

**ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
2. februar 2023

Forfatter:  
MOA/MOA

NOTAT

# HØRINGSNOTAT FOR ANMODNING OM ÆNDRING TIL EKSISTERENDE METODE - MFRR EAM 15 MIN ISP MTU

## Indledning

Nærværende høringsnotat behandler de indkomne høringssvar til høringen af Energinets anmodning om ændringer til eksisterende metode – mFRR EAM, 15 min ISP/MTU.

Energinet foretog en spørgeskemaundersøgelse i forbindelse med høringen. Grundlaget for spørgeskemaundersøgelsen er, at der kun er en andel af ændringerne, som Energinet har haft direkte mulighed for at formulere selv, resten er baseret på allerede ACER godkendte ændringer. Energinet vil med spørgeskemaet sikre sig, at få høringssvar på de ændringer, som Energinet har bestemt. Desuden gør spørgeskemaundersøgelsen det nemmere for mindre aktører at bidrage til høringen, da det er mindre krævende at svare på spørgeskemaet end at formulere et høringsbrev. Energinet modtog 7 gennemførte spørgeskemaer. Energinet modtog desuden ét høringsbrev.

De gengivne høringssvar er et uddrag fra spørgeskemaundersøgelsen og høringsbrevet. Den fulde spørgeskemaundersøgelse, samt besvarelser fra markedsaktørerne og høringsbrevet sendes særskilt sammen med nærværende dokument når anmodningen sendes til Forsyningstilsynet. Energinets anmodning om undtagelse for tidsfristen for implementering af de europæiske balanceringsplatforme har været i høring i perioden 20. december 2022 til 20. januar 2023. Anmodningen forventes anmeldt til Forsyningstilsynet i starten af februar 2023.

## 2,5 min forberedelse, 10 min rampe og 5 min levering ved fuld aktivering

"Kan ikke laste op på mindre end 15 minutter"

"At vores anlæg kun i meget begrænset omfang kan deltage med en stærkt reduceret mængde. Bliver det ikke muligt at linke sine bud og man risikerer 5 min aktivering, giver det ikke mening at deltage i ydelsen!"

"Generelt vil det nok medfører at budene vil blive markant dyrere. Vi tror nu faktisk god opstart kan nås af de fleste gasmotorer, men den korte aktiveringstid er nok den der vil give den højere energipris."

" Kravet medfører betydelige omkostninger til nye IT-systemer hos markedsaktører for at kunne overholde aktiveringskravene, og for ganske mange produktionsanlæg vil det ikke kunne svare sig at investere i dette. De vil derfor udgå af markedet."

"(...) et eksempel på en opstart af en gasmotor, hvor forberedelsestiden er ca. 3 minutter, mens rampetiden er ca. 11 minutter. For det konkrete tilfælde kan en FAT på 12,5 minutter ikke imødekommes, men fordelingen mellem hhv. forberedelse og rampe passer acceptabelt med eksemplet fra gasmotoren."

### **Energinets svar:**

*Energinet har fuld forståelse for, at nogle aktører oplever udfordringer ved at mFRR markedet overgår til 15 minutters tidsopløsninger. Dog skal det bemærkes at overgangen til 15 minuttersmarkedet allerede er godkendt af ACER i mFRRIF og Pricing Methodology, hvorved Energinet skal implementere 15 minutters mFRR-marked.*

*Ligeledes er det bestemt i mFRRIF at den samlede FAT skal være 12,5 minut, som Energinet skal fordele på forberedelsestid og rampetid. Energinet har med fordelingen på 2,5 min forberedelse og 10 min rampe forsøgt at efterligne forholdene for flest mulige anlæg. Som Dansk Fjernvarme også bemærker, er fordelingen mellem hhv. forberedelse og rampe passende, selvom den samlede tid er for kort. Energinet bemærker endvidere, at der selvfølgelig er en forståelse for, at aktører ikke kan ramme forberedelsestid og rampetid med fuldkommen nøjagtighed.*

*Som svar til Kredsløbs bemærkning om at linke bud, kan Energinet meddele, at det bliver muligt at linke bud inden for MTU'en og at linke bagud i tid. Dog bliver det ikke muligt at lave et link, der garanterer aktivering i det kommende kvarter. Dette skyldes at det kun er tilladt at aktivere for den først kommende MTU og det er derfor ikke muligt at garantere aktivering i den efterfølgende MTU jf. EBGL Artikel 29, stk. 2. De forskellige budattributter, der definerer de mulige link, er allerede meldt ud via diverse aktørmateriale og -møder omkring mFRR.*

## 50 MW grænse for udelelige bud

"Energinet kunne, alternativt til en 50MW grænse for udelelige bud, have valgt at implementere bud-attributterne for inklusive bud som også kan finde anvendelse på MARI. Dette har man valgt ikke at gøre.

I fravær af budattributten for inklusive bud vil den foreslåede grænse på 50MW markant fordyre eller reducere de udbudte mFRR-mængder fra Ørsted.

Ørsted foreslår på ovenstående baggrund at grænsen for udelelige bud hæves til minimum 100MW."

### **Energinets svar:**

*Grænsen på 50 MW for udelelige bud er først og fremmest en forlængelse af den allerede eksisterende regel for regulerkraftmarkedet (Forskrift C2, §2 stk. 2 nr. 3), som siger at et bud*

maksimum kan omfatte 50 MW. Grunden til at Energinet har valgt at fortsætte med de 50 MW er et kompromis imellem, hvad der er mest optimalt for aktørernes drift, og hvad der bedst for den algoritme, der skal udvælge aktiveringsbud. Med store udelelige bud risikeres i højere grad at algoritmen kommer med sub-optimale løsninger. Derfor har Energinet et ønske om en lav maksimumsgrænse for udelelige bud, så vi kan sikre at algoritmen i flest mulige tilfælde finder den optimale løsning. På den anden side, er Energinet opmærksomme på, at der fra aktørernes side er et ønske om at denne udelelige maksimumsgrænse er så høj som mulig så startomkostninger kan inkluderes i ét bud i stedet for at disse skal fordeles over flere bud, der ikke alle er garanteret en aktivering. Dermed er 50 MW et kompromis imellem Energinets ønske, der bunder i algoritmen, og aktørernes ønsker. Desuden vurderer Energinet, at langt de fleste anlæg, der kan levere et tilnærmelsesvist standardprodukt (se side 18 i metodeanmeldelsen), er under 50 MW, hvorved denne regel ikke påvirker deres evne til at deltage på mFRR-markedet.

Ift. Ørsteds bemærkning om inklusive bud, der er beskrevet i [Algorithm description -Nordic mFRR EAM bid selection](#), anser Energinet ikke dette som en alternativ løsning til at hæve den maksimale budstørrelse for udelelige bud. Energinet vurderer, at det inklusive bud skaber den samme udfordring som et udeleligt bud over 50 MW, da dette også øger risikoen for suboptimale løsninger fra algoritmen. Ud fra Energinets perspektiv er der ikke forskel på at aktivere 1 bud større end 50 MW eller 2 bud der er linket sammen, således at de begge skal aktiveres, med en samlet volumen over 50 MW. Derfor har Energinet valgt ikke at implementere denne nationale budattribut, som Statnett og Svenska Kraftnät planlægger at tage i brug.

Til sidst skal Energinet bemærke, at grænsen for 50 MW er for udelelige bud. Det vil derfor som noget nyt være muligt at indsende bud større end 50 MW, hvis de er fuldt eller delvist delelige.

## Konsekvenser for andre balancemarkeder

”Større udsving i balanceprisen”

”Det vil betyde, at vi hæver prisen for det første kvarter voldsomt, nok omkring 75-100%”

”Kapacitetsmarkedet bliver ramt hvis antallet af danske værker der deltager falder, grundet nye mFRR krav, da likviditeten på DK niveau ikke er decideret prangende i forvejen... Specielt DK2.

Hvis antallet af værker falder grundet decideret fjernelse af kraftmotorer, så vil andre markeder såsom FCR og aFRR, alt andet lige, også blive ramt, da disse så ikke vil deltage eller ikke vil påtænke at deltage heri.”

### **Energinets svar:**

Energinet er opmærksomme på, at prissætningen kan risikere at ændre sig som følge af nyindført 15 min MTU, men det er allerede bestemt af 15 min MTU skal indføres. Desuden betyder introduktionen af det fælles europæiske marked for mFRR, at likviditeten og prisdannelsen i mindre grad er afhængig af danske aktører, da der bliver mulighed for i stedet at aktivere udenlandske bud til at dække behov i Danmark.

## Konsekvenser for BSP'er, BRP'er og aktører

”Færre konventionelle assets for BSP'er at byde ind med. Vil muligvis dog øge deltagelsen fra andre pt dyrere enheder såsom forbrug, batterier osv”

”Mindre likviditet og eller højere priser i mFRR energi markedet vil, alt andet lige, medfører øget balanceringsomkostninger for vind, sol og forbrug, hvilket alt andet lige, vil give en højere regning til forbrugere og til det vind og sol BRP’er balancerere”

”Flere af Dansk Fjernvarmes medlemmer forudser endvidere øgede vedligeholdelsesomkostninger ved flere korte op- og nedreguleringer.”

”Dansk Fjernvarme vurderer, at det at der meldes ind til højere omkostninger, i sig selv kan afholde aktører i at melde ind, da de kan risikere at skulle redegøre for deres prissætning.”

”Ved implementeringen af nye tiltag er disse der oftest forbundet med nogle høje omkostninger til IT udvikling hos især de balanceansvarlige, men til tider også hos de enkelte aktører.

Disse omkostninger vil alt andet lige ende hos aktørerne, hvilket enten medfører en reduceret indtægt og dermed reduceret incitament til at beholde anlægget i drift eller en højere budspris.”

**Energinets svar:**

*Energinet er opmærksomme på, at prissætningen kan risikere at ændre sig som følge af ny-indført 15 min MTU. For de anlæg, der oplever stigende omkostninger grundet den kortere tidsenhed, har Energinet forståelse for at dette påvirker prissætningen. Da Energinet er opmærksomme på at priserne kan ændre sig i overgangsperioden, er det ikke forventet at aktører skal redegøre for rimelige ændringer i prissætningen.*

**Konsekvenser for elforbrugere**

”Generelt vil kvarters markedet formentlig give højere priser i gennemsnit.”

”Udover øget balanceringscosts, kan det jo så betyde bedre business case for fleksibelt forbrug, men det vil kun være dem der er fleksible, der vil kunne tjene her.

Desuden en stigning i systemydelsescosts pga. frafalg af deltagere alt andet lige gå videre til forbrugere via tarif.”

**Energinets svar:**

*De højere priser, som Energinet risikerer at se fra danske aktører, kommer sandsynligvis ikke til at påvirke balanceringsomkostningerne 1:1 med prisstigningerne. Dette skyldes at det nye fælles europæiske marked for mFRR, muliggøre at der kan indkøbes mFRR på tværs af landegrænser, hvorved Energinet kan indkøbe mFRR fra udlandet, såfremt dette er billigere end de danske bud. Dermed er højere priser fra danske aktører ikke nødvendigvis lig med øget balanceringscost og i sidste ende højere tarif.*

**Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur**

”Gasgeneratorer fungerer ikke i et 15 minutters marked”

”Øget kompleksitet. Kræver mere automatisering...”

”Prisen stiger en del”

**Energinets svar:**

*Igen kan Energinet bemærke at det allerede er besluttet at 15 minutters mFRR-markedet skal indføres. Energinet er opmærksomme på at dette udfordrer nogle aktører, hvilket også muligvis kommer til at afspejles i prissætningerne.*

**Konsekvenser for ikkediskrimination og konkurrence**

”Gasgeneratorer er fysisk/teknisk udelukket når der indføres 15 minutters marked”

”Konventionelt produktion vil helt sikkert se dette som en forringelse af deres vilkår og dermed diskrimination. Men faktum er at der er 15 minutters markeder alle steder syd for DK, hvilket jo

kun kan sammenoptimeres på lige vilkår på tværs af Europa gennem en uniformisering af markederne.”

**Energinets svar:**

*Energinet er opmærksomme på at 15 min MTU påvirker forskellige typer anlæg ulige og at nogle typer anlæg er mere udfordret af 15 min MTU end andre. Dog kan Energinet igen bemærke, at dette skal implementeres og allerede er godkendt.*

*Desuden anser Energinet ikke de nye regler for diskriminerende, da de nye regler er ens for alle typer af aktører. Om den enkelte aktør teknisk kan leve op til de nye regler, har ikke nogen betydning for om reglerne i sig selv er lige for alle. Tværtimod mener Energinet at ændringerne fremmer ikkediskrimination og konkurrence på tværs af landegrænser og i Europa som helhed, da dette sikrer ens vilkår for aktørerne i Europa uanset om der er tale om danske aktører, der kan levere mFRR i udlandet eller udenlandske aktører, der kan levere mFRR i Danmark.*