



## Vis resultater

Svarperson

3

Anonym

05:27

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Dette er et obligatorisk spørgsmål.

2. Navn

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

Kan ikke laste op på mindre end 15 minutter

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

OK

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Andet

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

Ved ikke

8. Konsekvenser for intra-day markedet

Vi holder os væk fra dette marked i så fald

9. Konsekvenser for BSP'er

?

10. Konsekvenser for BRP'er

?

11. Konsekvenser for elforbrugere

?

12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

Gasgeneratorer fungerer ikke i et 15 minutters marked

13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

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

## Vis resultater

Svarperson

4

Anonym

10:01

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Kredsløb

2. Navn

Andreas Pedersen

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 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!

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Andet

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

Større udsving i balanceprisen

8. Konsekvenser for intra-day markedet

Mindre likviditet, med større mulighed for spikes

9. Konsekvenser for BSP'er

10. Konsekvenser for BRP'er

11. Konsekvenser for elforbrugere

Generelt vil kvarters markedet formentlig give højere priser i gennemsnit.

12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne



## Vis resultater

Svarperson

5

Anonym

33:04

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

I/S Amager Ressourcecenter

2. Navn

Niels Palm-Henriksen

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

Vi kommer til at tilbyde mindre mængde i MWér.  
Kortere forberedelsestid vil formentlig kræve en form for automatisering, og dermed en ekstra investering, hvis vi skal fastholde vores mængde af MWér.

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

Er ikke relevant for os.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

På Energinets hjemmeside

Via mail

Fysiske/virtuelle møder

Andet

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

Kan ikke besvares

8. Konsekvenser for intra-day markedet

Kan ikke besvares

9. Konsekvenser for BSP'er

Kan ikke besvares

10. Konsekvenser for BRP'er

Kan ikke besvares

11. Konsekvenser for elforbrugere

Kan ikke besvares

12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

Kan ikke besvares

13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

Kan ikke besvares

## Vis resultater

Svarperson

6

Anonym

15:54

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Verdo Produktion A/S

2. Navn

Preben Dalsgaard Pedersen

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

Mindre fleksibilitet, tidligere kunne vi levere 15 MW - efterfølgende kun 10 MW.

Der ses i dag ofte 5-10 minutters huller i aktiveringer – det bør/skal kunne undgås.

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

Ingen umiddelbare konsekvenser.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Andet

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

Øget kompleksitet.

8. Konsekvenser for intra-day markedet

Øget kompleksitet.

9. Konsekvenser for BSP'er

Øget kompleksitet.

10. Konsekvenser for BRP'er

Øget kompleksitet.

11. Konsekvenser for elforbrugere

Øget kompleksitet.

12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

Øget kompleksitet. Kræver mere automatisering...

13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne



## Vis resultater

Svarperson

7

Anonym

08:55

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Bornholms EI-Produktion

2. Navn

Kim Westh

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

Det betyder, at vi melder 13MW ind mod tidligere 32 MW. Vores gamle diesler vil ikke kunne overholde tiderne.

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

Spørgsmål ikke forstået.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Andet

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

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

8. Konsekvenser for intra-day markedet

Ingen

9. Konsekvenser for BSP'er

10. Konsekvenser for BRP'er

11. Konsekvenser for elforbrugere

12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

Prisen stiger en del

13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

## Vis resultater

Svarperson

8

Anonym

10:47

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Energi Danmark

2. Navn

Thomas Brouer

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

### 4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

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

Men selv vindturbiner og solceller vil alt andet lige prissætte kortere aktiveringer højere end timesaktiveringerne. Dog vil det fremme knap så konventionelle enheder såsom forbrug og evt. batterier, der bedre kan reagere på kort aktiveringstid.

## Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

I mFRR energi markedet er dette ikke det store problem da markedet for mFRR i nordisk regi er ok likvid. Det ville blive et problem hvis likviditeten falder drastisk.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Gentagelse fremmer forståelsen og beskeder går

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

## 7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

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.

Altså en "ond spiral" af general tilbagetrækkelse af kapaciteter fra alle markeder. Dog kan dette medføre price spikes/scarcity prices der kan tiltrække andre ikke-konventionelle enheder, såsom forbrug eller batterier eller andet.

## 8. Konsekvenser for intra-day markedet

Fjernelse af DK kapacitet kva ovenstående vil, alt andet lige, fjerne likviditet fra ID markedet. Da vi har xBid vil det dog kun være et problem når DK er total isoleret, hvilket stort set aldrig sker mere. Så meget lille betydning.

Hvis kapaciteten bliver, men "blot" trækkes fra mFRR markedet, så kan det flytte likviditet til ID markedet istedet.

## 9. Konsekvenser for BSP'er

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

## 10. Konsekvenser for BRP'er

Mindre likviditet og eller højere priser i mFRR energi markedet vil, alt andet lige, medføre 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

## 11. Konsekvenser for elforbrugere

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.



## 12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

Den økonomiske effektivitet er afhængig af om det lykkedes med Polluter pays princippet... altså om 15 min markedet kommer til at betyde at Energinet og andre TSO'er kan sende nogle pt. Socialiserede omkostninger for alle forbrugere, ud på dem der i virkeligheden er skyld i omkostningerne. Dette kender vi ikke svaret på...

Øget cost vil medføre at forbrugere/BRP'er vil forsøge at minimere disse gennem eks. Mere intelligent styring gennem eks. Fleks forbrug. Så alt andet lige vil det da påvirke denne del positivt.

## 13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

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.

## Vis resultater

Svarperson

9

Anonym

01:45

Fuldførelsestid

### Spørgsmål 1

1. Virksomhed \*

Ørsted

2. Navn

Martin Schrøder

### 3. Type af aktør (kryds én eller flere bokse af) \*

- BSP
- BRP
- Trader
- Producent
- Forbruger
- Brancheforening
- Andet

## Spørgsmål 2

Det er i mFRRIF defineret at den fulde aktiveringstid (FAT) skal være 12,5 minut. Dette skal Energinet implementere. Til gengæld er der metodefrihed omkring hvordan de 12,5 minutters FAT skal opdeles i forberedelsestid og rampetid. Energinet har i fællesskab med de andre nordiske TSO'er defineret at forberedelsestiden er 2,5 minut og rampetiden (både op og ned) er 10 minutter. Dette afleder en minimumsleveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

4. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til forberedelsestid på 2,5 minut, rampeperiode på 10 minutter og minimum leveringstid ved fuld aktivering på 5 minutter.

Ørsted har ved tidligere lejligheder udtrykt bekymring for TSOernes beslutning om på MARI-plattformen at allokere meget tid til egne processer på bekostning af markedsaktørernes tid til at aktivere bud. Dermed er aktørernes forberedelsestid blevet for kort og rampekravet strammere end nødvendigt.

Konsekvensen af den korte forberedelsestid er, at aktørerne ikke kan tilbyde mFRR-ressourcer, der kræver manuelle indgreb ved aktivering og at det samlede mFRR-udbud dermed vil blive reduceret væsentligt. Dette gør sig gældende for eksempelvis manuel regulering af vind- og solproduktion, som Energinet ellers ønsker at tilskynde til at deltage i mFRR-markedet.

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.

Såfremt Energinet sigter mod en hård implementering af kravene, bør man overveje, om TERRE/RR-produktet kan opsamle de mFRR-mængder, der ikke kan opfylde den angivne FAT.

### Spørgsmål 3

Energinet har metodefrihed til selv at definere den maksimale størrelse på udelelige bud. Energinet har valgt at grænsen er 50 MW. Bemærk at der ikke er en maksimal grænse på delelige bud.

## 5. Angiv eventuelle konsekvenser for din organisation i forhold til at den maksimale volumen på 50 MW for udelelige bud.

Ørsted er ubekendt med Energinets beslutning om at begrænse udelelige bud til maksimalt 50MW. Energinet har ikke redegjort for årsagen til denne begrænsning eller vurderet de samfundsøkonomiske konsekvenser. Ved henvendelse har Energinet efterfølgende forklaret, at beslutningen udspringer af to forhold:

- at der i dag er en tilsvarende grænse på 50MW for mFRR-bud til Energinet
- at der er bekymringer om 'prishop' og dermed høje omkostninger når MARI AOF mhp økonomisk optimal aktivering springer over udelelige bud

Ørsted finder ikke ovenstående begrundelse overbevisende. Når MARI AOF er givet muligheden for at springe bud over, så er det netop for at sikre en optimal aktivering. Det er således ikke en fejl eller uhensigtsmæssighed, at der opstår prishop, når et udeleligt bud springes over.

En høj grænse for udelelige bud gør det muligt at indprise startomkostninger på termiske anlæg og fordele dem over en stor leverance. Alternativt skulle et mindre bud bære samme startomkostninger og ville således blive dyrere at aktivere. TSOerne ville altså opleve de samme 'prishop' som når udelelige bud springes over, blot vil det være afspejlet ved en højere aktiveringspris på bud længere inde på merit order.

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 budattributterne 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.

## Spørgsmål 4

I mFRRIF er det defineret, at beslutninger truffet af MARIs styregruppe har virkning over medlemslandene uden at det bliver indskrevet i europæiske eller nationale forskrifter.

6. Såfremt der kommer ændringer, som har betydning for danske aktører, hvordan foretrækker du i så fald at modtage oplysninger herom? (kryds én eller flere bokse af)

- På Energinets hjemmeside
- Via mail
- Fysiske/virtuelle møder
- Det er vigtigt for Ørsted at få rettidig informati

## Spørgsmål 5

Angiv venligst, hvis du ser potentielle konsekvenser af implementeringen af forskriftsændringerne ifm. 15 minutters markedstidsenhed og overgangen til MARI, på følgende aspekter:

7. Konsekvenser for andre balancemarkeder, herunder kapacitetsmarkeder og energiaktiveringsmarkeder udover mFRR

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

8. Konsekvenser for intra-day markedet

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

## 9. Konsekvenser for BSP'er

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

## 10. Konsekvenser for BRP'er

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

## 11. Konsekvenser for elforbrugere

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

## 12. Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent netinfrastruktur

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.

## 13. Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

I forbindelse med beslutningen om overgang til 15 min MTU/ISP har ovenstående aspekter været behandlet og drøftet grundigt af både TSOer og markedsaktører. Ørsted finder det ikke værdiskabende at gengive pointerne herfra på et tidspunkt hvor implementeringen ligger fast og der ikke skal træffes nye beslutninger herom.