



## Bilagsoversigt til Godkendelse Energinets metode for Cost Plus

### BILAGS NR.

1. Energinets metodeanmeldelse af 17. september 2021 med bilag
2. Høringssvar fra Ørsted af 1. november 2021 på Forsyningstilsynets offentlige høring af metodeanmeldelsen
3. Energinets partshøringssvar af 21. februar 2022 på Forsyningstilsynets partshøring af udkast til afgørelse

# ANMELDELSE AF METODE FOR ENERGIAFREGNING AF AFRR I DK2

## 1. Indledning og indstilling

Energinet har som certificeret transmissionssystemoperatør (TSO) for Danmark ansvaret for balancen i det danske elsystem. Som systemoperatør har Energinet behov for en række særlige produkter, kaldet systemydelser. Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelser af aktørerne på elmarkedet for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af det danske elsystem. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt.

Energinet indkøber flere forskellige typer reserver og systemydelser, hvoraf automated frequency restoration reserve (aFRR), er ét af disse produkter. Til disse indkøb sondres mellem indkøb af kapacitet og energi, hvor kapacitet er indkøb af et anlægs rådighed i gældende periode, mens betaling for energien er for den faktiske energileverance leveret af anlægget.

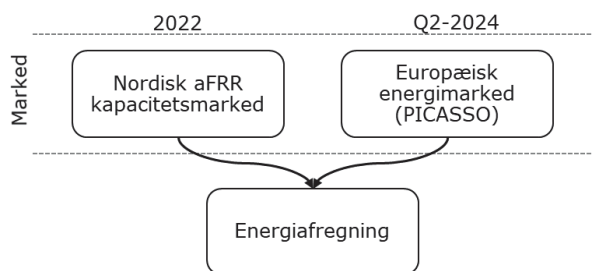
På baggrund af netregler for balancering<sup>1</sup>, skal alle TSO'er søge mod en internationalisering af markedet. Derfor har Energinet, sammen med de øvrige nordiske TSO'er, udarbejdet et nyt nordisk aFRR kapacitetsmarked, hvilket i dag er godkendt af både ACER samt de tilhørende nationale regulatorer - heriblandt Forsyningstilsynet. Det nordiske kapacitetsmarked er et pay-as-cleared marked, hvor kapacitetsbetalingen afregnes efter TSO-TSO og herefter en TSO til balanceansvarlige (BSP). De vindende aktører af kapacitetsmarkedet er herefter forpligtiget til at levere energileverancen i den pågældende periode.

Opgørelse af energileverancen sker mellem de balanceansvarlige og de respektive TSO'er med lokalt gældende forhold for energibetalingen.

På sigt tilslutter DK1 og DK2 sig det europæiske aFRR energimarked, PICASSO, og herefter ændres forpligtelsen fra det nordiske aFRR kapacitetsmarked om bunden aFRR energileverance, til en forpligtelse om at udbyde tilsvarende kapacitet i aFRR energimarkedet.

Både det nordiske aFRR kapacitetsmarked og PICASSO, kræver fastsættelse af metodikken for opgørelse af energibetalingen for danske aktører, som illustreret på Figur 1.

<sup>1</sup> EBGL (Electricity Balancing): Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet.



Figur 1 viser en grafisk repræsentation af snitfladerne mellem de forskellige aFRR markeder og energiafregning for aFRR.

Nærværende dokument er en beskrivelse af metoden for energiafregningen af aFRR i DK2. I DK1 er aFRR markedet allerede implementeret, hvorfor DK1 ikke er inddraget i nærværende metodeanmeldelse.

Bestemmelserne for energiafregningen kan afgrænses til fastsættelse af afregningsprisen samt opgørelse af energivolumen. Opgørelsen af energivolumen baserer sig på metodikken fra det velkendte og eksisterende aFRR-marked i DK1 og tilføjer dermed ikke væsentlige ændringer. Afregningsprisen fastsættes efter den bedste af spot- og regulerkraftprisen, hvilket er samme prissætning de øvrige nordiske TSO'er anvender for aFRR ydelsen.

Indkøbet af aFRR i DK2 (metoden) kræver tilføjelser til Udbudsbetingelserne for Systemydelse fra 20. januar 2021.

## 2. Retsgrundlag

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

Netreglerne afspejler forordning nr. 2009/714's 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 specifik at de enkelte forordninger, hvorvidt disse regler/metoder skal godkendes af Forsyningstilsynet, samt tidsfrister herfor.

Det følger af artikel 21 i EBGL, at Energinet i samarbejde med relevante TSO'er skal udarbejde et markedsdesign for indkøb af aFRR kapacitetsreserver, herunder udforme rammen for gennemførelsen af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (et europæisk energimarked – kaldet PICASSO). Dette er planlagt i trin, hvor der indledningsvist etableres et fælles nordisk marked og herefter tilsluttes Norden som helhed til det europæiske aFRR marked.

De relevante metoder er alle metodeanmeldte og godkendt af Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). De relevante Metoder<sup>2</sup> er som følger:

- ACER Decision 21-2020 on the Application of the Market-Based Allocation Process I Nordic Region
  - ACER Decision 21-2020 on the Nordic aBCM A38 ACER decision - Annex I
  - ACER Decision 21-2020 on the Nordic aBCM A38 ACER decision - Annex Ia
  - ACER Decision 21-2020 on the Nordic aBCM - Annex II

<sup>2</sup> Link til metoderne: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>

- ACER Decision 20-2020 on the Exemption for Transfer of Balancing Capacity from Automatic Frequency Restoration Reserves in Nordic Load-Frequency Control Block
  - ACER Decision 20-2020 on the Nordic aBCM - Annex II
  - ACER Decision 20-2020 on the Nordic aBCM A34 - Annex I
  - ACER Decision 20-2020 on the Nordic aBCM A34 - Annex Ia
  
- ACER Decision 19-2020 on the Common Rules for Procurement of Balancing Capacity from Automatic Frequency Restoration Reserves in Nordic Load-Frequency Control Block
  - ACER Decision 19-2020 on the Nordic aBCM - Annex II
  - ACER Decision 19-2020 on the Nordic aBCM A33 - Annex I
  - ACER Decision 19-2020 on the Nordic aBCM A33 - Annex Ia

Danmark (DK1 og DK2) forventes at være tilsluttet PICASSO-plattformen senest Q2-2024. Nærværende metode for energifregningen er udformet, således, at den er kompatibel med retningslinjerne for et kommende europæisk aFRR-energiaktiveringsmarked, herunder i overensstemmelse med bestemmelserne i artikel 44 og 45 i EBGL og ikke mindst elmarkedsforordningen<sup>3</sup> artikel 6, stk. 5 og 6.

Forsyningstilsynet godkendte den 18. december 2019<sup>4</sup> Energinets vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceringsansvarlige aktører efter EBGL artikel 18, hvori Forsyningstilsynet blandt andet har foretaget en prøve af, om Energinets markedsforskrifter C1, C2 og C3 samt Energinets dokumenter "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer" og "Systemydelse 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.

Indkøbet af aFRR leveringsevne blev stoppet i Østdanmark (DK2) med udgangen af februar 2016, og skal nu genoptages, da det nordiske aFRR marked er igangsat<sup>5</sup>. Nærværende metode er således ikke omfattet af Forsyningstilsynets godkendelse af den 18. december 2019.

Med henvisning til EBGL, artikel 5, stk. 4, litra c samt artikel 3 i Kommissionens gennemførelsesforordning (EU) 2021/280 af 22 februar 2021 om ændring af forordning (EU) 2015/1222, (EU) 2016/1719, (EU) 2017/2195 og (EU) 2017/1485 for at bringe dem i overensstemmelse med forordning (EU) 2019/943 fremsendes nærværende vilkår, betingelser og metoder til Forsyningstilsynets godkendelse, jf. artikel 18, stk. 5, litra i.

Ifølge elmarkedsforordningen samt EBGL er mulighederne for opgørelsen af balanceringsenergien enten målinger eller et energivolumen baseret på reguleringsbehovet.

### 3. Vurdering af metoden efter EBGL artikel 18, stk. 4, litra a

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 aFRR energibetalingen vil være markedsbaseret i kraft af åbne udbud af ydelserne, hvilket er adresseret i det nordiske kapacitetsmarked.

Indkøbet af aFRR finder anvendelse overfor danske aktører i DK2, og metoden indskrives i Energinets dokumenter for hhv. "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer" til levering af systemydelser, og "Udbudsbetingelser for systemydelser til levering i Danmark<sup>6</sup>". Den

<sup>3</sup> Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (omarbejdning)

<sup>4</sup> Godkendelse af anmeldte vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceansvarlige aktører af den 18. december 2019, sagsnr.: 18/13107

<sup>5</sup> Note 1, side 8 i "Systemydelser til levering i Danmark, Udbudsbetingelser, gældende fra 20. januar 2021

<sup>6</sup> <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Adgang-til-systemydelsesmarkederne>

anmeldte metode vil således være omfattet af udbudsbetingelser mv., som vil være gældende for alle potentielle tilbudsgivere ved de pågældende udbud. 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.

Energinets metode for aFRR energibetalingen afspejler en i forvejen kendt metode for aFRR indkøb i DK1. Ved at anvende den bedste af spot- og regulerkraftprisen, fås en betaling svarende til elsystemets aktuelle ubalanceomkostning, hvorfor denne prissætning vurderes gennemsigtig.

Opgørelsen af energivolumen er i overensstemmelse med EBGL artikel 45 og vurderes derfor ligeledes gennemsigtig. Ved at bevare den samme prissætning, som de øvrige nordiske lande, opnås en objektiv og ikkediskriminerende prissætning.

Energivolumen opgøres efter samme metodik, uafhængig af aktørerne, hvortil aktøren ved hjælp af oplyst dødtid og ramper kan påvirke opgørelsen, således leverance og afregning er i balance.

Energinets udbudsbetingelser inkl. nærværende metode for aFRR energibetalingen er ikke-diskriminerede, idet udbudsbetingelserne 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 metoden opfylder EBGLs krav om, at vilkår skal være rimelige og begrundelse.

Energinets hensigt med nærværende metodeanmeldelse for aFRR energibetalingen er at være i stand til både at omfavne et nordisk aFRR kapacitetsmarked samt på sigt PICASSO uden yderligere investeringer fra aktørside og med ingen til få ændringer til metoden.

#### 4. Høring og inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår og har derfor haft nærværende materiale i høring i perioden den 6. august 2021 til og med den 8. september 2021, kl. 12.00 efter bestemmelserne i artikel 10 i EBGL.

Energinet har modtaget 1 (et) høringssvar.

##### Hørringsvar - Ørsted:

Ørsted takker for muligheden for at kommentere på Energinets foreslåede Metode for energiafregning af aFRR i DK2.

Metoden fastlægger de afregningsmæssige principper for energileverancer fra aFRR i DK2 i perioden fra etablering af det kommende nordiske aFRR-kapacitetsmarked og frem til Energinets indtræden i det fælles europæiske aFRR-energiaktiveringsmarked PICASSO, forventeligt i Q2 2024.

Principielt mener Ørsted, at aFRR i et fælles energimarked bør aktiveres i et merit-order rækkefølge på baggrund af ACE-baserede aktiveringssignaler fra de enkelte budområder. De aktiverede bud bør herefter afregnes til marginalpris. På denne vis sikres korrekte prissignaler og økonomisk efficient budaktivering. Den kommende PICASSO-plattform understøtter dette, hvorfor vi opfordrer de nordiske TSOer til at tilstræbe deltagelse i denne snarest muligt.

I en overgangsperiode anerkender Ørsted, at der er brug for en midlertidig nordisk aktiverings-, og afregningsmetode, som kan fungere indtil et aFRR-energiaktiveringsmarked er etableret. Nærværende forslag baseret på pro-rata aktivering kan udgøre en sådan overgangsløsning.

Ørsted støtter derfor generelt Energinets forslag, dog med følgende ændringsforslag:

**Ørsted:** Ørsted er af den overbevisning, at der bør være et vist sikret fortjeneste-element ved aktivering af aFRR. Et anlæg, der blevet valgt til at levere aFRR kapacitet i en time, har ikke nødvendigvis en aktiveringsomkostning, der er lavere end regulerkraftprisen (i en opreguleringssituation). Såfremt der ikke tilføjes et add-on element til referenceprisen (i DK1 spotprisen +/-100 DKK/MWh), vil man skulle indregne dette i kapacitetsbuddet ud fra en forventning om en for timen ukendt aktiveringsgrad, hvorfor der vil blive overkompenseret med højere kapacitetspriser til følge. Dette vil ikke være samfundsmæssigt optimalt. Derfor bør den foreslåede aFRR afregning til mest attraktive af spotpris og mFRR-aktiveringspris tillægges et add-on tilsvarende DK1. Dette princip bør tilføjes i hele Norden.

**Energinet:** Afregningsmetodikken med bedste af spot- og regulerkraftprisen er almindelig praksis i Norden og her forsættes denne prissætning i det fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked. En anden national prissætning i DK2 vil stille danske aktører ringere eller bedre end de nordiske aktører og dermed skabe en konkurrenceforvriddning på nordisk plan.

Endelig er Energinet enige i, at der altid vil være en usikkerhed forbundet med budafgivelse inden spotmarkedet, men at aktørerne er bedre stillet til at kvantificere denne usikkerhed i deres kapacitetspris, fremfor at overføre usikkerheden til et fast tillæg.

**Ørsted:** I afsnit 3 står nederst på side 3 "...hvorfor nærværende metodik for energifregningen er udformet, således den er kompatibel med retningslinjerne for et kommende europæisk aFRR-energiaktiveringsmarked". I afsnit 4 under "Energibetalingen" er der beskrevet en afregning der er baseret på spotpris og regulerkraftpris. Dette er ikke umiddelbart kompatibelt med PICASSO, hvor afregningen baseres på marginalpris af aktiverede aFRR energibud. Energinet bør uddybe hvorledes den foreslåede afregning er kompatibel med PICASSO.

**Energinet:** Er enige i Ørsteds kommentarer og har derfor indsat følgende sektion:

*"Ved indtrædelse i PICASSO-plattformen afregnes energien efter den marginale aFRR pris jf. de regler og afregningsprincipper der er gældende for PICASSO-markedet."*

**Ørsted:** Afsnit 4 under Energivolumen står der "Derfor er det fundet mest hensigtsmæssigt at opgøre energivolumen efter forventet leverancer og efterfølgende korrigerer baseret på målinger". Vi forstår ikke meningen med "og efterfølgende korrigerer baseret på målinger" og hvilke målinger der tænkes på. Der skal i Ørsteds opfattelse ikke bruges målinger til en korrektion der - som efterfølgende beskrevet - foregår som normal ubalanceafregning.

**Energinet:** Er enige i Ørsteds kommentarer og har omformuleret afsnittet.

**Ørsted:** Endeligt er krav til aktørernes IT-udstyr næppe hovedårsagen til at opgøre energivolumen efter forventet leverance. Hovedårsagen skal i Ørsteds perspektiv nærmere findes i at aFRR-leverandører (anlæg eller en portefølje af anlæg) også leverer en række andre produkter som FCR, mFRR, intraday, fjernvarme osv., hvormed det i praksis er meget svært at opgøre en særskilt leverance af aFRR.

**Energinet:** Er enige i at der kan være flere bevæggrunde til at fortrække en estimeret leverance, hvorfor ordlyden er bevaret.

## 5. Baggrund for og formål med metoden

På baggrund af EBGL artikel 21, skal der søges mod internationale energimarkeder og her samarbejder Energinet med de øvrige nordiske TSO'er med at udarbejde et markedsdesign for indkøb af aFRR kapacitetsreserver. Markedsdesignet afventer endelig implementering, der sker efter delvis implementering af flow-based som kapacitetsberegningss metode. Rammerne for et fælles nordisk aFRR kapacitetsmarked er defineret og godkendt af Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) d. 17/8-2020, med beslutningerne 19-2020, 20-2020,21-2020 og 22-2020. Metodikken omkring energifregningen er dog ikke indeholdt i ACERs beslutning og beslutningen hviler dermed på de enkelte TSO'er, der dog er underlagt kravene fra EBGL artikel 45.

Bestemmelserne for selve energifregningen omhandler derfor prissætningen samt opgørelsen af leveret energi fra aFRR aktiveringer i DK2.

Det er nødvendigt at fastlægge et afregningsprincip for selve energimængden, eftersom denne i høj grad indeholder et omkostningsægte element. Endvidere arbejdes der på europæisk energimarked for aFRR, PICASSO-projektet, som et led i opfyldelsen af artikel 21 fra EBGL'en, som ligeledes kræver et princip for national afregning af energimængderne. Danmark under ét forventes at være tilsluttet PICASSO-plattformen senest Q2-2024, hvorfor nærværende metodik for energifregningen er udformet, således den er kompatibel med retningslinjerne for et kommende europæisk aFRR-energiaktiveringsmarked.

## 6. Beskrivelse af metoden for Energi afregning

De balanceansvarlige aktører og anlæg, som vinder aFRR kapacitetsauktionerne, er forpligtiget til at levere aFRR i overensstemmelse med den mængde og for den periode, som aFRR kapaciteten er solgt. Indledningsvist vil aFRR leveringen ske pro-rata, idet der ikke er etableret et energiaktiveringsmarked. Det er således kun aFRR-ressourcer, der er indkøbt som kapacitetsreserver, der kan blive aktiveret. Det samlede aFRR behov i driftsøjeblikket fordeles ligeligt blandt de indkøbte anlæg. Krav til responstid m.v. er defineret i metoden for indkøb af aFRR kapacitet.

På sigt vil et europæisk aFRR energiaktiveringsmarked betyde, at aktører kan indmelde frivillige bud til energimarkedet, uden at være aktiveret i et kapacitetsmarked. Aktivering under disse omstændigheder sker nu i prisrækkefølge (Merrit Order List – MOL), hvor både frivillige bud og rådhedsbud fra kapacitetsmarkedet indgår – et princip der kendes fra det nuværende regulerkraftmarkedet og mFRR – og afregning af den leverede energi sker til marginalpris.

På baggrund af det i forvejen godkendte nordiske aFRR kapacitetsmarked, kan omfanget af nærværende metodeanmeldelse afgrænses til bestemmelse af:

- *Fastsættelse af energibetaling*
- *Opgørelse af energivolumen*

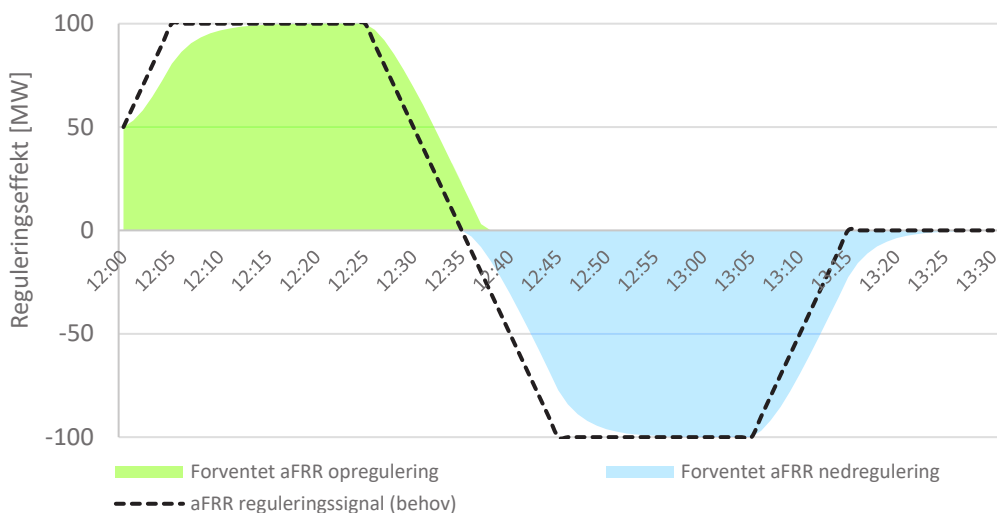
**Energibetalingen** afregnes til den bedste af spotprisen og regulerkraftprisen, som begge opgøres i enheden EUR/MWh. aFRR opregulering afregnes derfor til den højeste af spot- og opreguleringsprisen i DK2, og tilsvarende afregnes aFRR nedregulering til den mindste af spot- og nedreguleringsprisen. Beslutningen herfor hviler primært på, at dette er prissætningen de øvrige nordiske TSO'er anvender. Hvis Danmark anvender en anden prissætning, vil det enten stille danske aktører bedre eller ringere end de nordiske aktører, selvom det leverede produkt er det samme.

Ved indtrædelse i PICASSO-plattformen afregnes energien efter den marginale aFRR-pris der ligeledes er i enheden EUR/MWh.

**Energivolumen** opgøres som produktet af aFRR efterspørgslen i MW og den efterspurgte tidsperiode. Qua aFRR behovets fluktuerende natur, er der ikke tale om én jævn aktivering, men en varierende mængde der skal beregnes. Energivolumen er integralet af den løbende aFRR-aktivering, men desto højere tidsopløsning desto højere krav stilles til aktørernes IT- og

måleudstyr. Derfor er det fundet mest hensigtsmæssig at opgøre energivolumen efter forventet leverancer.

Energinet sender hver 4. sekund et reguleringssignal til den balanceansvarlige aktør, hvorefter de tilsluttede enheder tilpasser sit forbrug eller produktion. Ved at omregne det udsendte reguleringssignal til en forventet levering, indeholdende aktørens dødtid og rampegradienter, kan aFRR leverancen estimeres og opgøres særskilt over tidsperioden for op- og nedregulering. Figur 2 viser et eksempel, hvor Energinet udsender et aFRR reguleringssignal (sort stribet linje) med tilhørende forventet levering fra aktørerne (grønne og blå område).



Figur 2 viser et simpelt aFRR behov over en tidsperiode og den forventede levering indeholdende dødtid og rampegradienter oplyst af aktøren.

Energivolumen (farvet områder på Figur 2) kan herefter opgøres på f.eks. kvarters- og timeniveau. Energibetalingen for aFRR sker dermed uanset om ydelsen er leveret i sit fulde omfang, da eventuelle afvigelser mellem forventet levering og faktisk levering opgøres som normal ubalanceafregning.

Hertil kan det bemærkes, at pr. 1 november 2021 ændres ubalanceopgørelsen til étprisaafregning, hvilket alt andet lige reducerer signalkravene til aktørerne.

**Afregningsfrekvens** for energibetalingen kan på baggrund af de estimerede værdier samt aktørens måledata afregnes på ugeniveau. Den løbende energibetaling sker løbende med bagudrettet afregning efter hver uge.

## 7. De konkrete ændringer

Energinet forventer med Forsyningstilsynets godkendelse, at ændring til udbudsbetingelserne skal træde i kraft inden den 1. februar 2022, hvor DK2 skal tilsluttes det nordiske aFRR kapacitetsmarked, da tilslutningen af DK2 til den nordiske aFRR kapacitets-platform skal ske uden forsinkelse i overensstemmelse med de øvrige EU-landes tilslutningsperiode.

## 8. Evt. særlige forhold

Der er et særligt behov for en hurtig godkendelse, hvis DK2 skal tilsluttes det nordiske aFRR kapacitetsmarked uden forsinkelse og dermed undgå konflikt med andre landes tilslutningsperiode. Energinet vil derfor stille alle nødvendige ressourcer til rådighed for at Forsyningstilsynet kan reducere deres sagsbehandlingstid.



Energinet Elsystemansvar  
Tonne Kjærs Vej 65  
DK-7000 Fredericia  
ATT Jesper Buck, [jwb@energinet.dk](mailto:jwb@energinet.dk)  
Kopi til [myndighed@energinet.dk](mailto:myndighed@energinet.dk)

8 September 2021  
Our ref.: MARTS  
Doc. Id: Deca00001563-  
65906408-7165

## Høringssvar - Metode for energiafregning af aFRR i DK2

Ørsted takker for muligheden for at kommentere på Energinets foreslåede *Metode for energiafregning af aFRR i DK2*.

Metoden fastlægger de afregningsmæssige principper for energileverancer fra aFRR i DK2 i perioden fra etablering af det kommende nordiske aFRR-kapacitetsmarked og frem til Energinets indtræden i det fælles europæiske aFRR-energiaktiveringsmarked PICASSO, forventeligt i Q2 2024.

Principielt mener Ørsted, at aFRR i et fælles energimarked bør aktiveres i et merit-order rækkefølge på baggrund af ACE-baserede aktiveringssignaler fra de enkelte budområder. De aktiverede bud bør herefter afregnes til marginalpris. På denne vis sikres korrekte prissignaler og økonomisk efficient budaktivering. Den kommende PICASSO-plattform understøtter dette, hvorfor vi opfordrer de nordiske TSOer til at tilstræbe deltagelse i denne snarest muligt.

I en overgangsperiode anerkender Ørsted, at der er brug for en midlertidig nordisk aktiverings-, og afregningsmetode, som kan fungere indtil et aFRR-energiaktiveringsmarked er etableret. Nærværende forslag baseret på pro-rata aktivering kan udgøre en sådan overgangsløsning.

Ørsted støtter derfor generelt Energinets forslag, dog med følgende ændringsforslag:

Ørsted er af den overbevisning, at der bør være et vist sikret fortjeneste-element ved aktivering af aFRR. Et anlæg, der blevet valgt til at levere aFRR kapacitet i en time, har ikke nødvendigvis en aktiveringsomkostning, der er lavere end regulerkraftprisen (i en opreguleringssituation). Såfremt der ikke tilføjes et add-on element til referenceprisen (i DK1 spotprisen +/-100 DKK/MWh), vil man skulle indregne dette i kapacitetsbuddet ud fra en forventning om en for timen ukendt aktiveringsgrad, hvorfor der vil blive overkompenseret med højere kapacitetspriser til følge. Dette vil ikke være samfundsmæssigt optimalt. Derfor bør den foreslåede aFRR afregning til mest attraktive af spotpris og mFRR-aktiveringspris tillægges et add-on tilsvarende DK1. Dette princip bør tilføjes i hele Norden.

I afsnit 3 står nederst på side 3 *"...hvorfor nærværende metodik for energiafregningen er udformet, således den er kompatibel med retningslinjerne for et kommende europæisk aFRR-energiaktiveringsmarked"*. I afsnit 4 under "Energibetalingen" er der beskrevet en afregning der er baseret på spotpris og regulerkraftpris. Dette er ikke umiddelbart

kompatibelt med PICASSO, hvor afregningen baseres på marginalpris af aktiverede aFRR energibud. Energinet bør uddybe hvorledes den foreslåede afregning er kompatibel med PICASSO.

Our ref.: MARTS  
Doc. Id: Deca00001563-  
65906408-7165

I afsnit 4 under Energivolumen står der *“Derfor er det fundet mest hensigtsmæssigt at opgøre energivolumen efter forventet leverance og efterfølgende korrigere baseret på målinger”*. Vi forstår ikke meningen med *“og efterfølgende korrigere baseret på målinger”* og hvilke målinger der tænkes på. Der skal i Ørsteds opfattelse ikke bruges målinger til en korrektion der - som efterfølgende beskrevet - foregår som normal ubalanceafregning.

Endeligt er krav til aktørernes IT-udstyr næppe hovedårsagen til at opgøre energivolumen efter forventet leverance. Hovedårsagen skal i Ørsteds perspektiv nærmere findes i at aFRR-leverandører (anlæg eller en portefølje af anlæg) også leverer en række andre produkter som FCR, mFRR, intraday, fjernvarme osv., hvormed det i praksis er meget svært at opgøre en særskilt leverance af aFRR.

Yours sincerely  
Ørsted

Martin Schrøder  
Lead Business Developer

marts@orsted.dk  
Tel +4599558987

## **ENERGINET**

Energinet.dk  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato: 20. januar 2021

Forfatter:  
[HEP-LKB-TRM/HEP](#)

# SYSTEMYDELSER TIL LEVERING I DANMARK UDBUDSBETINGELSER

Gældende fra 20. januar 2021

## INDHOLDSFORTEGNELSE

0. Indledning .....	4
1. Systemydelser .....	5
1.1 Primær reserve, DK1 (FCR) .....	6
1.2 aFRR leveringsevne, DK1 + DK2 .....	9
1.3 Sekundær reserve, DK1 (aFRR) .....	11
1.4 Sekundær reserve, DK2 (aFRR) .....	15
1.5 Frekvensstyret normaldriftsreserve, DK2 (FCR-N) .....	16
1.6 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D) .....	20
1.7 Fast Frequency Reserve, DK2 (FFR) .....	24
1.8 Manuel reserve, DK1 + DK2 (mFRR) .....	27
1.9 Systembærende egenskaber, DK1 og DK2 .....	33
2. Kommercielle betingelser .....	37
2.1 Betaling .....	37
2.2 Misligholdelse .....	37
2.3 Erstatning .....	38
2.4 Force majeure .....	38
2.5 Syn og skøn .....	38
2.6 Mediation .....	38
2.7 Voldgift og lovvalg .....	39
2.8 Ændringer .....	39
2.9 Offentliggørelse .....	39
2.10 Myndighedsgodkendelse .....	39
3. Praktiske forhold omkring ydelserne .....	40
3.1 Organisatoriske krav .....	40
3.2 Meldepligt .....	40
3.3 Prioritering af systemydelser .....	40
3.4 Godkendelsesprocedure .....	40
3.5 Beordring af reaktiv reserve/spændingsregulering .....	40
Bilag 1: Ediel-kommunikation .....	42
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.0</b> .....	<b>Indledning</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.3</a></b>
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.1</b> .....	<b>Systemydelser</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.4</a></b>
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.1.1</b> .....	<b>Primær reserve, DK1 (FCR)</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.5</a></b>
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.1.2</b> .....	<b>aFRR leveringsevne, DK1 + DK2</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.8</a></b>
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.1.3</b> .....	<b>Sekundær reserve, DK1 (aFRR)</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.10</a></b>
<b>Fejl! Linkreferencen er ugyldig.1.4</b> .....	<b>Frekvensstyret normaldriftsreserve, DK2 (FCR-N)</b>
.....	<b><a href="#">Fejl! Bogmærke er ikke defineret.14</a></b>

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 1.5 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D)

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 18

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 1.6 ..... Fast Frequency Reserve, DK2 (FFR)

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 22

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 1.7 ..... Manuel reserve, DK1 + DK2 (mFRR)

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 25

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 1.8 ..... Systembærende egenskaber, DK1 og DK2

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 31

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2 ..... Kommercielle betingelser

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 35

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.1 ..... Betaling

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 35

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.2 ..... Misligholdelse

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 35

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.3 ..... Erstatning

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 36

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.4 ..... Force majeure

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 36

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.5 ..... Syn og skøn

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 36

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.6 ..... Mediation

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 36

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.7 ..... Voldgift og lovvalg

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 37

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.8 ..... Ændringer

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 37

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.9 ..... Offentliggørelse

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 37

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 2.10 ..... Myndighedsgodkendelse

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 37

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3. Praktiske forhold omkring ydelserne

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3.1 ..... Organisatoriske krav

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3.2 ..... Meldepligt

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3.3 ..... Prioritering af systemydelser

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3.4 ..... Godkendelsesprocedure

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** 3.5. Beordring af reaktiv reserve/spændingsregulering

..... **Fejl! Bogmærke er ikke defineret.** 38

**Fejl! Linkreferencen er ugyldig.** Bilag 1: Ediel kommunikation ..... **Fejl!**

**Bogmærke er ikke defineret.** 40

## 0. Indledning

Udbudsbetingelserne i dette dokument er delt op i flere afsnit, der hvert omhandler en type systemydelse. Ud over disse specifikke forhold er der et afsnit med generelle kommercielle betingelser og et afsnit om den praktiske håndtering af de forskellige ydelser og de indbyrdes prioriteringer og afhængigheder.

Der er to måder at levere systemydelser på:

1. Leverandøren skal være godkendt som produktions- eller forbrugsansvarlig aktør i Øst- eller Vestdanmark, jf. markedsforskrift C1, og skal i tillæg dertil have underskrevet "Hovedaftale om levering af systemydelser". Denne indgang giver adgang til levering af alle systemydelser omfattet af nærværende Udbudsbetingelser.
2. Leverandøren skal have underskrevet "Aftale om levering af balancerings tjenester uden energileverancer", jf. forskrift C1. Denne indgang giver adgang til levering af FCR i Vestdanmark, FFR i Østdanmark og FCR-D i Østdanmark – dvs. systemydelser med meget begrænsede energileverancer, hvor der ikke er krav om en tilknyttet balanceansvarlig aktør.

Det er endvidere en forudsætning, at de anlæg og systemer, som skal levere systemydelserne, er godkendt af Energinet. Godkendelse af anlæg og systemer sker i henhold til "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer", dok.nr.: 13/80940-105. Dokumentet kan hentes på Energinets hjemmeside.

Anmodning om en "Hovedaftale om levering af systemydelser" eller "Aftale om levering af balancerings tjenester uden energileverancer" samt anmodning om godkendelse af anlæg mv. rettes til Energinet, afd. Flexibilitet og Systemydelser.

## 1. Systemydelser

I et elsystem skal elproduktionen og elforbruget hele tiden være i balance. Ændringer i forbruget og forstyrrelser på produktionsanlæg påvirker balancen i systemet og forårsager frekvensafvigelser i nettet. Energinet køber systemydelser for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet.

Systemydelserne, som købes hos elproducenter og elforbrugere i Danmark og i vores nabolande, anvendes til forskellige formål, og der stilles derfor forskellige krav til, hvordan ydelserne skal leveres. Disse krav er reguleret i ENTSO-E Continental Europe Operational Handbook, Fælles nordisk systemdriftsaftale og Energinets forskrifter for nettilslutning.

Der stilles lidt forskellige krav til leverandørerne af systemydelser, alt efter om ydelserne skal leveres i Østdanmark, det vil sige øst for Storebælt (kaldet DK2), eller i Vestdanmark, det vil sige vest for Storebælt (kaldet DK1). Derfor er udbudsbetingelserne opdelt i underafsnit, der beskriver forholdene i hhv. DK1 og DK2.

Følgende systemydelser i DK1 er omfattet af disse udbudsbetingelser:

- Primær reserve, FCR
- aFRR leveringsevne
- Sekundær reserve, aFRR
- Manuelle reserver, mFRR
- Systembærende egenskaber.

Følgende systemydelser i DK2 er omfattet af disse udbudsbetingelser:

- Fast Frequency Reserve, FFR
- Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, FCR-D
- Frekvensstyret normaldriftsreserve, FCR-N
- aFRR leveringsevne
- Manuelle reserver, mFRR
- Systembærende egenskaber.

Alle reserver udbydes som opreguleringsreserver henholdsvis nedreguleringsreserver – på nær FFR og FCR-D, der kun udbydes som opreguleringsreserver.

Der gælder endvidere, at en gruppe af vindmøller og solceller ikke isoleret set kan byde ind i de forskellige systemydelsesmarkeder. Vindmøller og solceller kan indgå sammen med anden produktion, der kan garantere leverancen i tilfælde af, at vindmøller og solceller ikke er i stand til at levere den krævede ydelse som følge af svigtende sol/vind.

## 1.1 Primær reserve, DK1 (FCR)

Ved frekvensafvigelse sikrer reguleringen af primær reserve, at balancen mellem produktion og forbrug genskabes, mens frekvensen stabiliseres tæt på, men afvigende fra 50 Hz.

Primærreserven reguleres automatisk og leveres af produktions- eller forbrugsenheder, der via reguleringsudstyr reagerer på nettets frekvensafvigelser.

Sikring af tilstrækkelig primær reserve varetages i fællesskab af alle systemansvarlige inden for ENTSO-E RG Continental Europe's synkronområde. Hver enkelt systemansvarlig er forpligtet til at sikre en del af hele ENTSO-E RG Continental Europe nettets samlede behov for primær reserve. Den samlede mængde i ENTSO-E RG Continental Europe er +/-3.000 MW, hvoraf Energinet er forpligtet til at levere en forholdsmæssig andel. Energinets andel er bestemt af produktionen i Vestdanmark, i forhold til hele produktionen i ENTSO-E RG Continental Europe, og fastlægges en gang årligt.

Energinet indkøber den primære reserve gennem daglige auktioner. Behovet offentliggøres på Energinet hjemmeside. I 2021 er behovet +/-20 MW.

Reglerne i ENTSO-E RG Continental Europe åbner for import/eksport af primær reserve, så leverandører uden for DK1 kan tilbyde disse reserver og danske leverandører kan eksportere FCR. Disse regler er en TSO til TSO-mulighed og er begrænset i henhold til Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer. Der kræves en specialaftale mellem de involverede TSO'er. Energinet kan lave aftaler med andre TSO'er i ENTSO-E RG Continental Europe for grænseoverskridende udveksling af FCR.

### 1.1.1 Tekniske betingelser

#### 1.1.1.1 Respons og responshastighed

Primærreguleringen skal leveres ved en frekvensafvigelse op til +/-200 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz. Det vil normalt betyde i området 49,8-50,2 Hz. Det er tilladt med et dødbånd på +/-20 mHz.

Reserven skal som minimum leveres lineært ved frekvensafvigelser mellem 20 og 200 mHz afvigelse. Den første halvdel af den aktiverede reserve skal være leveret inden 15 sekunder, mens den sidste del skal være fuldt leveret inden 30 sekunder ved en frekvensafvigelse på +/-200 mHz.

Reguleringen skal kunne opretholdes indtil den automatiske og den manuelle reserve tager over, dog minimum 15 minutter.

Efter afsluttet regulering skal reserven være retableret efter 15 minutter.

#### 1.1.1.2 Målenøjagtighed

Målenøjagtigheden af frekvensmåling til primær regulering skal være bedre end 10 mHz. Frekvensmålingens følsomhed skal være bedre end +/-10 mHz.

Opløsningen i aktørens SCADA-system skal være bedre end 1 sekund, og udvalgte signaler skal kunne dokumentere anlæggenes respons på frekvensafvigelser. Leverandøren skal lagre signaler i minimum en uge.



### 1.1.1.3 Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

### 1.1.2 Dagligt indkøb af primær reserve

Energinet indkøber primær reserve som ét symmetrisk produkt (op- og nedregulering købes samlet). Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn. Auktionsdøgnet er opdelt i seks lige store blokke på hver fire timer:

- Blok 1: Kl. 00.00 - 04.00
- Blok 2: Kl. 04.00 - 08.00
- Blok 3: Kl. 08.00 - 12.00
- Blok 4: Kl. 12.00 - 16.00
- Blok 5: Kl. 16.00 - 20.00
- Blok 6: Kl. 20.00 - 24.00

De daglige indkøb sker på det fælles marked for primær reserve, FCR Cooperation, som går på tværs af Europa. Danske aktører vil derved kunne sælge deres ydelser på tværs af landegrænser gennem det fælles marked ligesom udenlandske aktører kan bidrage til at dække det danske behov. I FCR Cooperation er der krav til, at der indkøbes en vis andel af områdets behov lokalt, nærmere bekendt som "core share". I Vestdanmark er core share på 6 MW.

#### 1.1.2.1 Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes via internetplatformen [www.Regelleistung.net](http://www.Regelleistung.net).

Feltkode ændret

Bud skal indsendes til internetplatformen Regelleistung senest kl. 08:00 dagen før driftsdøgnet. Bud modtaget efter kl. 08:00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl.08.00. De bud, som er modtaget kl. 08.00, er bindende for aktøren.

Buddene skal for hver 4-timers blok angive en mængde og en pris. Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med, og skal være ens inden for den enkelte blok. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde. Prisen skal angives som en pris pr. MW pr. 4-timersblok.

Hvert bud skal mindst være på 1 MW og angives altid i hele MW uden decimaler, og prisen angives i EUR/MW med to decimaler.

Buddene angives som ét samlet bud for både op- og nedregulering. Både mængde og pris skal således altid angives med positivt fortegn.

#### 1.1.2.2 Energinets valg af bud

Buddene sorteres efter prisen pr. MW og behovet dækkes ved at vælge buddene efter stigende pris.

Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke. I situationer, hvor accept af et bud over 20 MW vil medføre en overopfyldelse af behovet for reserver i den pågældende blok, kan sådanne bud springes over.

Hvis prisen på to bud er ens, og der kun er brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets behov, så kan Energinet sende en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind i en ny auktion.

#### 1.1.2.3 Prisfastsættelse og betaling

Som udgangspunkt modtager alle accepterede bud en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud i hele FCR Cooperation. I de tilfælde, hvor enkelte områder rammer deres importgrænse, vil disse områder få en lokal marginalpris, der er højere end den fælles marginalpris.

Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra primær reserve. Leverancer af energi fra primær reserve afregnes som almindelige ubalancer hos de aktører, der har balanceansvaret for de pågældende enheder

#### 1.1.2.4 Tilbage melding til aktøren

Energinet giver kl. 08.30 en tilbage melding til aktøren via internetplatformen Regelleistung om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time.

Energinet sender ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet. Aktivering af reserverne foregår via leverandørens egne målinger af frekvensen.

#### 1.1.2.5 Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere primær reserve, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

#### 1.1.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons på anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser, jf. afsnit 1.1.1.2.

## 1.2 aFRR leveringsevne, DK1 + DK2

aFRR leveringsevnekontrakter er indført for at fastholde eksisterende leverandører af aFRR reserver og tiltrække nye leverandører af aFRR reserver.

Indkøb af aFRR leveringsevnekontrakter startede med virkning fra september måned 2015 og ophører på det tidspunkt, hvor Energinet overgår til normalt indkøb af aFRR reserver.

Leverandører, der ønsker at byde på aFRR leveringsevne, skal forlods have godkendt anlæggenes tekniske egenskaber.

### 1.2.1 Tekniske betingelser

De tekniske krav til aFRR reserver er forskellige i Øst- og Vestdanmark.

I Østdanmark skal anlæggene kunne levere fuldt respons inden for 5 minutter med en profil svarende til kravene i det nordiske aFRR marked.

I Vestdanmark skal anlæggene kunne levere fuldt respons inden for 15 minutter.

Reguleringen i begge landsdele skal kunne opretholdes kontinuerligt.

### 1.2.2 Indkøb af aFRR leveringsevne

Energinet indkøber aFRR leveringsevne via månedlige auktioner for én måned ad gangen. Der indkøbes alene symmetriske produkter, og udbuddet omfatter som udgangspunkt +/- 90 MW i Vestdanmark og +/- 12 MW i Østdanmark<sup>1</sup>.

På Energinets hjemmeside vil det blive offentliggjort, hvornår tilbud på aFRR leveringsevne skal være Energinet i hænde. Dette sker samtidig med, at den kommende måneds behov for aFRR leveringsevne offentliggøres. Tilbud på aFRR leveringsevne skal være gældende for hele måneden, og kontrakten er uopsigelig for begge parter i kontraktperioden.

#### 1.2.2.1 Aktørens budgivning

Bud til den månedlige auktion indsendes via e-mail til [info@energinet.dk](mailto:info@energinet.dk), og mærkes "Tilbud på aFRR leveringsevne (måned år)".

Hvert bud skal mindst være på 1 MW og højst 50 MW. Et bud angives altid i MW med én decimal, mens prisen anføres i DKK/MW med to decimaler.

#### 1.2.2.2 Energinets valg af bud

Energinet udvælger buddene således, at det samlede behov dækkes med mindst mulige omkostninger.

Bud accepteres i sin helhed eller slet ikke.

#### 1.2.2.3 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud modtager en betaling, der modsvarer den pris, som leverandøren har stillet krav om (pay-as-bid).

<sup>1</sup> Indkøbet af aFRR leveringsevne blev stoppet i Østdanmark med udgangen af februar 2016, og vil først blive genoptaget, når der foreligger en fast plan for, hvornår det nordiske aFRR marked vil blive igangsat.

#### 1.2.2.4 Tilbage melding til aktøren

Umiddelbart efter afslutning af auktionen vil Energinet give alle aktører, der har medvirket i auktionen, besked om resultatet via e-mail.

Mængde og pris for alle accepterede bud vil endvidere blive offentliggjort på Energinets hjemmeside senest dagen efter, at auktionen har været afholdt.

#### 1.2.2.5 Aktørens forpligtelser

Alle aktører, der har kontrakt om aFRR leveringsevne, skal afgive bud på aFRR reserver, når Energinet anmoder herom, jf. herunder afsnit 1.3. Størrelsen af budet skal mindst svare til den mængde, som fremgår af aktørens kontrakt om aFRR leveringsevne.

Betalingen for aFRR leveringsevne bortfalder for hele måneden, hvis aktøren ikke er i stand til at afgive tilbud på aFRR reserver i et omfang, der svarer til aktørens kontrakt om leveringsevne. Hvis aktøren eksempelvis kun indleverer bud svarende til halvdelen af den mængde, han har indgået aftale om, vil halvdelen af månedens betaling for aFRR leveringsevne blive modregnet.

### 1.3 Sekundær reserve, DK1 (aFRR)

Ved større driftsforstyrrelser er aFRR reserverne dem, der indirekte er med til at regulere frekvensen tilbage til 50 Hz, efter at primærreguleringen har stabiliseret frekvensen.

Den sekundære reserve har to formål. Det ene er at frigøre den primære reserve, hvis den er blevet aktiveret, det vil sige at bringe frekvensen tilbage til 50,00 Hz. Det andet formål er at bringe ubalancen på udlandsforbindelserne tilbage til den aftalte plan.

Den sekundære reserve reguleres automatisk og kan leveres af produktions- eller forbrugsenheder, der via reguleringsudstyr reagerer på signal modtaget fra Energinet.

I alle tilfælde indkøbes reserven som en samlet, symmetrisk op- og nedreguleringsreserve.

#### 1.3.1 Tekniske betingelser

##### 1.3.1.1 Respons og respons hastighed

Sekundærreserven leveres primært fra "kørende" anlæg. Den tilbudte mængde reserve skal kunne leveres inden for 15 minutter. Som alternativ kan reserven sammensættes af "kørende" anlæg og hurtigt startende anlæg. Ydelsen, der skal leveres inden for en kommende 5-minutters periode, skal være fra "kørende" anlæg.

Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt.

Reguleringssignalet udsendes online som en effektværdi fra Energinet til den balanceansvarlige aktør med reference til tilbuddet. Hvis den balanceansvarlige aktør ønsker det, kan regulerings-signalet sendes til et specifikt anlæg i den balanceansvarlige aktørs portefølje, men Energinet udsender kun ét reguleringsignal pr. balanceansvarlig aktør, som dækker aktørens samlede forpligtelser.

##### 1.3.1.2 Information/data

Hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed, som leverer eller indgår i levering af aFRR reserver, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets KontrolCenter i Erritsø. Kontrolcenteret skal for hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed som udgangspunkt, online, have:

- Statusmeldinger, produktions- eller forbrugsenhed "ude/inde"
- Online målinger for produktion og forbrug (MW)
  
- Aktuel mulig reserve op (MW)
- Aktuel maks. gradient op (MW/min)
- Aktuel tidskonstant for regulering op (sekunder)
  
- Aktuel mulig reserve ned (MW)
- Aktuel maks. gradient ned (MW/min)
- Aktuel tidskonstant for regulering ned (sekunder)

Derudover skal der udveksles signaler for selve reguleringen som beskrevet i "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer", dok.nr.: 13/80940-105. Dokumentet kan hentes fra Energinets hjemmeside.

Krav til og leveringssted for meldinger og målinger aftales med Energinet.

Omkostninger i forbindelse med informationstekniske tilslutninger og vedligeholdelse afholdes af leverandøren.

#### 1.3.1.3 Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

En leverance kan sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis følgende forudsætninger er opfyldt:

- Balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne skal være placeret hos samme balanceansvarlige aktør.
- Den balanceansvarlige aktør indgiver symmetrisk bud til månedsudbuddet med angivelse af, at der er tale om en sammensat ydelse.
- Energinet sender fortsat kun ét reguleringsignal til den balanceansvarlige aktør. Aktøren skal derefter sikre, at signalet går videre til de relevante forbrugs- og produktionsenheder, og give Energinet besked om fordelingen.

Den præcise signalgivning fremgår af "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer", dok.nr.: 13/80940-105. Dokumentet kan hentes fra Energinets hjemmeside.

#### 1.3.2 Indkøb af sekundær reserve

Energinets behov er som udgangspunkt fastsat ud fra anbefalingerne i ENTSO-E RG Continental Europe, og udgør p.t. +/- 100 MW. Mængden indkøbes ved afholdelse af månedsauktioner. Der afholdes en auktion om måneden gældende for samtlige timer i måneden.

Energinet udsender den 3. sidste hverdag i måneden, senest kl. 16, en e-mail til alle potentielle leverandører af aFRR med anmodning om bud for aFRR for den kommende måned. Den udbudte mængde vil fremgå, og en tilbudsskabelon (regneark) vil være vedhæftet denne e-mail.

##### 1.3.2.1 Aktørens budgivning

Aktørens tilbud skal angives i tilbudsskabelonen og sendes pr. e-mail til [kontrolcenterel@energinet.dk](mailto:kontrolcenterel@energinet.dk) og mærkes "Tilbud på aFRR reserver".

Hvert bud skal være på mindst 1 MW og maksimalt 50 MW og angives i MW med én decimal. Prisen anføres i DKK/MW pr. måned og refererer til den specificerede tilbudsmængde i hele kalendermåneden.

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest den 2. sidste hverdag i måneden, kl. 10.

##### 1.3.2.2 Energinets valg af bud

Energinet udvælger buddene således, at det samlede behov dækkes med mindst mulige omkostninger.

Det enkelte bud accepteres altid i sin helhed eller slet ikke.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer nok bud ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

#### 1.3.2.3 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud modtager en betaling, der modsvarer den pris, som leverandøren har stillet krav om (pay-as-bid).

#### 1.3.2.4 Tilbage melding til aktøren

Den 2. sidste hverdag i måneden forud for leveringsmåneden, senest kl. 13, udsender Energinet e-mails til de deltagende aktører med besked om resultatet af månedsauktionen.

Samtlige accepterede bud (mængde og priser) offentliggøres desuden i anonymiseret form på Energinets hjemmeside seneste den 2. sidste hverdag forud for leveringsmåneden.

#### 1.3.2.5 Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Ved hændelser, der medfører, at leverandøren ikke kan levere den aftalte ydelse, f.eks. som følge af anlægshavari, skal leverandøren tage stilling til, hvorvidt han selv vil levere ydelsen fra andre anlæg i hans portefølje eller om han vil give Energinet besked om bortfald af ydelsen, herunder varigheden af udetiden mv. Leverandøren skal underrette Energinet om eventuelt bortfald af ydelsen senest 30 minutter efter at hændelsen er opstået. Herefter vil Energinet gennemføre et ad-hoc udbud for at inddække de manglende reserver.

Leverandører, der ikke har været i stand til at levere den kapacitet, der er opnået rådighedsbetaling for, tilbagebetaler rådighedsbetalingen for den kapacitet, der ikke kunne leveres inkl. eventuelle omkostninger til erstatningskøb, der maksimalt kan udgøre tre gange aktørens rådighedsbetaling afgrænset til den periode, hvor aktøren ikke har været leveringsdygtig.

#### 1.3.2.6 Aktørens planlægning

Det skal fremgå af aktørens køreplaner forud for driftsdøgnet og i driftsdøgnet, hvilke mængder af sekundær opreguleringseffekt hhv. sekundær nedreguleringseffekt der er reserveret i hver enkelt time, jf. Forskrift C3: Planhåndtering – daglige procedurer.

#### 1.3.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Der laves løbende en kontrol af, at reserverne er til rådighed på baggrund af online-målinger.

Ved reguleringer på forbrugsanlæg skal der for disse foreligge en køreplan.

### 1.3.3.1 Betaling for energimængder

Leverance af energi fra sekundær opreguleringsreserve afregnes pr. MWh med DK1-elspotpris + DKK 100/MWh, dog mindst regulerkraftprisen for opregulering. Leverance af energi fra sekundær nedreguleringsreserve afregnes pr. MWh med DK1-elspotpris - DKK 100/MWh, dog højst regulerkraftprisen for nedregulering.

Leverancen af energi opgøres på basis af registreringer i Energinets SCADA-system som en integreret værdi af forventet aktiveret effekt pr. kvarter.



## 1.4 Sekundær reserve, DK2 (aFRR)

Sekundærreserven, aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserves) benyttes til at regulere frekvensen tilbage til normalbåndet (49,9-50,1 Hz) efter at primærreguleringen har stabiliseret frekvensen.

Den sekundære reserve har to formål. Det ene er at frigøre den primære reserve, hvis den er blevet aktiveret, det vil sige at bringe frekvensen tilbage til 50,00 Hz. Det andet formål er at bringe ubalancen på udlandsforbindelserne tilbage til den aftalte plan.

Den sekundære reserve reguleres automatisk og kan leveres af produktions- eller forbrugsenheder, der via reguleringsudstyr reagerer på signal modtaget fra Energinet.

Reserven indkøbes som et asymmetrisk produkt, hvilket betyder der indkøbes op- og nedreguleringsreserver særskilt samt omfatter indkøbet både reserveret kapacitet og energiaktivering.

### 1.4.1 Tekniske betingelser

#### 1.4.1.1 Respons og respons hastighed

Kommer

#### 1.4.1.2 Information/data

Kommer

#### 1.4.1.3 Ved sammensat leverance

Kommer

### 1.4.2 Indkøb af sekundær reserve

Kommer

#### 1.4.2.1 Aktørens budgivning

Kommer

#### 1.4.2.2 Energinets valg af bud

Kommer

#### 1.4.2.3 Prisfastsættelse og betaling

Kommer

Leverancen af energi fra aktiveret aFRR opgøres på basis af registreringer i Energinets SCADA-system som integreret værdi af forventet aktiveret effekt pr. kvarter og afregnes til bedst af elspot og regulerkraftprisen.

#### 1.4.2.4 Tilbage melding til aktøren

Kommer

#### 1.4.2.5 Aktørens forpligtelser

Kommer

### 1.4.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Kommer

#### **1.4.1.5 Frekvensstyret normaldriftsreserve, DK2 (FCR-N)**

Ved frekvensafvigelser sikrer den frekvensstyrede normaldriftsreserve, at balancen mellem produktion og forbrug genskabes, så frekvensen holdes tæt på 50 Hz.

Frekvensstyret normaldriftsreserve er en automatisk regulering leveret af produktions- eller forbrugsenheder, der via reguleringsudstyr reagerer på nettets frekvensafvigelser. Frekvensstyret normaldriftsreserve består af såvel op- som nedregulering og udbydes som en symmetrisk ydelse, hvor op- og nedreguleringsreserver indkøbes samlet.

Levering af frekvensstyret normaldriftsreserve varetages i fællesskab af alle systemansvarlige inden for det nordiske synkronområde.

Hver enkelt systemansvarlig bidrager til den samlede frekvensstyrede normaldriftsreserve i ENTSO-E RG Nordic-nettet. Den samlede mængde i ENTSO-E RG Nordic er 600 MW, hvoraf Energinet er forpligtet til at levere en forholdsmæssig andel. Energinets andel er bestemt af produktionen i det Østdanske område i forhold til hele produktionen i ENTSO-E RG Nordic og fastlægges en gang årligt for et kalenderår.

Energinet indkøber den frekvensstyrede normaldriftsreserve i samarbejde med Svenska kraftnät gennem daglige auktioner. Behovet offentliggøres på Energinets hjemmeside. I 2021 er Energinets andel 18 MW, mens Svenska kraftnäts andel er 240 MW.

##### **1.4.1.5.1 Tekniske betingelser**

###### **1.4.1.5.1.1 Respons og responshastighed**

Normaldriftsreserven skal kunne leveres ved en frekvensafvigelse op til +/-100 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz. Det vil betyde i området 49,9-50,1 Hz. Leverancen skal leveres uden dødbånd.

Reserven skal som minimum leveres lineært ved frekvensafvigelser mellem 0 og 100 mHz afvigelse. Den aktiverede reserve skal være leveret efter 150 sekunder uanset afvigelsens størrelse.

Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt.

###### **1.4.1.5.1.2 Målenøjagtighed**

Målenøjagtigheden af frekvensmåling til frekvensstyret normaldriftsreserve skal være bedre end 10 mHz. Frekvensmålingens følsomhed skal være bedre end +/-10 mHz.

Opløsningen i aktørens SCADA-system skal være bedre end 1 sekund, og udvalgte signaler skal kunne dokumentere anlæggenes respons på frekvensafvigelser. Leverandøren skal lagre signalerne i minimum en uge.

###### **1.4.1.5.1.3 Ved sammensat leverance**

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

En leverance kan sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør, jævnfør dog afsnit 1.4.2.6.

#### [1.4.21.5.2](#) Dagligt indkøb af frekvensstyret normaldriftsreserve

Energinet indkøber frekvensstyret normaldriftsreserve i samarbejde med Svenska kraftnät. Frekvensstyret normaldriftsreserve indkøbes som et symmetrisk produkt, hvor leverandøren samtidigt skal stille både opregulerings-effekt (ved underfrekvens) og nedregulerings-effekt (ved overfrekvens) til rådighed. Energinets og Svenska kraftnät's samlede behov (258 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2) og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

Leverandøren kan indgive bud på timebasis eller blokbud. Blokbud, der indsendes på auktionen to dage før driftsdøgnet (D-2), kan have en varighed på op til seks timer. Blokbud, der indsendes på auktionen dagen før driftsdøgnet (D-1), kan have en varighed på op til tre timer. Aktøren fastlægger selv, hvilken time blokkuddet starter, dog skal blokkuddet afsluttes inden for driftsdøgnet.

#### [1.4.2.11.5.2.1](#) Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet ved hjælp af Ediel eller via Selvbetalingsportalen. Kommunikation via Ediel er nærmere omtalt i bilag 1.

Bud, der indmeldes til auktionen to dage før driftsdøgnet (D-2), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 to dage før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 15.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-2 indtil kl. 15.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 15.00, er bindende for aktøren.

Bud, der indmeldes til auktionen dagen før driftsdøgnet (D-1), skal senest indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 18.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-1 indtil kl. 18.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 18.00, er bindende for aktøren.

Buddene skal time for time i driftsdøgnet angive en mængde og en pris. Både mængde og pris skal altid angives med positivt fortegn, når det drejer sig om aktørens salg. Hvis aktøren ønsker at annullere/tilbagekøbe mængder, solgt på D-2 auktionen, er det muligt i D-1 auktionen ved at anføre et bud med negativ mængde og 0-pris. Generelt skal en bud-tidsserie anvende den samme pris for alle mængder i tidsserien – dvs. mængden må ændres fra time til time, men prisen skal holdes fast.

Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med. Hvis aktøren anvender blokbud, skal mængden være ens inden for den enkelte blok. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde. Prisen skal angives som en pris pr. MW pr. time. Hvis aktøren anvender blokbud, skal prisen være ens i

hele den pågældende blok. Hvis aktøren anvender blokbud, og aktørens bud indeholder forskellig pris eller mængde i de enkelte timer i en blok, så vil det være prisen og mængden i den første time i blokken, som er gældende.

Hvert bud skal mindst være på 0,3 MW og angives altid i MW med én decimal, og prisen angives i DKK/MW eller EUR/MW med to decimaler.

Hvis en aktør indsender bud i DKK/MW, så omregner Energinet budet til EUR/MW, inden det sendes videre til Svenska kraftnät. Energinet anvender altid seneste officielle kurs fra Nord Pool på den dag, auktionen afholdes. Hvis en aktør indsender bud i EUR/MW, så sender Energinet budet direkte videre til Svenska kraftnät.

Det bemærkes, at enheden, der anvendes i Ediel, af praktiske grunde er hhv. MWh og DKK/MWh i stedet for de korrekte MW og DKK/MW, jf. bilag 1.

#### [1.4.2.21.5.2.2](#) Valg af bud

Buddene for frekvensstyret normaldriftsreserve bliver som udgangspunkt sorteret efter prisen pr. MW, og Energinet og Svenska kraftnäts samlede behov bliver dækket ved at vælge buddene efter stigende pris, dog således, at det giver de færreste omkostninger for TSO'erne.

Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet og Svenska kraftnät kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets og Svenska kraftnäts behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

#### [1.4.2.31.5.2.3](#) Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).<sup>2</sup>

Leverance af energi fra FCR-N opreguleringsreserve afregnes pr. MWh med regulerkraftprisen for opregulering. Leverance af energi fra FCR-N nedreguleringsreserve afregnes pr. MWh med regulerkraftprisen for nedregulering.

Leverancen af energi opgøres på basis af registreringer i Energinets SCADA-system som en integreret værdi af forventet aktiveret effekt pr. time.

#### [1.4.2.41.5.2.4](#) Tilbage melding til aktøren

For bud indgivet til auktionen to dage før driftsdøgnet giver Energinet senest kl. 16.00 to dage før driftsdøgnet en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

For bud indgivet til auktionen dagen før driftsdøgnet giver Energinet kl. 20.00 dagen før driftsdøgnet en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

<sup>2</sup> Med forbehold for afrundinger i forbindelse med valutakursomregninger.

Den endelige afregning af reserverede frekvensstyrede normaldriftsreserver afregnes i DKK, og her anvendes Nord Pools officielle valutakurs for den dag, hvor auktionen blev gennemført.

Energinet sender ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet. Aktivering af reserverne foregår via leverandørens egne målinger af frekvensen.

#### [1.4.2.5](#)[1.5.2.5](#) Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres og aktøren skal dække eventuelle meromkostninger til dækningskøb, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af hvari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere frekvensstyret normaldriftsreserve, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

#### [1.4.2.6](#)[1.5.2.6](#) Aktørens planlægning

Leverandører, der anvender både forbrug og produktion til reguleringen, jf. afsnit 1.4.1.4, skal til afregningsmæssige formål, jf. afsnit 1.4.2.3, indsende køreplaner, der angiver, hvor mange MW reserver fra forbrugsenheder, der leverer henholdsvis op- eller nedregulering og hvor mange MW reserver fra produktionsenheder, der leverer henholdsvis op- eller nedregulering.

#### [1.4.3](#)[1.5.3](#) Hvordan kontrolleres ydelserne?

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons på anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser, jf. afsnit [1.5.1.2](#)[1.4.1.2](#).

#### **4.5.1.6 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D)**

Ved større driftsforstyrrelser er frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve en hurtig reserve, som er med til at regulere frekvensen ved store frekvensfald som følge af udfald af store produktionsenheder eller linjer.

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve er en automatisk opreguleringsreserve, som leveres af produktions- eller forbrugsanlæg, der via reguleringsudstyr reagerer på systemets frekvens. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensdyk til under 49,9 Hz og er aktiv, indtil der igen er skabt balance, eller indtil den manuelle reserve overtager effektleverancen.

Hver enkelt systemansvarlig bidrager til den samlede frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve i ENTSO-E RG Nordic-nettet. Den samlede mængde i ENTSO-E RG Nordic er den dimensionerende fejl (største atomkraftværk i drift). Energinet er forpligtet til at levere en forholdsmæssig andel. Energinets andel er bestemt af produktionen og forbruget i det Østdanske område i forhold til hele produktionen og forbruget i ENTSO-E RG Nordic og fastlægges en gang årligt for et kalenderår.

Energinet indkøber frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve i samarbejde med Svenska Kraftnät gennem daglige auktioner. Behovet offentliggøres på Energinets hjemmeside. I 2021 er Energinets samlede andel 44 MW, og Svenska Kraftnäts andel er 580 MW.

#### **4.5.1.6.1 Tekniske betingelser**

##### **4.5.1.6.1.1 Respons og responshastighed**

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve skal kunne:

- Leverer effekt omvendt lineært med frekvensen mellem 49,9 og 49,5 Hz
- Leverer 50 pct. af responsen inden for 5 sekunder
- Leverer de resterende 50 pct. af responsen inden for yderligere 25 sekunder

##### **4.5.1.6.1.2 Målenøjagtighed**

Målenøjagtigheden af frekvensmåling til frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve skal være bedre end 10 mHz. Frekvensmålingens følsomhed skal være bedre end +/-10 mHz.

Opløsningen i aktørens SCADA-system skal være bedre end 1 sekund, og udvalgte signaler skal kunne dokumentere anlæggenes respons på frekvensafvigelse. Leverandøren skal lagre signallerne i minimum en uge.

##### **4.5.1.6.1.3 Ved sammensat leverance**

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

#### **1.5-21.6.2 Dagligt indkøb af frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve**

Energinet indkøber i samarbejde med Svenska kraftnät frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve som opregulerings effekt. Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (624 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2), og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

Leverandøren kan indgive bud på timebasis eller blokbud. Blokbud, der indsendes på auktionen to dage før driftsdøgnet (D-2), kan have en varighed på op til seks timer. Blokbud, der indsendes på auktionen dagen før driftsdøgnet (D-1), kan have en varighed på op til tre timer. Aktøren fastlægger selv, hvilken time blokbuddet starter, dog skal blokbuddet afsluttes indenfor driftsdøgnet.

##### **1.5-21.6.2.1 Aktørens budgivning**

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet ved hjælp af Ediel eller via Selvbetalingsportalen. Kommunikation via Ediel er nærmere omtalt i bilag 1.

Bud, der indmeldes til auktionen to dage før driftsdøgnet (D-2) skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 to dage før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 15.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-2 indtil kl. 15.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 15.00, er bindende for aktøren.

Bud, der indmeldes til auktionen dagen før driftsdøgnet (D-1) skal senest indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 18.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-1 indtil kl. 18.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 18.00, er bindende for aktøren.

Buddene skal time for time i driftsdøgnet angive en mængde og en pris. Både mængde og pris skal altid angives med positivt fortegn, når det drejer sig om aktørens salg. Hvis aktøren ønsker at annullere/tilbagekøbe mængder, solgt på D-2 auktionen, er det muligt i D-1 auktionen ved at anføre et bud med negativ mængde og 0-pris. Generelt skal en bud-tidsserie anvende den samme pris for alle mængder i tidsserien – dvs. mængden må ændres fra time til time, men prisen skal holdes fast.

Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med. Hvis aktøren anvender blokbud, skal mængden være ens inden for den enkelte blok. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde. Prisen skal angives som en pris pr. MW pr. time. Hvis aktøren anvender blokbud, skal prisen være ens i hele den pågældende blok. Hvis aktøren anvender blokbud, og aktørens bud indeholder forskellig pris eller mængde i de enkelte timer i en blok, så vil det være prisen og mængden i den første time i blokken, som er gældende.

Hvert bud skal mindst være på 0,3 MW og angives altid i MW med en decimal, og prisen angives i DKK/MW eller EUR/MW med to decimaler.

Hvis en aktør indsender bud i DKK/MW, så omregner Energinet budet til EUR/MW, inden det sendes videre til Svenska kraftnät. Energinet anvender altid seneste officielle kurs fra Nord Pool på den dag, auktionen afholdes. Hvis en aktør indsender bud i EUR/MW, så sender Energinet budet direkte videre til Svenska kraftnät.

Det bemærkes, at enheden, der anvendes i Ediel, af praktiske grunde er hhv. MWh og DKK/MWh i stedet for de korrekte MW og DKK/MW, jf. bilag 1.

#### [1.5.2.21.6.2.2](#) Valg af bud

Buddene for frekvensstyret normaldriftsreserve bliver som udgangspunkt sorteret efter prisen pr. MW, og Energinet og Svenska kraftnät's samlede behov bliver dækket ved at vælge buddene efter stigende pris, dog således, at det giver de færreste omkostninger for TSO'erne.

Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet og Svenska kraftnät kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinet's og Svenska kraftnät's behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

#### [1.5.2.31.6.2.3](#) Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).<sup>3</sup>

Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve. Leverancer af energi fra FCR-D reserver afregnes som almindelige ubalancer hos de aktører, der har balanceansvaret for de pågældende enheder.

#### [1.5.2.41.6.2.4](#) Tilbage melding til aktøren

For bud indgivet til auktionen to dage før driftsdøgnet giver Energinet senest kl. 16.00 to dage før driftsdøgnet en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

For bud indgivet til auktionen dagen før driftsdøgnet giver Energinet kl. 20.00 dagen før driftsdøgnet en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

Energinet sender ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet. Aktivering af reserverne foregår via leverandørens egne målinger af frekvensen.

#### [1.5.2.51.6.2.5](#) Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, og aktøren skal dække eventuelle meromkostninger til dækningskøb, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af hvari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

<sup>3</sup> Med forbehold for afrundinger i forbindelse med valutakursomregninger.



Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere FCR-D, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

#### 1.5.31.6.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons på anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser, jf. afsnit 1.6.1.21.5.1.2.

### 1-6-1.7 Fast Frequency Reserve, DK2 (FFR)

Ved større driftsforstyrrelser i lavinertisituationer er Fast Frequency Reserve (FFR) en hurtig reserve, som er med til at regulere frekvensen ved store frekvensfald som følge af udfald af store produktionsenheder eller linjer. FFR er nødvendig i situationer med lav inertie, da frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) i det nordiske synkronområde ikke alene kan holde frekvensen over de fastslåede grænseværdier i disse situationer ved store udfald.

FFR er en automatisk opreguleringsreserve, som leveres af produktions- eller forbrugsanlæg, der via reguleringsudstyr reagerer på systemets frekvens. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensdyk til under 49,7 / 49,6 / 49,5 Hz og er aktiv, indtil FCR-D er fuldt aktiveret.

Hver enkelt systemansvarlig bidrager til den samlede FFR i ENTSO-E RG Nordic-nettet. Den samlede mængde i ENTSO-E RG Nordic er omvendt proportionelt med systeminertien, og proportionel med største hændelse. Den samlede mængde er dynamisk grundet proportionaliteten med systeminertien, der skifter time for time. Energinet er forpligtet til at levere en forholdsmæssig andel. Energinets andel er bestemt af produktionen og forbruget i det østdanske område i forhold til hele produktionen og forbruget i ENTSO-E RG Nordic og fastlægges en gang årligt for et kalenderår.

Energinet indkøber FFR per time gennem daglige auktioner på et nationalt marked. Behovet offentliggøres på Energinets hjemmeside. I 2020 var Energinets samlede andel 0-45 MW. Systeminertien er højest i vinterhalvåret og lavest i sommerhalvåret. Behovet for FFR er derfor ofte ikke eksisterende i vinterhalvåret, og det er højest i sommerweekendnætter.

#### 1-6-1.7.1 Tekniske betingelser

##### 1-6-1.7.1.1 Respons og respons hastighed

FFR skal aktiveres og leveres ved en frekvensafvigelse på 300, 400 eller 500 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz, dvs. ved enten 49,7, 49,6 eller 49,5 Hz. Der kan frit vælges mellem de tre muligheder.

Reserven aktiveres når den valgte grænseværdi for frekvensafvigelsen krydses. Den maksimale aktiveringstid er for aktivering ved 49,7 Hz på 1,3 sekunder. For 49,6 Hz på 1,0 sekunder. For 49,5 Hz på 0,7 sekunder. Reguleringen skal kunne opretholdes indtil størstedelen af frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) er fuldt aktiveret. Det er minimum 5 sekunder, hvor der efterfølgende maksimalt må deaktiveres 20 % per sekund, eller 30 sekunder hvor der ikke er nogen krav til deaktivering.

Reserven være retableret 15 minutter efter aktivering.

##### 1-6-1.7.1.2 Målenøjagtighed

Målenøjagtigheden af frekvensmåling til FFR skal være bedre end 10 mHz. Frekvensmålingens følsomhed skal være bedre end +/-10 mHz.

Opløsningen i aktørens SCADA-system skal være bedre end 1 sekund, og udvalgte signaler skal kunne dokumentere anlæggenes respons på frekvensafvigelser. Leverandøren skal lagre signallerne i minimum en uge.

### [1.6.1.31.7.1.3](#) Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere produktions- og forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

### [1.6.21.7.2](#) Dagligt indkøb af FFR

Energinet indkøber FFR opregulerings-effekt (ved underfrekvens). Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn. Auktionsdøgnet er per time, og aktøren melder bud ind per time.

#### [1.6.2.11.7.2.1](#) Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet ved hjælp af ECP eller via Selvbetjeningsportalen.

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 15.00 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 15.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 15.00, er bindende for aktøren.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med, og skal være ens inden for den enkelte blok. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde. Prisen skal angives som en pris pr. MW pr. time, som er gældende for og ens i hele den pågældende blok. Hvis aktørens bud indeholder forskellig pris eller mængde i de enkelte timer i en blok, så vil det være prisen og mængden i den første time i blokken, som er gældende.

Hvert bud skal mindst være på 0,3 MW og angives altid i MW med én decimal, og prisen angives i DKK/MW/h eller EUR/MW/h med to decimaler.

#### [1.6.2.21.7.2.2](#) Energinets valg af bud

Energinet sorterer buddene efter prisen pr. MW og dækker sit behov ved at vælge buddene efter stigende pris.

Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke. I situationer, hvor accept af et bud over 5 MW vil medføre en overopfyldelse af behovet for reserver i den pågældende blok, kan Energinet springe sådanne bud over.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældigheds-generator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

#### [1.6.2.31.7.2.3](#) Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste, accepterede bud for opregulering (marginalprisen).

Der foretages ingen opgørelse af leverede energimængder fra primær reserve. Leverancer af energi fra primær reserve afregnes som almindelige ubalancer.

#### [1.6.2.41.7.2.4](#) Tilbage melding til aktøren

Energinet giver kl.15.30 en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time.

Energinet sender ikke signaler til aktivering af reserven i selve driftsdøgnet. Aktivering af reserverne foregår via leverandørens egne målinger af frekvensen.

#### [1.6.2.51.7.2.5](#) Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at kapaciteten faktisk er til rådighed. Forpligtelsen betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere FFR, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

#### [1.6.31.7.3](#) Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver og ved store afvigelser i frekvensen. Kontrollen vil bestå i, at Energinet rekvirerer dokumentation fra aktørens SCADA-system for respons på anlæggene ved de naturligt forekommende frekvensafvigelser, jf. afsnit 1.1.1.2.

### 1.7.1.8 Manuel reserve, DK1 + DK2 (mFRR)

Manuel reserve er en manuel op- og nedreguleringsreserve, som aktiveres af Energinets KontrolCenter. Reserven aktiveres ved manuelt at ordre op-/nedregulering hos aktuelle leverandører. Energinet indkøber kun opreguleringsreserver. Reserven aflaster hhv. aFRR'en og frekvensstyret normaldriftsreserve ved mindre ubalancer og skal sikre balancen ved udfald eller begrænsninger på produktionsanlæg og udlandsforbindelser.

Disse reserver udbydes på dagsauktioner og månedsauktioner. Der udbydes manuelle reserver i hhv. DK1 og DK2 med det behov, der er i de enkelte timer. I DK1 udbydes hele behovet på dagsauktioner, mens der i DK2 udbydes 40 procent af behovet på dagsauktioner og 60 procent af behovet på månedsauktioner.

Den manuelle reserve anvendes til at bringe systemet i balance. Reserven aktiveres fra Energinets KontrolCenter i Erritsø via regulerkraftmarkedet.

#### 1.7.1.8.1 Betingelser for dagsauktionen

##### 1.7.1.8.1.1 Tekniske betingelser

###### 1.7.1.8.1.1.1 Respons og responshastighed

Den manuelle reserve skal være fuldt leveret 15 minutter efter aktivering.

###### 1.7.1.8.1.1.2 Aktivering

Reserven aktiveres ved at ændre køre- eller forbrugsplaner efter forudgående planudveksling mellem Energinet og leverandøren.

###### 1.7.1.8.1.1.3 Information/data

Hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed, som leverer manuel reserve, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets KontrolCenter. Kontrolcenteret skal som minimum, online, have:

- Statusmeldinger vedrørende produktions- eller forbrugsenhed ude/inde
- Måling for produktions- eller forbrugsenhedens
  - Nettoproduktion eller -forbrug i tilslutningspunktet
  - Balanceansvarlig nettoproduktion.

Krav til og leveringssted for meldinger og målinger aftales med Energinet.

Omkostninger i forbindelse med informationstekniske tilslutninger og vedligeholdelse afholdes af leverandøren.

###### 1.7.1.8.1.1.4 Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet. En leverance kan ikke sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, jf. Forskrift C1.

#### 1.7.1.2-1.8.1.2 Dagligt indkøb af manuel reserve

Energinet indkøber manuel reserve på daglige auktioner i DK1 og DK2 opdelt på to produkter, hhv. opregulerings effekt og nedregulerings effekt<sup>4</sup>. Der afholdes auktion en gang dagligt for hver af timerne i det kommende døgn, jf. dog afsnit 1.7.1.4.

Energinet offentliggør det forventede reservebehov, angivet som MW, for det kommende driftsdøgn på sin hjemmeside senest kl. 9.00 dagen før driftsdøgnet.

#### 1.7.1.2-1.8.1.2.1 Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet ved hjælp af Ediel eller via Selvbetjeningsportalen. Kommunikation via Ediel er nærmere omtalt i bilag 1.

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 9.30 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen gælder således Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 9.30 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 9.30. De bud, som Energinet har modtaget kl. 9.30, er bindende for aktøren.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Mængden angiver det antal MW, som aktøren tilbyder at stå til rådighed med i pågældende time. Prisen angiver den pris pr. MW i pågældende time, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde.

Hvert bud skal mindst være på 5 MW og højst 50 MW og angives altid i MW med én decimal, og prisen angives i DKK/MW eller EUR/MW med to decimaler.

Det bemærkes, at enheden, der anvendes i Ediel, af praktiske grunde er hhv. MWh og DKK/MWh i stedet for de korrekte MW og DKK/MW, jf. bilag 1.

Buddene angives på samme måde for op- og nedregulering, idet der skelnes mellem op- og nedregulering ved hjælp af produktkoder, jf. bilag 1. Både mængde og pris skal således altid angives med positivt fortegn.

#### 1.7.1.2-1.8.1.2.2 Energinets valg af bud

Energinet sorterer buddene for hhv. op- og nedreguleringskapacitet efter prisen pr. MW og dækker sit behov ved at vælge buddene efter stigende pris.

I særlige tilfælde kan Energinet dog have behov for, at kapaciteten har en bestemt geografisk placering. Energinet kan i disse situationer se bort fra bud, der ikke opfylder dette krav. I givet fald orienteres alle deltagende aktører pr. e-mail, når denne særlige situation er aktuel.

Bud accepteres altid i deres helhed eller slet ikke. I situationer, hvor accept af et bud over 25 MW vil medføre en overopfyldelse af behovet for reserver i pågældende time, kan Energinet springe sådanne bud over.

<sup>4</sup> Siden 2010 har Energinet kun undtagelsesvis indkøbt nedregulerings effekt.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind.

#### 1.7.1.2.31.8.1.2.3 Prisfastsættelse

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste, accepterede bud for opregulering. Det samme gælder for nedregulering.

#### 1.7.1.2.41.8.1.2.4 Tilbage melding til aktøren

Energinet giver kl. 10.00 en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time.

#### 1.7.1.2.51.8.1.2.5 Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at

- 1) aktøren efterfølgende indsender bud på aktivering for hele den kapacitet, der opnår rådighedsbetaling.
- 2) kapaciteten efterfølgende faktisk er til rådighed

Forpligtelsen i pkt. 1) gælder alene i de timer, hvor aktøren modtager rådighedsbetaling. Aktøren er velkommen til at indsende bud på aktivering ud over den kapacitet, der modtager rådighedsbetaling.

Forpligtelsen i pkt. 2) betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere manuelle reserver, skal reserven være genetableret på et eller flere anlæg, som kan levere reserven snarest muligt, dog inden 30 minutter efter hændelsen. Kan leverandøren ikke genetablere reserven, kontaktes Energinet inden for 15 minutter for at meddele, hvor og hvornår reserven kan være genetableret.

#### 1.7.1.2.61.8.1.2.6 Betaling for energimængder

Opgørelse af leverede energimængder (regulerkraft) fra manuelle reserver samt afregning af regulerkraft sker i henhold til markedsforskrift C2 – Balancemarkedet og balanceafregning.

#### 1.7.1.2.71.8.1.2.7 Aktørens planlægning

Regulerkraftbestillinger skal indgå i aktørens køreplaner forud for driftsdøgnet og i driftsdøgnet, jf. forskrift C3.

#### 1.7.1.31.8.1.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver. Kontrollen vil bestå i, at Energinet analyserer respons fra leverandørerne ved aktiveringer.

Ved reguleringer på forbrugsanlæg skal der for disse foreligge en køreplan.

#### [1.7.1.41.8.1.4](#) Ekstra indkøb af manuelle reserver i DK1

Hvis Storebæltsforbindelsen er fuldladet fra DK2 til DK1, kan Energinet have behov for at købe flere manuelle reserver end dem, der er indkøbt i DK1 om formiddagen. I de tilfælde vil Energinet afvikle en ekstra auktion om eftermiddagen. Auktionen er en nøjagtig kopi af den auktion, der køres om formiddagen, dog sker udveksling af bud på separate bud-ID'er, der er knyttet til denne auktion.

Tidsfristerne ved afvikling af auktion for manuelle reserver om eftermiddagen er, som følger:

- Senest kl. 14.30 udmeldes behovet for ekstra manuelle reserver direkte til aktørerne.
- De dage, hvor behovet er forskelligt fra nul, udsendes der en mail til aktørerne om, at der er et behov.
- Senest kl. 15.00 skal Energinet modtage bud fra aktørerne.
- Senest kl. 15.30 har Energinet kørt auktionen og sendt resultatet til aktørerne.

#### [1.7.21.8.2](#) Betingelser for månedsauktionen

##### [1.7.2.1.8.2.1](#) Tekniske betingelser

###### [1.7.2.1.1.8.2.1.1](#) Respons og responshastighed

I månedsauktionen indkøber Energinet op til 300 MW med en responstid på op til 90 minutter. Behov større end 300 MW skal leveres af anlæg med en responstid på maksimalt 15 minutter. Det vil sige, at den manuelle reserve skal være fuldt leveret efter maksimalt 90 minutter for anlæg reserveret under denne betingelse. For anlæg reserveret uden denne betingelse, skal reserven være fuldt leveret efter 15 minutter.

###### [1.7.2.1.2.8.2.1.2](#) Aktivering

Reserven aktiveres ved at ændre køre- eller forbrugsplaner efter forudgående planudveksling mellem Energinet og leverandøren.

###### [1.7.2.1.3.8.2.1.3](#) Information/data

Hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed, som leverer manuel reserve, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets KontrolCenter. Kontrolcenteret skal som minimum, online, have:

- Statusmeldinger vedrørende produktions- eller forbrugsenhed ude/inde
- Måling for produktions- eller forbrugsenhedens
  - Nettoproduktion eller -forbrug i tilslutningspunktet
  - Balanceansvarlig nettoproduktion.

Krav til og leveringssted for meldinger og målinger aftales med Energinet.

Omkostninger i forbindelse med informationstekniske tilslutninger og vedligeholdelse afholdes af leverandøren.

###### [1.7.2.1.4.8.2.1.4](#) Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere produktionsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance



kan ligeledes sammensættes fra flere forbrugsenheder med forskellige egenskaber, der tilsammen kan levere den krævede respons med den krævede responshastighed. En leverance kan sammensættes af anlæg med en responstid på op til 90 minutter eller af anlæg med en responstid på maksimalt 15 minutter. Leverancer fra anlæg med responstider på henholdsvis over og under 15 minutter kan ikke sammensættes.

Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet. En leverance kan ikke sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, jf. Forskrift C1.

#### 1.7.2.21.8.2.2 Månedligt indkøb af manuel reserve

Energinet indkøber manuel reserve på månedsauktioner i DK2 for opreguleringskapacitet. Der afholdes auktion en gang om måneden gældende for samtlige timer i måneden.

Energinet offentliggør det forventede reservebehov, angivet som MW, for den kommende måned på sin hjemmeside senest kl. 10.00 den 25. i hver måned for den efterfølgende måned. Det forventede reservebehov fremsendes ligeledes til godkendte leverandører pr. mail. Heri fremsendes tilbudsskabelon, som skal anvendes ved budgivning

#### 1.7.2.21.8.2.2.1 Aktørens budgivning

Bud til den månedlige kapacitetsauktion indsendes til Energinet via e-mail til [mfr@energinet.dk](mailto:mfr@energinet.dk) i fast tilbudsskabelon.

Aktøren skal i tilbudsskabelon angive om anlægget har en responstid på mere end 15 minutter. Dette angives ved at sætte kryds i kolonnen "Langsom".

Aktøren skal angive én pris i DKK/MW og én mængde i MW gældende for alle timer i hele måneden. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde i hele måneden.

Bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 10.00 den 26. i hver kalendermåned forud for den kommende måned. Bud modtaget efter kl. 10.00 den 26. i hver kalendermåned forud for den kommende måned afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 10.00 den 26. i hver kalendermåned forud for den kommende måned. De bud, som Energinet har modtaget kl. 10.00 den 26. i hver kalendermåned forud for den kommende måned, er bindende for aktøren.

Hvert bud skal mindst være på 5 MW og højst 100 MW og angives altid i MW med én decimal, og prisen angives i DKK/MW med to decimaler.

#### 1.7.2.21.8.2.2.2 Energinets valg af bud

Energinet udvælger buddene ud fra at minimere samfundsøkonomiske omkostninger. Det vil sige, at bud udvælges for at minimere summen af alle accepterede bud værdiansat ud fra de enkelte budomkostninger. Det betyder, at Energinet springer bud over, såfremt det minimerer de samfundsøkonomiske omkostninger.

Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke. Det vil sige, at alle bud betragtes om udelelige.

Energinet indkøber maksimalt 60 procent af behovet i månedsauktionen. Det betyder, at såfremt et bud medfører, at indkøbet overstiger 60 procent af behovet, fravælges de dyreste bud indtil indkøbet maksimalt udgør 60 procent af behovet.

Hvis prisen på to bud er ens, og Energinet kun har brug for det ene, anvendes en maskinel tilfældighedsgenerator til at udvælge det bud, der skal medtages i løsningen. Tilsvarende gælder ved tre eller flere bud med samme pris.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets behov, så sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind. Allerede indmeldte bud kan ikke ændres og det er således kun yderligere bud, der kan indsendes til auktionen.

#### 1.7.2.2.31.8.2.2.3 Prisfastsættelse

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste, accepterede bud for opregulering.

#### 1.7.2.2.41.8.2.2.4 Tilbage melding til aktøren

Energinet giver senest kl. 15.00 den 26. i hver kalendermåned forud for den kommende måned en tilbage melding til aktøren om, hvilke bud Energinet har accepteret, og om den rådighedsbetaling, der er opnået time for time. Tilbage meldingen sker pr. e-mail til samme mailadresse, som aktørens bud er indsendt fra.

#### 1.7.2.2.51.8.2.2.5 Aktørens forpligtelser

Det er en forudsætning for rådighedsbetalingen, at

- 1) aktøren efterfølgende indsender bud på aktivering for hele den kapacitet, der opnår rådighedsbetaling.
- 2) kapaciteten efterfølgende faktisk er til rådighed

Forpligtelsen i pkt. 1) gælder alle månedens timer.

Forpligtelsen i pkt. 2) betyder, at rådighedsbetalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at kapaciteten – fx på grund af havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

Hvis der opstår havari på et anlæg midt i leveringsperioden, forventer Energinet som udgangspunkt, at den balanceansvarlige aktør finder andre anlæg til at overtage den aftalte leverance. Hvis den balanceansvarlige aktør ikke er i stand til at indsætte andre anlæg, skal aktøren give Energinet besked om bortfald af ydelsen, forventet varighed af udfaldet etc.

Med udgangspunkt i den balanceansvarlige aktørs melding om udetid indkøber Energinet de manglende MW'er ved at forhøje indkøbet i den daglige auktion. Såfremt det måtte vise sig, at det fejlramte anlæg bliver klar tidligere end fastlagt efter drøftelse mellem Energinet og den balanceansvarlige aktør, kan det fejlramte anlæg først overtage mFRR-leveringen ved udløbet af det ekstraordinære indkøb i den daglige auktion.

Aktører, der ikke har været i stand til at levere den kapacitet, der er opnået rådighedsbetaling for i månedsauktionen, tilbagebetaler rådighedsbetalingen for den kapacitet, der ikke kunne leveres inkl. eventuelle omkostninger til erstatningskøbet, dog maksimalt tre gange rådighedsbetalingen som opnået i månedsauktionen.

#### 1.7.2.2.6 1.8.2.2.6 **Betaling for energimængder**

Opgørelse af leverede energimængder (regulerkraft) fra manuelle reserver samt afregning af regulerkraft sker i henhold til markedsforskrift C2 – Balancemarkedet og balanceafregning.

#### 1.7.2.2.7 1.8.2.2.7 **Aktørens planlægning**

Regulerkraftbestillinger skal indgå i aktørens køreplaner forud for driftsdøgnet og i driftsdøgnet, jf. forskrift C3.

#### 1.7.2.3 1.8.2.3 **Hvordan kontrolleres ydelserne**

Ydelserne kontrolleres ved stikprøver. Kontrollen vil bestå i, at Energinet analyserer respons fra leverandørerne ved aktiveringer.

Ved reguleringer på forbrugsanlæg skal der for disse foreligge en køreplan.

#### 1.8.1 1.9 **Systembærende egenskaber, DK1 og DK2**

Systembærende egenskaber består i hovedsagen af kortslutningseffekt, inert, reaktive reserver og spændingsregulering. Der er tale om ydelser, som alle er med til at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet.

Energinet kontrollerer hver dag, umiddelbart efter de første køreplaner er modtaget sidst på eftermiddagen:

- Loadflow
- Kortslutningseffekten
- N-1 situationer
- Reaktive reserver.

Sker der ændringer i løbet af driftsdøgnet, vil disse beregninger blive gennemført igen.

Systembærende egenskaber efterspørges kun fra centrale anlæg, fordi de centrale anlæg er koblet på det overordnede højspændingsnet.

#### 1.8.1.9.1 **Sikring af systembærende egenskaber i transmissionsnettet**

Energinet kan vælge at annoncere indkøb af systembærende egenskaber med forskellige varsler og varigheder:

- a. På månedsbasis
- b. På ugebasis
- c. Meget tidligt dagen i forvejen
- d. Efter spotmarkedet lukker, før auktion af frekvensstyrede ydelser
- e. Parallelt med auktion for frekvensstyrede ydelser
- f. Efter første køreplan er modtaget
- g. I driftsdøgnet, hvis behov opstår.

Er der ikke tilstrækkeligt af disse egenskaber, vil systemvagten/balancevagten gøre tiltag for at etablere den tilstrækkelige sikkerhed i systemet. Det kan give anledning til specialreguleringer og/eller tvangskørsel og vil blive håndteret af Energinets vagt via telefonisk henvendelse.

Når varslet tillader det, vil der blive indhentet bud fra alternative leverandører af systembærende egenskaber. Der kan i særlige driftssituationer være tale om meget korte varsler, hvor med aktørerne skal kunne afgive bud.

Tvangskørsel vil blive afregnet efter regning. Forudgående vil der så vidt muligt blive indhentet bud på de alternativer, der vil kunne løse opgaven. Der kan således blive tale om, at aktører skal give bud med relativt kort varsel.

Der ydes ikke særskilt betaling for selve energileverancen i forbindelse med systembærende egenskaber, f.eks. afgivne eller optagne MVARh.

Se endvidere afsnit 3.5 vedrørende beordring af reaktiv reserve/spændingsregulering.

#### [1.8.21.9.2](#) Gennemførelse af udbud af systembærende egenskaber i transmissionsnettet

I forbindelse med gennemførelsen af udbud vedrørende indkøb af systembærende egenskaber, vil Energinet anvende nedenstående fremgangsmåde. Ved offentliggørelsen af de konkrete udbud, kan Energinet dog opstille betingelser for tildelingen af kontrakten. Disse betingelser vil i givet fald fremgå af udbudsbetingelserne for det konkrete udbud.

##### 1.7.2.1 Tildelingskriterium

Tilbudsgiverne anmodes om at indsende priser for levering af systembærende egenskaber. Tilbuddene vil blive evalueret på baggrund af tildelingskriteriet laveste pris.

##### 1.7.2.2 Energinet modtager ét tilbud

Hvis Energinet i forbindelse med evalueringen af tilbuddene konstaterer, at der alene er indkommet ét tilbud for en periode eller kategori, annulleres udbuddet for denne periode eller kategori.

Energinet tildeler herefter kontrakten direkte til den tilbudsgiver, som har afgivet tilbuddet for perioden eller kategorien. Den tilbudte pris vil **IKKE** blive lagt til grund for kontrakttildelingen, men der vil i stedet blive beregnet en afregningspris på baggrund af cost plus-metoden efter nedenstående afregningsprincipper<sup>5</sup>:

Afregningsprisen til tilbudsgiver tager udgangspunkt i følgende direkte og indirekte omkostninger:

- a) Udøver den pågældende virksomhed ikke andre aktiviteter end systembærende egenskaber, kan der tages hensyn til alle omkostningerne herved,
- b) Udøver virksomheden også andre aktiviteter, der falder uden for systembærende egenskaber, tages der kun hensyn til omkostningerne ved systembærende egenskaber,
- c) De omkostninger, der henføres under systembærende egenskaber, kan omfatte alle direkte omkostninger ved udførelsen af denne tjenesteydelse og et rimeligt bidrag til de omkostninger, der er fælles for både systembærende egenskaber og andre aktiviteter.

<sup>5</sup> Kommissionens afgørelse af 20. december 2011 om anvendelse af bestemmelserne i artikel 106, stk. 2 i traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde på statsstøtte i form af kompensation for offentlig tjeneste ydet til visse virksomheder, der har fået overdraget at udføre tjenesteydelser af almindelig økonomisk interesse (2012/21/EU), artikel 5.

d) Omkostningerne ved investeringer, bl.a. i infrastruktur, kan medregnes, når de er nødvendige for udførelsen af systembærende egenskaber.

De indtægter, der skal tages hensyn til, skal mindst omfatte alle indtægterne fra systembærende egenskaber, uanset om indtægterne skal betragtes som statsstøtte efter EU-traktatens artikel 107. Hvis den pågældende virksomhed har særlige eller eksklusive rettigheder, der er knyttet til andre aktiviteter end systembærende egenskaber, for hvilken der ydes støtte, og sådanne aktiviteter genererer overskud ud over den rimelige fortjeneste, eller modtager andre ydelser fra staten, bør disse indgå i omsætningen, uanset deres klassificering i henhold til artikel 107 i EUF-traktaten.

### **Begrebet "rimelig fortjeneste"**

Ved rimelig fortjeneste forstås den forrentning af kapitalen, som en gennemsnitsvirksomhed vil betinge sig, hvis den skal udføre den givne tjenesteydelse af almindelig økonomisk interesse i hele overdragelsesperioden, og som tager hensyn til virksomhedens risiko.

Når Energinet skal vurdere, om et givet forrentningskrav er rimelig, anlægges et skøn, der baserer sig på følgende parametre:

- Aktivbasen, som er grundlaget for forrentningen
  - Sammenstyknin g af forrentningskravet
  - Rentestørrelsen
  - Risikotillæg
- Aktivbasen, som er grundlaget for forrentningen, vurderes i forhold til tidligere indmeldinger samt check af fradrag for afskrivninger mv.
- Sammenstyknin g af forrentningskravet. Her registreres, på hvilken måde at det endelige forrentningskrav er sammensat af fremmedfinansiering og egenfinansiering, herunder om der er anvendt rente benchmarks samt check af referencer.
- Rentestørrelsen. Her vurderes, om det angivne renteniveau er sammenligneligt med egne, kendte rentesatser som eksempelvis de historisk risikofrie renter, repræsenteret ved en 10-årig statsobligation mv.
- Risikotillæg. Et eventuelt risikotillæg vurderes i forhold til den pågældende leverandørs begrundelser, herunder at risikotillægget ikke er væsentligt forskelligt fra leverandør til leverandør.

Udøver en virksomhed aktiviteter, der både falder ind under og uden for systembærende egenskaber, skal de omkostninger, der henføres under aktiviteter, der falder uden for systembærende egenskaber, omfatte alle de direkte omkostninger, et passende bidrag til de fælles omkostninger og en rimelig kapitalforrentning. Der må ikke ydes nogen kompensation for sådanne omkostninger.

Som dokumentation for, at Energinet modtager oplysninger om tilbudsgivers direkte og indirekte produktionsomkostninger attesteres oplysningerne af en revisor, der er udpeget af FSR (Foreningen Statsautoriserede Revisorer). Attesten kan udarbejdes efterfølgende.

Energinet kan i forbindelse med gennemførelsen af udbuddet vælge at tilrettelægge udbuddet på en sådan måde, som giver det samlede mest omkostningseffektive indkøb. Såfremt Energinet vælger at tilrettelægge udbuddet ud fra disse hensyn, vil det nærmere fremgå af udbudsbetingelserne, som offentliggøres i forbindelse med det konkrete udbud.

Kompensationen i perioder eller kategorier med kun én tilbudsgiver vil blive indberettet til EU Kommissionen i henhold til Kommissionens afgørelse af 20. december 2011 om anvendelse af bestemmelserne i artikel 106, stk. 2 i traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde på statsstøtte i form af kompensation for offentlig tjeneste ydet til visse virksomheder, der har fået overdraget at udføre tjenesteydelser af almindelig økonomisk interesse (2012/21/EU). Denne indberetning vil ske hvert andet år.

#### [1.8.31.9.3](#) Tilbud på måneds- og ugeniveau eller på opfordring

Tilbud, der afgives på måneds- og ugeniveau eller på opfordring, sendes til:

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
7000 Fredericia  
E-mail: [info@energinet.dk](mailto:info@energinet.dk)

#### [1.8.41.9.4](#) Bestilling af ydelserne

Energinet vil efter eventuelle opfølgende forhandlinger fremsende bestilling på ydelserne i form af en indkøbsordre.

#### [1.8.51.9.5](#) Aktørens forpligtelser

Energinet betaler for, at leverandøren holder anlæg i drift. Det er en forudsætning for betalingen, at anlæggene er i drift, og betalingen annulleres, hvis det efterfølgende viser sig, at anlæggene ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3. Dog gælder afsnit 2.3.1 om dækningskøb ikke ved havari af anlæg, der leverer kortslutningseffekt, reaktive reserver og spændingsregulering i DK1 og DK2. Ved havari tager Energinet risikoen for at dække omkostningerne i forbindelse med opstart af anden enhed.

## 2. Kommercielle betingelser

### 2.1 Betaling

Alle omkostninger, herunder nettatariffer m.m. for energileverancer, afholdes alene af leverandøren.

Betaling for ydelserne købt på dagsauktion (fast frequency reserve, primær reserve, frekvensstyret normaldriftsreserve, frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve og manuel reserve) afregnes ugentligt over for leverandøren af eSett.

Betaling for ydelserne købt på månedsbasis (sekundær reserve, kortslutningseffekt, reaktive reserver og spændingsregulering) betales efter faktura fra leverandøren med forfaldsdato den 25. i måneden efter den aktuelle afregningsmåned. Er denne dato ikke en bankdag, er forfaldsdato den førstkommande bankdag.

Energinet forbeholder sig ret til inden udbetaling af de månedlige betalinger at tilbageholde betalingen og foretage modregning i betalingen, hvis det konstateres, at leverandøren ikke har opfyldt/opfylder sine forpligtelser efter denne aftale, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

### 2.2 Misligholdelse

#### 2.2.1 Manglende levering/levering af mangelfulde ydelser

Ved manglende levering af ydelsen, herunder manglende tilgængelighed til ydelsen og levering af mangelfuld ydelse, sker der et forholdsmæssigt afslag i betalingen til leverandøren, svarende til perioden for en udebleven mangelfri leverance. Perioden beregnes pr. påbegyndt time i forhold til det samlede antal timer i kontraktperioden.

Ved manglende levering af ydelsen, herunder manglende tilgængelighed til ydelsen og levering af mangelfuld ydelse, kan Energinet endvidere pålægge leverandøren en karantæne, så leverandøren kan udbedre mangler, inden leverancen genoptages. Karantæneperioden kan af Energinet fastsættes i intervallet fra 2 dage op til og med 30 dage afhængigt af misligholdelsens karakter og omfang, tidligere misligholdelser samt leverandørens informationer til Energinet forud for misligholdelsen, jf. nedenfor – sidste afsnit.

Leverandøren er i karantæneperioden udelukket fra at deltage i den daglige auktion, som de manglende ydelser er relateret til.

Ved en konstateret misligholdelse giver Energinet hurtigst muligt leverandøren besked om eventuel karantæne, starttidspunktet for karantænen og længden af denne.

Leverandøren er forpligtet til uden ugrundet ophold at informere Energinet om hændelser, der vil medføre manglende levering af ydelsen som defineret i første afsnit.

I tilfælde af misligholdelse fra leverandørens side er Energinet forpligtet til at reklamere over for leverandøren senest tre hverdage efter driftsdøgnet, hvor misligholdelsen har fundet sted. I modsat fald kan Energinet ikke gøre misligholdelsesbeføjelser gældende over for leverandøren.

### 2.2.2 Mangler/udbedring

Konstateres der i aftaleperioden mangler ved leverede ydelser i henhold til nærværende aftale, er leverandøren berettiget og forpligtet til at udbedre enhver mangel uden ugrundet ophold.

Foretager leverandøren ikke udbedring inden for en af Energinet fastsat rimelig frist, er Energinet berettiget til at lade manglen afhjælpe for leverandørens regning.

### 2.2.3 Ophævelse

Hver part kan, med et skriftligt varsel på to dage, hæve hovedaftalen i tilfælde af væsentlig misligholdelse fra den anden parts side.

## 2.3 Erstatning

### 2.3.1 Dækningskøb

Eventuelle meromkostninger ved dækningskøb, til erstatning for udeblevne leverancer, kan Energinet kræve erstattet hos den misligholdende leverandør. Der gælder dog særlige vilkår for aFRR, afsnit 1.3.2.5 og månedsauktionen vedrørende mFRR, jf. afsnit 1.7.2.2.5.

### 2.3.2 Erstatning

Hvis en af parterne hæver aftalen på grund af den anden parts misligholdelse, er den anden part erstatningsansvarlig efter dansk rets almindelige regler. Parterne hæfter ikke for driftstab, avancetab eller andet indirekte tab, medmindre dette er forårsaget af grov uagtsomhed eller fortsæt.

## 2.4 Force majeure

Ingen af parterne er ansvarlige for forhold, der ligger uden for parternes kontrol, som parterne ikke ved aftalens indgåelse burde have taget i betragtning, og som parten ikke med rimelighed burde have undgået eller overvundet. Som eksempel på force majeure kan anføres krig, terror, og naturkatastrofer og lignende.

Første afsnit i afsnit 2.2.1 gælder tillige udeblevne leverancer, som skyldes force majeure.

Energinet accepterer ikke havari, lovlig strejke eller lockout som force majeure.

## 2.5 Syn og skøn

Parterne kan i tilfælde af uoverensstemmelser, eller hvor det er nødvendigt for at sikre bevisets stilling, begære udmeldt syn og skøn vedrørende ydelsen.

Syn og skøn udmeldes af Det Danske Voldgiftsinstitut (Danish Arbitration).

## 2.6 Mediation

Enhver tvist, som måtte opstå i forbindelse med denne kontrakt, og som parterne ikke ved fælles forhandling kan løse, skal først søges løst ved mediation mellem parterne. Mediationen skal ske i henhold til de til enhver tid gældende regler for mediation under Det Danske Voldgiftsinstitut.



## 2.7 Voldgift og lovvalg

Denne aftale er undergivet dansk ret.

Enhver tvist, som måtte opstå i forbindelse med denne kontrakt, og som ikke kan løses efter proceduren beskrevet i pkt. 2.6, skal afgøres efter Regler for behandling af sager ved Det Danske Voldgiftsinstitut (Danish Arbitration). Hver part udpeger en voldgiftsmand, medens voldgiftsrettens formand udnævnes af Institutet. Hvis en part ikke inden 30 dage efter at have indgivet eller modtaget underretning om begæring om voldgift har udpeget en voldgiftsmand, udnævnes også denne af Institutet i overensstemmelse med ovennævnte regler.

Udgør sagens genstand mindre end 500.000 kr., består voldgiften dog af kun ét medlem udpeget af Voldgiftsnævnet.

Voldgiftsretten skal i sine kendelser tage stilling til fordeling af sagsomkostningerne, herunder omkostninger til parternes advokater. Voldgiftsafgørelsen er bindende og endelig for parterne.

## 2.8 Ændringer

Energinet har ret til i hele aftaleperioden at ændre de tekniske betingelser for ydelserne, såfremt sådanne ændringer er begrundet i ændrede krav til forsyningsikkerheden og en effektiv udnyttelse af det samlede elforsyningssystem. Ændringer kan kun foretages med et skriftligt varsel på minimum en måned til alle leverandører. Meddelelsen skal angive baggrunde for ændringen og en opstilling af de ændringer, der foretages.

## 2.9 Offentliggørelse

Energinet har ret til at offentliggøre resultaterne af de enkelte auktioner på Energinets hjemmeside.

## 2.10 Myndighedsgodkendelse

Disse udbudsbetingelser er anmeldt til Forsyningstilsynet, jf. elforsyningslovens bestemmelser.

Eventuelle klager over udbudsbetingelserne kan indbringes for Forsyningstilsynet, Torvegade 10, 3300 Frederiksværk.

### 3. Praktiske forhold omkring ydelserne

#### 3.1 Organisatoriske krav

Leverandøren skal angive et kontaktsted eller en kontaktperson, som kan kontaktes af Energinets KontrolCenter hele døgnet.

Kontaktstedet henholdsvis kontaktpersonen er ansvarlige for leverandørens produktions- eller forbrugsenhed, som indgår i levering af den tilbudte ydelse.

Leverandøren skal oplyse om eksisterende bemanning.

Kommunikationen mellem Energinets KontrolCenter og kontaktstedet eller kontaktpersonen sker telefonisk.

#### 3.2 Meldepligt

Leverandøren skal straks meddele Energinet, når denne ikke kan stille ydelsen aftalt i kontrakten til fuld disposition.

#### 3.3 Prioritering af systemydelse

I tilfælde af utilstrækkelige systemydelse skal der normalt være følgende prioritering af systemydelse:

1. Primærreserve i DK1 hhv. frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve i DK2
2. aFRR reserve i DK1 hhv. frekvensstyret normaldriftsreserve i DK2
3. Manuelle reserver.

#### 3.4 Godkendelsesprocedure

Leverandøren skal før levering ved dokumentation og test eftervise, at de tekniske krav overholdes. Godkendelse sker i henhold til "Prækvalifikation af anlæg og aggregerede porteføljer", dok.nr. 13/80940-105.

##### 3.4.1 Ombygning eller ændringer af anlæg

I tilfælde af at ombygninger eller tilsvarende længerevarende ændringer af anlæggene medfører ændringer af data for anlæggene, orienterer leverandøren straks Energinet om dette, hvis disse dataændringer har betydning for leveringen af systemydelse.

#### 3.5 Beordring af reaktiv reserve/spændingsregulering

Energinet har ansvaret for, at spændingsreguleringen på anlæggene tilpasses den reaktive balance i det samlede system på Sjælland og i Jylland-Fyn.

Den reaktive effekt vil variere som funktion af netspændingen. Den én gang indstillede børværdi har kun relevans i indstillingsøjeblikket og må ikke efterjusteres, før ny børværdi for spændingen angives af Energinet.

Ved ændringer af den reaktive balance, og dermed spændingsfordelingen i systemet, regulerer anlæggene automatisk den reaktive produktion. Energinet balancerer med passive reaktive

komponenter spændingen i 132 kV- og 400 kV-nettene, så anlæggenes produktion/forbrug af reaktiv effekt ligger inden for acceptable værdier. Kan dette ikke bringe anlæggenes produktion/forbrug inden for acceptable grænser, beordrer Energinet leverandøren til at ændre de reaktive produktioner/forbrug, indtil acceptable produktioner/forbrug er opnået.

**Beordring i DK2:**

Beordringen sker ved ordre på produktionstelegrafen mellem Energinet og leverandøren.

Energinet beordrer i første omgang følgende:

1. Anlægsnavn
2. Ønsket reaktiv effekt Q (Mvar med fortegn).

Beordringer, som Energinet ønsker effektueret med det samme, skal iværksættes umiddelbart af leverandøren. Der kan om nødvendigt afgives flere beordringer samtidigt til parallel aktivring på flere anlæg.

Den leverede reaktive effekt kan være en vilkårlig reaktiv effektværdi inden for anlæggenes ydeevne.

Når beordringen er afgivet til kraftværket, kvitterer leverandøren for beordringen.

**Beordring i DK1:**

Beordringen sker ved ordre på produktionstelegrafen mellem Energinet og leverandøren.

Beordringer, som Energinet ønsker effektueret med det samme, skal iværksættes umiddelbart af leverandøren. Der kan om nødvendigt afgives flere beordringer samtidigt til parallel aktivring på flere anlæg.

Den leverede reaktive effekt kan være en vilkårlig reaktiv effektværdi inden for anlæggenes ydeevne.

Når beordringen er afgivet til kraftværket, kvitterer leverandøren for beordringen.

## Bilag 1: Ediel-kommunikation

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til Energinet ved hjælp af Ediel i det format, der p.t. anvendes i Øst- og Vestdanmark for manuelle reserver. Før aftalen kan træde i kraft, skal de nødvendige tidsserier oprettes efter de normale tidsfrister herfor, det vil sige 14 dage før.

Alle tidsserier udveksles som DELFOR-meddelelser.

Produktkoder m.v. for aktørens budgivning på op- hhv. nedreguleringskapacitet er angivet i Tabel 1, 2 og 3.

**Tabel 1:** Budgivning på opreguleringskapacitet

Produktkode	Objekt-ID	Beskrivelse	Enhed	Bemærkninger
1025	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 opregulering Mængde	MWh	Et bud sammensættes af en mængde og en pris
5018	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 opregulering Pris	DKK/MWh	
1025	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 2 opregulering Mængde	MWh	Et bud sammensættes af en mængde og en pris
5018	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 2 opregulering Pris	DKK/MWh	
...	...	...	...	Gentages for alle opreguleringsbud

**Tabel 2:** Budgivning på nedreguleringskapacitet

Produktkode	Objekt-ID	Beskrivelse	Enhed	Bemærkninger
1025	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 nedregulering Mængde	MWh	Et bud sammensættes af en mængde og en pris
5016	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 nedregulering Pris	DKK/MWh	
1025	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 2 nedregulering Mængde	MWh	Et bud sammensættes af en mængde og en pris
5016	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 2 nedregulering Pris	DKK/MWh	
...	...	...	...	Gentages for alle nedreguleringsbud

**Table 3:** Budgivning på symmetrisk reservekapacitet

Produktkode	Objekt-ID	Beskrivelse	Enhed	Bemærkninger
1025	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 FNR/FDR bud D-1/D-2 Mængde	MWh	Et bud sammensættes af en mængde og en pris
5021	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 FNR/FDR pris D-1	DKK/MWh eller EUR/MWh	
5022	[Udfyldes af markedsaktøren]	Bud nr. 1 FNR/FDR pris D-2	DKK/MWh eller EUR/MWh	
...	...	...	...	Gentages for alle symmetriske bud

Eventuel henvendelse omkring Ediel-kommunikation mv. bedes rettet til:

[plansupport@energinet.dk](mailto:plansupport@energinet.dk)

Tilsvarende er i Tabel 4 angivet produktkoder m.v. for Energinets tilbagemelding til aktørerne.

**Tabel 4:** Markedsresultat pr. aktør

Produktkode	Objekt-ID	Beskrivelse	Enhed	Bemærkninger
1025	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde opregulering	MWh	0 hvis der ikke reserveres noget hos aktøren
1025	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde nedregulering	MWh	0 hvis der ikke reserveres noget hos aktøren
5018	[Udfyldes af Energinet.dk]	Marginalpris opregulering	DKK/MWh	
5016	[Udfyldes af Energinet.dk]	Marginalpris nedregulering	DKK/MWh	
5023	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde FNR D-1	MWh	
5024	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde FNR D-2	MWh	
5025	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde FDR D-1	MWh	
5026	[Udfyldes af Energinet.dk]	Reserveret mængde FDR D-2	MWh	
5027	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FNR pris pr. aktør (D-1)	DKK/MWh	
5028	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FNR pris pr. aktør (D-2)	DKK/MWh	
5029	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FDR pris pr. aktør (D-1)	DKK/MWh	
5030	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FDR pris pr. aktør (D-2)	DKK/MWh	
5031	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FNR pris SE/DK2 (D-1)	DKK/MWh	
5032	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FNR pris SE/DK2 (D-2)	DKK/MWh	
5033	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FDR pris SE/DK2 (D-1)	DKK/MWh	
5034	[Udfyldes af Energinet.dk]	Gennemsnitlig FDR pris SE/DK2 (D-2)	DKK/MWh	

Koder til skelnen mellem timebud og blokud for frekvensstyrede normaldriftsreserver og – driftsforstyrrelsesreserver skal aftales individuelt med Energinet. I Objekt-ID vil det fremgå, om resultatet for frekvensstyrede normaldriftsreserver og -driftsforstyrrelsesreserver er foreløbigt eller endeligt i forhold til valutaomregningen, jævnfør afsnit 1.3.2.4 og 1.4.2.4.

#### Nødprocedure

Hvis Ediel-kommunikation grundet forhold hos Energinet ikke er tilgængelig, vil Energinet pr. telefon senest kl. 10.00 (manuelle reserver) eller kl. 15.00/18.00 ( frekvensstyrede reserver) give aktørerne besked om, at bud skal sendes til Energinet via Selvbetjeningsportalen.

Aktørerne skal indsende bud via Selvbetjeningsportalen, så de for manuelle reserver er Energinet i hænde senest kl. 10.15. Senest kl. 10.30 giver Energinet de deltagende aktører besked om, hvilke mængder og priser der er gældende for kommende driftsdøgn.

For primære reserver, frekvensstyrede normaldriftsreserver (D-2 auktion) og frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserver (D-2 auktion) skal aktørerne indsende bud via Selvbetjeningsportalen, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.45. Senest kl. 16.30 giver Energinet de deltagende aktører besked om, hvilke mængder og priser der er gældende for kommende driftsdøgn.

For frekvensstyrede normaldriftsreserver (D-1 auktion) og frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserver (D-1 auktion) skal aktørerne indsende bud via Selvbetjeningsportalen, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.45. Senest kl. 20.30 giver Energinet de deltagende aktører besked om, hvilke mængder og priser der er gældende for kommende driftsdøgn.

Besked om auktionsresultatet sendes til aktørerne via e-mail.

Forsyningstilsynet  
Torvegade 10  
3300 Frederiksværk  
[post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk)  
Kopi Thomas vom Braucke, [tvbr@forsyningstilsynet.dk](mailto:tvbr@forsyningstilsynet.dk)

1. november 2021  
Dok. Id: Deca00001563-  
65906408-7265  
Dok. ansvarlig: MARTS  
FSTS j. nr. 21/10308

## Høringssvar - Energiafregning af aFRR i DK2

Ørsted vil gerne takke for muligheden for at afgive høringssvar på Forsyningstilsynets høring af Energinets anmeldte metode for energiafregning af aFRR i DK2.

Metoden fastlægger de afregningsmæssige principper for energileverancer fra aFRR i DK2 i perioden fra etablering af det kommende nordiske aFRR-kapacitetsmarked og frem til Energinets indtræden i det fælles europæiske aFRR-energiaktiveringsmarked PICASSO, forventeligt i Q2 2024.

Principielt mener Ørsted, at aFRR i et fælles energimarked bør aktiveres i merit-order rækkefølge på baggrund aktiveringssignaler fra de enkelte budområder. De aktiverede bud bør herefter afregnes til marginalpris. På denne vis sikres korrekte prissignaler og økonomisk efficient budaktivering. Den kommende PICASSO-plattform understøtter dette, hvorfor vi opfordrer de nordiske TSOer til at tilstræbe deltagelse i denne snarest muligt.

Ørsted anerkender, at der, indtil etableringen af et egentligt energiaktiveringsmarked, vil være behov for en midlertidig aktiverings- og afregningsløsning som foreslået af Energinet.

Ørsted har følgende kommentarer til den foreslåede metode:

- 1) Energinet skriver nederst på side 3 at *"Energinets metodeanmeldelse for aFRR energibetalingen vil være markedsbaseret i kraft af åbne udbud af ydelserne, hvilket er adresseret i det nordiske kapacitetsmarked."*

Ørsted finder ikke, at energibetaling baseret på prorata-aktivering og afregning efter mest attraktive af spot- og RK-pris kan betegnes som markedsbaseret. Pro-rata aktiveringen er kendetegnet ved et fravær af konkurrence og en afkobling mellem aktiveringsomkostninger og -betaling.

- 2) Energinet skriver på side 4 at *"Energinets hensigt med nærværende metodeanmeldelse for aFRR energibetalingen er at være i stand til både at omfavne et nordisk aFRR kapacitetsmarked samt på sigt PICASSO uden yderligere investeringer fra aktørside og med ingen til få ændringer til metoden."*



aFRR-aktiveringer på PICASSO afregnes efter pay-as-cleared. Der er ingen sammenhæng til den foreslåede energiafregningsmodel i DK2. Ørsted forventer derfor, at overgangen til PICASSO vil medføre betydelige ændringer i metoden og investeringer i aktiverings- og afregningssetup hos markedsaktører.

- 3) Energinet skriver på side 6 at "*Energibetalingen afregnes til den bedste af spotprisen og regulerkraftprisen, som begge opgøres i enheden EUR/MWh.*"

Ørsted finder fortsat, som også anført i høringssvaret til Energinet, at der bør garanteres et fortjeneste-element ved aktivering af aFRR. Alternativt vil dette skulle indregnes i kapacitetsbuddet baseret på en ukendt, forventet aktiveringsgrad, med højere kapacitetspriser og dårligere samfundsøkonomi til følge. Ørsted anerkender, at et sådant add-on (eks. Spotprisen +/- 100DKK/MWh) bør gælde alle markedsdeltagere, og derfor skal implementeres på nordisk niveau. Ørsted opfordrer til at der udarbejdes en tidsplan herfor af de nordiske TSOer.

Ørsted står som altid til rådighed med uddybende kommentarer.

Med venlig hilsen  
Ørsted

Martin Schrøder  
Lead Business Developer

marts@orsted.com  
Tlf. +4599558987

## Henrik Gommesen

---

**Fra:** Myndighed <Myndighed@energinet.dk>  
**Sendt:** 21. februar 2022 14:34  
**Til:** 1 - FSTS Forsyningstilsynet  
**Cc:** Myndighed; Jesper Wonsbek Buck; Henrik Gommesen  
**Emne:** VS: Partshøring af udkast til afgørelse vedr. metode for energiafregning for aFRR i DK2  
**Vedhæftede filer:** udkast til afgørelse om Energinets metode for aFRR afregning i DK 2.pdf; Bilag til afgørelse.pdf

**AppServerName:** esdh-fsts-pb360  
**DocumentID:** 21/01623-6  
**DocumentIsArchived:** -1

Kære Henrik

Energinet har ingen kommentarer til den vedhæftede partshøring af udkast til afgørelse vedr. metode for energiafregning for aFRR i DK2.

Venlig hilsen

**Anja Rye**  
Gruppeleder  
Myndighedsenheden  
+4561244427  
[myndighed@energinet.dk](mailto:myndighed@energinet.dk)



Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
7000 Fredericia  
[www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

***Energinets Myndighedsenhed er Energinets nye kontaktpunkt for andre myndigheder.***

*Denne e-mail kan indeholde fortrolig information. Hvis du ikke er den rette modtager af denne e-mail, eller hvis du modtager den ved en fejltagelse, beder vi dig venligst informere afsender om fejlen ved at bruge svarfunktionen. Samtidig bedes du slette e-mailen med det samme uden at videresende eller kopiere den.*

---

**Fra:** Henrik Gommesen <HGO@forsyningstilsynet.dk>  
**Sendt:** 21. februar 2022 10:18  
**Til:** Myndighed <Myndighed@energinet.dk>  
**Cc:** Anja Rye <ary@energinet.dk>  
**Emne:** Partshøring af udkast til afgørelse vedr. metode for energiafregning for aFRR i DK2

\*\*\* Vær opmærksom på afsender, links og filer.

**Partshøring af udkast til afgørelse vedr. metode for energiafregning for aFRR i DK2**

Forsyningstilsynet fremsender hermed udkast til afgørelse vedr. Energinets anmeldelse af metode for energiafregning for aFRR i DK2 i partshøring.

Bemærkninger med angivelse af Forsyningstilsynets j. nr. 21/01623 kan indsendes til [post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk) med CC til Henrik Gommesen ([hgo@forsyningstilsynet.dk](mailto:hgo@forsyningstilsynet.dk)) senest 8. marts 2022.

Udkastet til afgørelse vil også blive sendt i offentlig høring på Forsyningstilsynets hjemmeside.

Der vedlægges:

- Udkast til afgørelse
- Bilag

Med venlig hilsen / Kind regards

Henrik Gommesen  
Chefkonsulent  
4171 5372 / [hgo@forsyningstilsynet.dk](mailto:hgo@forsyningstilsynet.dk)



Forsyningstilsynet

---

FORSYNINGSTILSYNET  
Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

Telefon 4171 5400  
[post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk)  
[www.forsyningstilsynet.dk](http://www.forsyningstilsynet.dk)



Forsyningstilsynet behandler dine personoplysninger med det formål at vejlede dig, besvare dine henvendelser eller som led i Forsyningstilsynets varetagelse af sine myndighedsopgaver. [Læs vores persondatapolitik.](#)