemets reguleringsretning. Hvis aktørens ubalance går i samme retning som systemet, afregnes ubalancen til RK-pris. Hvis aktørens ubalancer går i modsat retning af systemet, afregnes ubalancen til områdets elspotpris.
--	--

Forskrift C3, Bilag	
Energinets baggrund for ændring af definitioner 9. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. 11. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. 14. ændres som følge af konsekvensrettelse, se afsnit 3.1. Gradienter bortfalder, da de erstattes af <i>Aktiveringstid</i> . Valuta for tilbudspris vil fremadrettet kun vil være EUR, som følge af tidlig implementering af mFRRIF artikel 7.	
Nuværende bestemmelse i C3	Ændring i C3
9. Regulerbart forbrug Regulerbart forbrug er forbrug, der er adskilt fra og uafhængig af almindeligt forbrug, og som godkendes af Energinet til at kunne anvendes som reguleringsreserve. Anvendelse af regulerbart forbrug til reserver/regulerkraft fordrer selvstændig måling og afregning, herunder udveksling af køreplaner. 11. Regulerbar vindkraft Havmølleparker ≥ 25 MW er pr. definition regulerbar vindkraft. Herudover anses vindkraftværker for regulerbare, hvis de anvendes aktivt i enten day-ahead-, intraday- eller regulerkraftmarkedet gennem fjernstyring af den balanceansvarlige aktør. Definitionen af regulerbar/ikke-regulerbar vindkraft gælder pr. balanceansvarlig aktør - dvs., hvis en delmængde af vindkraftværkerne anvendes aktivt i markedet af en balanceansvarlig aktør, anses hele bestanden af vindkraftværker hos den pågældende, balanceansvarlige aktør for regulerbare. 14. Enheder og afrunding - Værdier i energiplaner skal angives i MWh pr. time med én decimal. - Værdier i effektplaner skal angives i MW med én decimal. - Regulerkraftbud skal angives i MW uden decimaler. - Gradienter i regulerkraftbud skal angives i MW med én decimal pr. minut. - Prisen i regulerkraftbud kan angives enten i EUR eller i DKK med to deci-	9. Regulerbart forbrug Regulerbart forbrug er forbrug, der er adskilt fra og uafhængig af almindeligt forbrug, og som godkendes af Energinet til at kunne anvendes som reguleringsreserve. Anvendelse af regulerbart forbrug til reserver/mFRR energi fordrer selvstændig måling og afregning, herunder udveksling af køreplaner. 11. Regulerbar vindkraft Havmølleparker ≥ 25 MW er pr. definition regulerbar vindkraft. Herudover anses vindkraftværker for regulerbare, hvis de anvendes aktivt i enten day-ahead-, intraday- eller mFRR energiaktiveringsmarkedet gennem fjernstyring af den balanceansvarlige aktør. Definitionen af regulerbar/ikke-regulerbar vindkraft gælder pr. balanceansvarlig aktør - dvs., hvis en delmængde af vindkraftværkerne anvendes aktivt i markedet af en balanceansvarlig aktør, anses hele bestanden af vindkraftværker hos den pågældende, balanceansvarlige aktør for regulerbare. 14. Enheder og afrunding - Værdier i energiplaner skal angives i MWh pr. time med én decimal. - Værdier i effektplaner skal angives i MW med én decimal. - mFRR energibud skal angives i MW uden decimaler. - Prisen i mFRR energibud kan angives i EUR med to decimaler. - Øvrige priser og beløb skal angives i DKK med to decimaler.

maler. - Øvrige priser og beløb skal angives i DKK med to decimaler.	
---	--

4. Vurdering efter EBGL artikel 18

Det følger af EBGL artikel 18, stk. 4, litra a, at vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester skal være rimelige og begrundede.

Energinets metodeanmeldelse for mFRR energibetalingen vil være markedsbaseret i kraft af et åbent marked, hvilket er adresseret i det nordiske energiaktiveringsmarked.

Regler for mFRR EAM finder anvendelse over for danske aktører, og vilkår og betingelser indskrives i Energinets "Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark". De anmeldte regler vil således være omfattet af Udbudsbetingelser mv., som vil være gældende for alle potentielle tilbudsgivere. Tilbudsbetingelserne favoriserer ikke én eller flere så længe tilbudsgiverne er i stand til at opfylde de tekniske krav m.v., der kræves for at kunne levere ydelserne.

En revideret udgave af "Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark" vil blive eftersendt til Forsyningstilsynet.

De beskrevne regler og opdateringer af Energinets forskrifter har til formål at implementere den europæiske regulering, navnlig EBGL forordningen, som blandt andet har til formål at '*sikre ikke-diskrimination og gennemsigtighed på balancemarkederne*' og at '*sikre, at anskaffelse af balancerings tjenester er retfærdige, objektive, gennemsigtige og markedsbaserede, undgår urimelige hindringer for nye aktører, øger likviditeten på balancemarkederne og forhindrer konkurrenceforvridning på det indre marked for elektricitet*'. Energinets nærværende regler for mFRR EAM er ikke-diskriminerede, idet markedet ikke favoriserer eller diskriminerer mellem forskellige leverandører, så længe disse er i stand til at opfylde de tekniske krav m.v. der kræves. Det er således Energinets vurdering, at reglerne opfylder EBGLs krav om, at vilkår skal være rimelige og begrundelse.

Energinets hensigt med nærværende metodeanmeldelse for mFRR EAM er at være i stand til både at omfavne et nordisk mFRR energiaktiveringsmarked samt på sigt MARI uden yderligere investeringer fra aktørside og med få ændringer til reglerne.

5. Ikrafttrædelse

Det fremgår det af artikel 20, stk. 6 i EBGL, og artikel 5, stk. 3 i mFRR IF, at alle TSO'er ikke senere end 30 måneder efter godkendelse af mFRRIF skal anvende den fælles europæiske mFRR platform til at afgive og udveksle alle bud på balanceringsenergi fra alle standardprodukter,

samt bestræbe sig på at opfylde alle deres behov for balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering.

Dog kan en TSO, jf. EBGL art. 62, stk. 2., anmode om en undtagelse fra fristerne for, hvornår en TSO skal anvende de europæiske platforme, og undtagelsen kan maksimalt være 2 år (jf. EB GL artikel 62, stk. 9). Undtagelsen kan dermed maksimalt gælde frem til 24. juli 2024. Energinet og de andre nordiske TSO'er agter at anmode om undtagelsen fra fristen for at anvende mFRR platform til at udveksle bud og opfylde den europæiske platform til at opfylde behov for balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering. Med de nærværende ændringer muliggøres indtræden på det fælles nordiske mFRR EAM fra 1. november 2022 og deltagelse frem til indtræden på MARI senest 24. juli 2024.

Med henvisning til EBGL artikel 5, stk. 4, litra c vil vilkår, betingelser og metoder blive fremsendt til Forsyningstilsynets godkendelse, jf. artikel 18. Forskrifterne planlægges anmeldt til Forsyningstilsynet den **mandag den 4. oktober 2021** og forventes at træde i kraft den **1. november 2022** forudsat Forsyningstilsynets godkendelse.

6. Høringsperioden

Forskrifterne udsendes i offentlig høring. Høringsmateriale findes på Energinets hjemmeside under 'Høringer i Energinet' (<https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer>)

Høringssvar bedes fremsendt via e-mail til Caroline Nørregård Potter, cnp@energinet.dk med kopi til myndighed@energinet.dk senest

mandag den 6. september 2021, kl.12.00.

Eventuelt uddybende spørgsmål til forskrifterne bedes rettet til Caroline Nørregård Potter, cnp@energinet.dk.

De indkomne høringssvar vil blive behandlet og eventuelt indarbejdet i forskriften. Det bemærkes, at eventuelle høringssvar vil blive videresendt til Forsyningstilsynet og indarbejdet i høringsnotat, som offentliggøres på www.energinet.dk.

Med venlig hilsen



Caroline Nørregård Potter

Energinet
Systemydelser