

**ENERGINET**
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
19. august 2019

Forfatter:
LKB/SGL

NOTAT

VEDRØRENDE METODE FOR ERSTATNINGSAUKTIONER VED INDKØB AF MFRR KAPACITET I DK2

Energinet har i det følgende kommenteret på markedsaktørernes høringssvar til Forsyningstilsynets høringrunde for metoden for erstatningsauktioner ved indkøb af mFRR kapacitet i DK2.

Energinet har grupperet markedsaktørernes svar og afgivet ét samlet svar pr. emne. Markedsaktørernes høringssvar er gengivet fuldstændigt.

De indkomne høringssvar har ikke givet anledning til at ændre den allerede fremsendte metode.

Ud over aktørernes høringssvar har Forsyningstilsynet angivet nedenstående opklarende spørgsmål:

1. Vi har svært ved at tolke følgende sætning, særlig det med fed, og undrer os over, om den er helt præcis: "Energinet Elsystemansvar ønsker at tilføje til Udbudsbetingelser for systemydelse til levering i Danmark, afsnit 1.6.4, **at langsomme reserver, med en responstid på op til 90 minutter, i erstatningsindkøb kan erstattes af anlæg med en tilsvarende længere responstid (op til 90 minutter).**"

***Energinets svar:** Sætningen betyder, at når Energinet afholder erstatningsauktioner, hvor der skal indkøbes erstatningskapacitet for anlæg med en responstid på op til 90 minutter, så kan den kapacitet, der indkøbes i erstatningsauktionen ligeledes have en responstid på op til 90 minutter. Det vil sige, at Energinet indkøber erstatningskapacitet, der har de samme egenskaber, som den kapacitet, der skal erstattes.*

2. Kan Energinet Elsystemansvar A/S bekræfte, at der med "kontraherede anlæg" sigtes til anlæg, som leverer samlet set 638 MW mFRR på de nugældende 5-årige kontrakter fra 2016 til 2020?

***Energinets svar:** Det er korrekt. Kontraherede anlæg er anlæg, der har solgt kapacitet på de nugældende 5-årige kontrakter på mFRR kapacitet i DK2 fra 2016-2020.*

1. Påvirkning af markedet

Lyngby Kraftvarmeværk: Det er Lyngby kraftvarmeværks opfattelse, at Energinet har udviklet et velfungerende markedet for indkøb af reserveprodukter i Danmark, som er skabt ved et langvarigt og konsistent samarbejde med aktørerne.

Det er vigtigt at se prissætningen på reserveprodukterne i den kontekst, at aktørerne byder deres kapacitet ind i spot og intraday markedet, samt på både de forskellige reserveprodukter, og som i et hvert andet marked søger aktørerne at sælge deres produkter, der hvor de aflønnes bedst. Det er konkurrence og det giver markedsrette priser. Vi har i de nordiske elmarked haft en længere periode, hvor prisniveauet i spotmarkedet har været lavt og samtidig med, at udbygningen af kabler og indkøb af reserveprodukter i udlandet, har gjort, at konkurrencen fra disse markeder har været begrænset og Energinet har derfor kunnet få dækket sine behov for mFRR reserver meget billigt.

Vi har set et par episoder med høje priser på mFRR reserver i DK2, hvilket har givet omgående respons fra markedet, på den korte bane – allerede i næste dags auktion – stiger udbuddet af reserver og prisen drives ned. Samtidig ser vi på den lange bane, flere og flere anlæg, der bliver godkendt til at levere mFRR i DK2, både eksisterende ombyggede anlæg og nye anlæg. Dette er et udtryk for et velfungerende marked. En hver indgriben i forudsætninger for disse investeringer, vil ramme investorernes tillid hårdt.

Det skal herudover bemærkes, at ingen aktører har efterspurgt den foreslåede ændring og ingen aktør har afgivet høringsvar til støtte for metodeanmeldelsen.

Denne metodeanmeldelse ses i vores optik som værende kategorien: *Solutions to things that are not problems*.

Det skal understreges, at den fremlagte metodeanmelde er et voldsomt angreb på det velfungerende marked for mFRR rådighed, og på den efterfølgende prissætning for ubalancer. Der er ikke, som Energinet fremfører, her tale om "en meget lille ændring".

Vi ser aktører, der investerer i fleksibel kapacitet, specifik for at kunne deltage i disse markeder, som nu må se forretningsgrundlaget for deres investeringer blive udvandet, fordi monopol-indkøberen af ydelsen misbruger sin monopolstatus, til at ændre på reglerne efter aktørerne har foretaget deres investeringer.

I en sektor med meget store fysiske investeringer, som ikke kan flyttes til andre områder, er det særligt vigtigt, at investorerne kan have tillid til, at TSO'en som naturlig monopolist på indkøb af systemydelse, ikke misbruger sin monopolstatus til at opnå kortsigtede besparelser på bekostning af investorernes tillid til markedet.

Kommentaren fra Energinet giver indtryk af, at man ikke forstår, hvor vigtigt det er, at investorerne kan have langsigtet tillid til de markeder, som de skal levere til.

I et velfungerende marked søger aktørerne mod de bedst aflønnede markeder og dermed skabes der konkurrence i disse markeder, som sikre en markedsret prissætning.

Tilbage i 2013 kørte en proces hos Energinet, hvor aktører kunne blive prækvalificeret til at byde på en 5-års aftale for levering af mFRR i DK2. Siden den prækvalifikation lukkede, har det ikke været muligt for aktører i DK2 med evnen til at levere mFRR at opnå aflønning for deres evne til at levere mFRR, bortset fra disse få perioder med erstatningsindkøb.

For de aktører, som har mulighed for at starte på 15 minutter og dermed leverer mFRR, men som den ene eller anden grund ikke havde mulighed for at indgå en kontrakt med Energinet i prækvalifikationsvinduet for 6 år siden, skal hver dag overveje om det kan svare sig at holde anlægget driftsklart.

Disse eksisterende anlæg, som har evnen til at levere på 15 minutter, men som ikke har en kontrakt, lever i høj grad af de få dage på året, hvor deres produkt er efterspurgt. Ved at ud-

vande mFRR rådighedsmarkedet ved at tillade underlegne produkter at konkurrerer på lige vilkår, risikerer man at disse bedre produkter/leverandører forsvinder.

Dansk Energi: Energinet har et sundt og voksende marked for reserver med 15 minutters aktiveringstid og Energinet bør i første omgang afdække behovet gennem disse reserver. Såfremt der ikke er tilstrækkelig budvolumen til at dække det efterspurgte behov, kan Energinet efterfølgende afholde en separat auktion for langsommere reserver. Dermed udvandes det eksisterende marked for reserver med 15 minutters aktiveringstid ikke og Energinet sikrer størst mulig transparens omkring indkøbet af langsommere reserver.

Energinet's behov for og anvendelse af langsomme reserver bør desuden indgå i den årlige behovsvurdering, så der skabes synlighed og forudsigelighed om behovet, og markedsaktørerne kan tilpasse deres investeringer og kommercielle strategi hertil.

Energinet's kommentar:

Ved erstatningsauktioner i henholdsvis oktober 2016 og oktober 2018 oplevede Energinet og derigennem Forsyningstilsynet ekstreme prisscenarier ved køb af mFRR kapacitet. Det resulterede i, at Forsyningstilsynet i oktober 2018 udsendte en pressemeddelelse om særlig bevågenhed på markedets prisdannelse og på brug af eventuel markedsmanipulation, og i den forbindelse har Energinet været åben over for markedsaktørerne omkring mulige tiltag for at sikre, at der ikke opstod lignende situationer.

De ekstreme priser, der opstod i 2016 og 2018, tolkes som begrænset kapacitet eller manglende konkurrence, og derfor har Energinet fokuseret på at skabe en metode, der kan øge udbuddet og dermed konkurrencen i markedet for mFRR kapacitet i DK2. Energinet har dog et ønske om at skabe en så lille ændring som mulig, da et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR kapacitet i DK2 skal træde i kraft fra 2021. I et nyt markedsdesign for mFRR i DK2 vil der ligeledes blive taget højde for, at anlæg med en responstid på mere end 15 minutter kan deltage til levering af reserver op til grænsen på 300 MW, som reservedelingsaftalen med Svenska kraftnät tillader.

Energinet mener fortsat, at nærværende metode er en lille ændring i udbudsbetingelserne, men anerkender, at ændringer kan have forretningsmæssige konsekvenser for eksisterende aktører i markedet på grund af den skærpede konkurrence, som ændringen vil medføre, hvis den godkendes. Metoden omhandler mFRR kapacitetsmarkedet og Energinet er uenig i, at det har en direkte påvirkning af ubalanceprissætningen. Metoden tilgodeser de ressourcer og anlæg, der måtte være godkendt til levering af mFRR, og indkøber mFRR ud fra dimensioneringskriterier og reservedelingsaftaler.

Energinet anerkender, at markedsaktørerne investerer ud fra det marked, der eksisterer i dag og de vilkår og den måde, som markedsaktørerne har indrettet sig på i dette marked. Energinet har dog også en forpligtelse til at foretage løbende udvikling og tilpasninger, såfremt konkurrencesituationen i markedet er udfordret. Med de ekstreme priser, der opstod i henholdsvis 2016 og 2018 in mente, mener Energinet, at nærværende metode kan bidrage til, at konkurrencen øges, og at alle markedsaktører, der kan levere det nødvendige produkt, kan deltage. Energinet mener således ikke at markedet udvandes, men at konkurrencen forbedres, og at situationerne i 2016 og 2018 viser, at der er behov herfor. Energinet anerkender, at de observerede høje priser udgør et incitament til aktører i markedet, og at metodeændringen kan øge konkurrencen og dermed reducere incitamentet. Denne reduktion sker dog på baggrund af en forøgelse af konkurrencen, hvormed to modsatrettede effekter vil være i spil.

Høringssvarene afspejler Energinet og markedsaktørernes modsatrettede interesser. Energinet ønsker at forbedre konkurrencesituationen i markedet, hvilket modsat kan have en potentielt prisdæmpende effekt, som markedsaktører naturligt ikke ønsker.

Deltagelsen af reserver med en responstid på op til 90 minutter er ikke ny. Der indgår reserver af denne type i de 5-årige aftaler (2016-2020) og før den 5-årige aftale (2016-2020) var der ligeledes andele af reserveindkøbet, der bestod af anlæg med en responstid på mere end 15 minutter. Nærværende metode handler derfor ikke om at indkøbe et dårligere produkt, men

om at reserver, der har en længere responstid, kan erstattes af reserver med tilsvarende responstid. Dermed får eksisterende anlæg mulighed for at levere en ydelse dækket af deres tekniske kapacitet, hvilket de er udelukket fra i dag.

2. Tidskrav

Lyngby kraftvarmeværk: Her lader det igen ikke til, at Energinet forstår aktørernes høringssvar. Den af Energinet fremlagte metode, giver Energinet ret til 30 minutter før day-ahead auktionen (kl. 09:00) at tillade, at anlæg med en starttid på fx 28 eller 72 minutter kan deltage.

Hvis Forsyningstilsynet mod vores anbefaling, vælger at følge Energinets metodeanmeldelse, så bør der være helt klare regler for produktbeskrivelsen.

Ørsted: Som vi forstår det, har Energinet justeret metoden så der nu er to faste produkter, 15 minutter eller "mindre end 90 minutter", hvor Energinet kun kan ændre hvilken mængde der købes i hvert af de to produkter, men ikke ændre på makstiden på de 90 minutter. Dette mener vi er godt.

Det, at udmeldingen af endelige mængder først sker dagen før, er forståeligt, om end det vil være bedre, at Energinet kommer med et klart, tidligt udmeldt behov, som de så også efterfølgende indkøber.

Dansk Energi: Energinet skriver, at man "vil fastsætte responstiden således, at Energinet som minimum vil råde over 300 MW manuelle reserver i DK2 med en responstid på maksimalt 15 minutter" og at man vil købe op til 300MW langsomme reserver. Dansk Energi mener, at disse formuleringer skaber et ikke-transparent indkøb, hvor Energinet har handlerum til at fastsætte de endeligt indkøbte mængder (fra 0-300MW langsomme reserver) på baggrund af uklare kriterier. Metoden bør skabe mere transparens om hvordan og hvornår andelen af langsomme reserver i indkøbet fastsættes. Markeds-aktørerne foretrækker, at andelen meldes ud så snart den er fastlagt, og helst tidligere end kl.9 dagen før driftsdøgnet.

Energinets kommentar:

Ved planlagt udetid på større anlæg får Energinet direkte information. I disse situationer ved Energinet besked lang tid i forvejen, og Energinet varsler allerede i dag erstatningsindkøb som nyhed på Energinets hjemmeside, når det vides. Dette vil Energinet fortsat gøre.

Energinet ser sig nødsaget til at fastholde metodeforslaget, således at Energinet udmelder behov senest kl. 9 dagen før driftsdøgnet. Årsagen hertil skyldes, at Energinet ikke kan garantere at kende behovet før dette tidspunkt, hvis der opstår havarier. Energinet vil altid offentliggøre behovet så tidligt, som det er muligt.

Reserver har fuldstændig identiske produktbeskrivelser bortset fra responstid fra aktiverings-signal til fuldlast. Det er beskrevet i Udbudsbetingelserne for systemydelse til levering i Danmark afsnit 1.6, hvilke kriterier der ligger til grund for levering af mFRR kapacitet.

3. Informationsasymmetri

Lyngby kraftvarmeværk: Dette svar fra Energinet giver simpelthen ikke mening.

Det anføres, at aktivering af hurtige og langsomme anlæg vil ske på samme tid. Hvis der er en forventet ubalance om 90 minutter, som skal udlignes, så giver det vel ikke mening at aktivere anlæg med en starttid på 15 minutter hele 75 minutter før der er behov for dem. Man vil dermed have en TSO-skabt ubalance i 75 minutter, hvilket ikke giver mening.

Forsyningstilsynet bør lade Energinet forklare, hvilket ur Energinet bruger, når et produkt med 90 minutters aktiveringstid ikke overlapper med en gate closure 45 minutter før driftstimen.

Den aktør, der får et anlæg aktiveret 90 minutter før leveringstidspunktet, hvordan Energinet forventer balancesituationen ser ud om 90 minutter. Det er der ikke andre aktører der ved – det hedder asymmetrisk information.

Denne informationsasymmetri betyder, at der er aktører, der sidder inde med TSO'ens forventning til balancemarkedet, mens det kommercielle marked (intraday) stadigvæk er åbent. Der bør være en klar adskillelse mellem, hvornår markedet agerer og hvornår TSO'en agerer – den skæring er pt. 45 minutter før driftstimen starter, hvilket virker godt.

Med overlappet mellem TSO-aktivering og åbne kommercielle markeder, er der meget reelle muligheder for, at selve den handling, at Energinet aktiverer et anlæg, giver information til markedet som gør, at kommercielle handler svinger balancen i markedet. TSO'en har derved har aktiveret en opreguleringsreserve i en situation som viser sig at være en nedregulering og selv skabt en unødvendig ubalanceomkostning, som skal dækkes af aktørerne/forbrugerne.

Dansk Energi: Dansk Energi er uforstående overfor Energinets afvisning af overlap med IDGCT og informationsasymmetri. Såfremt et anlæg med 90 minutters responstid aktiveres af Energinet, vil energileverancen ske 90 minutter senere – dvs. i en tidsperiode, for hvilken intraday-markedet fortsat er åbent. Den aktiverede aktør er altså – modsat alle andre aktører - bekendt med et reguleringsbehov i en tidsperiode, som stadig er åben for handel i intradaymarkedet.

Energinets kommentar:

Energinet aktiverer alle anlæg på samme tid ud fra en proaktiv balanceringsfilosofi og ud fra en reservedelingsaftale med Svenska kraftnät. Det vil sige, at praksis i dag ved aktivering af de langsomme reserver indkøbt på 5-årige kontrakter er, at de aktiveres som almindelig regulerkraft. Dermed eksisterer der ingen informationsasymmetri. Energien fra langsomme bud kommer med en responstid, der er mere end 15 minutter. Når Energinet ved dette, er det ikke et problem at håndtere for Energinets kontrolcenter.

Det er altså også praksis i dag, når de langsomme reserver, der er indkøbt på den 5-årige aftale (2016-2020) aktiveres som regulerkraft. Her har disse anlæg ingen informationsfordel, fordi de aktiveres på samme tid som de øvrige anlæg. Energinet håndterer balancen i samarbejde med Svenska kraftnät via Øresundsforbindelsen.

Der ligger heller ikke nogen løbende informationsfordel, da kontrolcenteret forlænger bud på samme tid og/eller deaktiverer bud på samme tid.

Når Energinets kontrolcenter oplever behov for reserver, aktiveres den mængde reserver, der er nødvendig for at opretholde overførselskapaciteten på forbindelserne. Hvis Energinet aktiverer et anlæg med en responstid på mere end 15 minutter, tages der højde for dette i mængden af regulerkraft, der aktiveres og givet aftalen med Svenska kraftnät justeres dette via Øresundsforbindelsen, så balancen opretholdes.

Det er korrekt, at Energinet påtager sig en opgave i at balancere via aftalen med Svenska kraftnät, men det er fuldstændig samme praksis som i dag, hvor Energinet har indkøbt 200 MW reserver med en responstid på mere end 15 minutter.

4. Responstid

Lyngby kraftvarmeværk: Her anfører Energinet, at anlæg med en starttid på op til 90 minutter er udelukket fra markedet. Dette er ikke korrekt. Anlæg, der har en starttid på 90 minutter, kan frit sælge deres kapacitet i spotmarkedet og i intraday-markedet, derudover vil de fleste af disse anlæg også kunne leve op til kravene for aFRR og FCR. Der er korrekt, at anlæg med en starttid på 90 minutter ikke kan levere mFRR fra stilstand, men de fleste af disse anlæg vil kunne leve op til mFRR kravene, fra et dellastpunkt med et rullende anlæg.

Alle aktører kan frit sælge deres elproduktion i Intraday-markedet indtil 45 minutter før driftstimen. Dette gælder endda også aktører, som har en starttid, der er langt over (eller under) 90 minutter.

Energinet skal ikke udvande kravene for aktørernes skyld. Hvis Energinet selv ønsker at udvande både produktet mFRR og markedet for det, så kan man gøre det ved at stille færre krav. Men det hjælper ikke aktørerne eller markedet som helhed, det giver bare et dårligere produkt.

Det kan her bemærkes, at ingen aktører har efterspurgt den foreslående ændring og ingen aktør har afgivet høringssvar til støtte for metodeanmeldelsen.

Bemærk også, at Energinet ikke forholder sig til Ørstedes høringssvar om, at problemet for de store anlæg ikke er aktiveringstiden, men at omkostningen ved at gøre dem startklar, er den samme uanset om de vinder en time eller 24 timer. Derfor ses typisk at bud fra disse aktører har en voldsom høj pris, da de skal kunne dække klargøringsomkostningen for alle 24 timer, med betaling for kun en time.

Dansk Energi fremfører, at der ikke er fremlagt analyser som påviser, at 90 minutters starttid stemmer overens med el-systemets behov og at der heller ikke er påvist en væsentligt større markedsvolumen ved denne aktiveringstid. Energinet GÆTTER på, at der vil være yderligere 125 MW, som kan deltage.

Forsyningstilsynet opfordres herved til at lade Energinet fremlægge de undersøgelser der ligger til grund for tallet "125 MW"

Det skal her tilføjes, at forsyningssituationen for mFRR er kraftigt forbedret siden seneste revisionsperiode på Kyndby i 2018. Flere nye anlæg er opført, og har opnået godkendelse fra Energinet, til at kunne levere mFRR. Disse anlæg udgør formentlig tæt ved 125 MW, og der er derfor ud fra et forsyningssikkerhedsmæssigt synspunkt heller ikke nogen grund til at tillade dårligere leverandører.

Forsyningstilsynet opfordres herved til at lade Energinet lave en opgørelse over hvor mange nye MW, der har modtaget godkendelse til levering mFRR på 15 minutter inden for de seneste 6-9 måneder.

Energinets kommentar:

Energinet understreger, at metoden ikke tillader dårligere leverandører end dem, der normalt leverer kapaciteten. Det vil sige, at når de langsommere reserver, der er indkøbt på den 5-årige aftale (2016-2020) går ud som følge af revision, havari eller lignende, så ønsker Energinet med metodeændringen blot at købe et tilsvarende produkt og ikke, som tilfældet i visse tilfælde er i dag, et bedre produkt.

Med den gældende metode, hvor erstatningsindkøb kun kan foretages blandt reserver med en responstid på maksimalt 15 minutter, udelukker Energinet anlæg med en længere respons fra mFRR-markedet. Dette til trods for, at disse anlæg kan levere det produkt, som Energinet har behov for, hvis erstatningsindkøbet sker som erstatning for anlæg med en responstid på mere end 15 minutter. Energinet finder det uhensigtsmæssigt, at disse anlæg er udelukket fra markedet, når deres produkt lever op til Energinets behov for reserver.

Inden for de senest 6-9 måneder er der godkendt 80 MW fra elkedler til mulig levering af mFRR i DK2.

Energinet bemærker, at der meget sjældent kommer høringssvar, der bakker op om Energinets metodeforslag. Manglende høringssvar er derfor ikke et fuldstændigt argument for, at ingen bakker op om metoden.

5. Udvalgelse af bud

Ørsted: Ved aktivering af RK-BUD tager Energinet altid fra billigste bud. Er dette også tilfældet, hvis billigste bud er 90 minutter om at levere? Og hvilke kriterier er der, hvis buddet springes over?

Energinets kommentar:

Energinet tager altid fra billigste bud. Dette gælder også, hvis det billigste bud er 90 minutter om at levere. Energinet er bekendt med, hvilke bud, der er mere end 15 minutter om at levere. Dette afspejler den mængde af bud, der bliver aktiveret, således at Energinet kan efterleve aftaler på overførselsforbindelserne.

Der gælder de samme kriterier som i dag for budoverspringning. De generelle regler er angivet i Markedsforskrift C2, afsnit 2.3.

6. Kommunikation

Lyngby Kraftvarmeværk: Det er meget uhensigtsmæssigt, at der lægges optil en metode, hvor der skal sendes en email parallelt med bud til auktionen med ID på langsomme bud.

Det er ikke specificeret, at denne mail skal være leveret inden auktionen – dette må antages som krav.

Det er problematisk, at der implicit ligger i formatet, at hvis der ikke modtages email, så antages alle bud at være 15-minutters.

Email er ikke en sikker kommunikationsform og levering kan forsinkes, hvilket kan resultere i, at man i auktionen køber bud, der ikke opfylder behovet/kravene til andel med 15-minuttes responstid og dermed kan sætte forsyningssikkerheden i fare.

Der bør udvikles en særskilt platform til indmelding af langsomme bud, og som tidligere anført bør disse kun købes i en anden auktionsrunde, hvis det ikke har været muligt at dække behovet med almindelige reserver.

Hvis man ønsker at fastholde formatet baseret på email, så må man ud fra et forsyningssikkerhedsmæssigt perspektiv nødvendigvis antage det værste, indtil det modsatte er bevist. Altså, skal formatet vendes således, at man antager, at alle bud er langsomme bud indtil Energinet har modtaget en email, som identificerer hvilke bud, der er hurtige reserver.

Energinets kommentar:

Udveksling af information via e-mail anvender Energinet også for leveringsevnekontrakter i DK1 og det har aldrig skabt problemer. Energinet finder derfor metoden tilstrækkelig sikker og ser derfor ingen grund til at lave alternative løsninger på kort sigt.

Energinet vil gerne understrege, at deltagelsen fra langsomme anlæg bliver håndteret fuldautomatisk i den nye metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK2, der skal træde i kraft efter 2020 og som forventes anmeldt til Forsyningstilsynet inden udgangen af 2019. Energinet ønsker derfor, at denne metode er simpel og ikke kræver store ressourcer. Derfor bygges der ikke en særskilt platform.

7. IT-ændringer

Ørsted: Energinet skriver, at metoden: "kræver ikke IT-tilpasninger ved aktørerne". Dette er en konklusion, som Energinet har taget uden dialog med aktøren.

Ændringen for at indmelde bud om formiddagen og RK bud om eftermiddag kan virke simple og ikke særligt IT tunge. Men det at sikre, at man har reserven og løbende indmelder og være klar til at aktivere den, kræver systemer, der håndterer dette automatisk.

Vores system, der beregner og indsender køreplaner og RK bud til både værkerne og til Energinet, skal kunne håndtere dette. Normalt vil vi først begynde at implementere eventuelle ændringer, når de er endelige og godkendte, men det kan blive meget vanskeligt, såfremt dette skal træde i kraft den 1. oktober.

Energinets kommentar:

Energinet kan ikke se, at der skal tilføjes en ny arbejdsgang. Tidsrammerne er identiske med i dag, hvor kapacitetsbud skal afgives om formiddagen, mens regulerkraftbud svarende til den vundne kapacitet skal indsendes om eftermiddagen. Der er i denne metode ikke ændret på dette. Anlæg, der leverer energi, skal i dag indsende køreplaner og opdatere køreplaner. Dette ændres der heller ikke ved

Energinet anerkender, at hvis nye anlæg skal deltage og aldrig har solgt regulerkraft, vil der være en mindre implementeringsdel, men det formodes af Energinet, at IT-systemerne er etableret, og at det derfor blot drejer sig om endnu et anlæg, der skal tilføjes.

8. Blokbud

Ørsted: Vi forstår at årsagen til justeringen er, at den skal sikre et større udbud af mFRR reserver. Vi er ikke sikre på, at den foreslåede ændring hjælper på dette. Lavt udbud kan skyldes at kraftværker ikke er i drift, og mange MW har en betydelig længere starttid end 90 minutter. En bedre måde at sikre et øget udbud på, ville være at tillade blokbud, så det var muligt at tilbyde reserver, hvor startomkostningerne kunne fordeles over 24 timer. Det vil gøre, at alle driftsklare anlæg ville kunne deltage.

Energinets kommentar:

Energinet ønsker at lave så lille en indgriben som muligt, da deltagelse fra langsomme anlæg forventes indeholdt i en ny metode, der anmeldes for indkøb af mFRR kapacitet i DK2 efter 2020. I den nye metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK2, forventes der ligeledes at blive mulighed for blokbud, hvis det kan skabe værdi for markedet.

En ændring, der giver mulighed for blokbud i denne metode, anses af Energinet for at være større og kræve IT-ændringer. Energinet ønsker at lave en langt mere simpel tilføjelse for at muliggøre deltagelse i markedet af flere anlæg uden at gå på kompromis med forsyningsikkerheden.

9. Forskrifter

Ørsted: Vi forstår, at C2 bliver justeret så den passer med den nye metode. Vi så dog gerne, at justeringen også havde være en del af denne metodeændring og at vi kunne se justeringen nu, i stedet for at dette kommer ind efterfølgende – eller kommer det i en separat høring?

Dansk Energi: Energinet anfører at forskrift C2 skal ændres som følge af den foreslåede metode. Energinet burde have vedlagt de forventede ændringer i C2 til denne metodeanmeldelse, så Dansk Energi og andre aktører har mulighed for at kommentere på dem.

Energinets kommentar:

Tilpasninger til øvrige forskrifter bliver foretaget, når metoden er godkendt. Eneste ændring i Forskrift C2 er, at der vil blive tilføjet en note i Forskrift C2, der undtager reserver købt med en

responstid på op til 90 minutter at efterleve kravet i Forskrift C2 afsnit 2.2 omkring levering på 15 minutter. De øvrige bestemmelser i Forskrift C2 vil være identiske for anlæg med forskellige responstider, og der vil således ikke ske ændringer eller tilpasninger, som kræver yderligere involvering af markedsaktørerne.