Energinet.dk
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato: xx.xxx.xxx

Forfatter:
HEP-LKB-TRM/HEP

SYSTEMYDELSER TIL LEVERING I DANMARK
UDBUDSBETINGELSER

Gældende fra xx. xxx 2025

INDHOLDSFORTEGNELSE

0. Indledning....3

1. Systemydelser....4
   1.1 Primær reserve, DK1 (FCR)....5
   1.2 Frekvensstyret normaldriftsreserve, DK2 (FCR-N)....9
   1.3 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D opregulering)....14
   1.4 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D nedregulering)....19
   1.5 Fast Frequency Reserve, DK2 (FFR)....24
   1.6 Sekundær reserve, DK1+DK2 (aFRR)....27
   1.7 Manuel reserve, DK1 + DK2 (mFRR)....31
   1.8 Systembærende egenskaber, DK1 og DK2....41

2. Kommercielle betingelser....43
   2.1 Betaling....43
   2.2 Misligholdelse....44
   2.3 Erstatning....44
   2.4 Force majeure....45
   2.5 Syn og skøn....45
   2.6 Mediation....45
   2.7 Voldgift og lovvalg....45
   2.8 Ændringer....46
   2.9 Offentliggørelse....46
   2.10 Myndighedsgodkendelse....46

3. Praktiske forhold omkring ydelserne....47
   3.1 Organisatoriske krav....47
   3.2 Meldepligt....47
   3.3 Prioritering af systemydelser....47
   3.4 Godkendelsesprocedure....47
   3.5 Afhjælpende tiltag til fremskaffelse af reaktiv reserve/spændingsregulering....47

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 balanceringstjenester 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 en forudsætning, at de anlæg og systemer, som skal levere systemydelserne, er godkendt af Energinet. Der gælder endvidere, at vindmøller og solceller (fluktuerende vedvarende energikilder) uden backup-faciliteter kan byde ind i de forskellige systemydelsesmarkeder, forudsat at de aktører, der håndterer disse energikilder i elmarkedet, kan fremstille en prognose i tilstrækkelig kvalitet samt en præcis beregning af baseline. Tilsvarende krav gælder også for porteføljer af forbrugsanlæg. Godkendelse af anlæg og systemer, herunder verifikation af prognoser mv., sker i henhold til "Prequalification of units and aggregated portfolios", dok.nr.: 13/80940-106. Dokumentet kan hentes på Energinets hjemmeside.

Anmodning om en "Hovedaftale om levering af systemydelser" eller "Aftale om levering af balanceringstjenester uden energileverancer" samt anmodning om godkendelse af anlæg mv. rettes til Energinet, afd. 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
- 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 opregulering
- Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, FCR-D nedregulering
- Frekvensstyret normaldriftsreserve, FCR-N
- Sekundær reserve, aFRR
- Manuelle reserver, mFRR
- Systembærende egenskaber.

1.1 Primær reserve, DK1 (FCR)

Ved frekvensafvigelser 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 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 2023 er behovet +/-23 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.

Aktuelt kan danske leverandører eksportere op til +/- 100 MW FCR over den jysk-tyske grænse.

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.

En forsinkelse på maksimalt to sekunder ved opstart af responsen er tilladt, men responsen skal efterfølgende ramme tilbage i det tilladelige område

Reguleringen skal kunne opretholdes i minimum 4 timer.

1.1.1.2 Krav til enheder med begrænset energibeholdning (LER)

Enheder eller grupper af enheder, der ikke kan levere fuld energileverance i fire sammenhængende timer, anses som enheder med begrænset energibeholdning (LER-anlæg).

For at sikre en kontinuerlig og stabil FCR-levering fra LER-anlæg/porteføljer stilles der flere krav, som i forbindelse med prækvalifikationen vil blive efterspurgt, herunder:

- LER-anlæg/porteføljer skal have godkendt et "Energy Management" system bestående af et system for normal tilstand (NEM) og et for alarmtilstand (AEM).
- LER-anlæg/porteføljer skal reservere som minimum 24 minutter af sin energibeholdning. De 24 minutter er baseret på 15 minutters fuld FCR-levering, overgang til energy management systemer og frekvensafvigelser inden systemet går i alarmtilstand.
- For at sikre råderum til energy management systemet, godkendes LER-anlæg/porteføljer til 80 % af mærkeydelsen.

Reduktionskravet i mærkeydelsen bortfalder, hvis der laves en løsning, hvor energy management systemet ikke påvirker LER-anlægget/porteføljens FCR mærkeydelse. Reduktionskravet vil ligeledes bortfalde, hvis porteføljesammensætningen indrettes således, at energileverancen kan tilvejebringes i fuldt omfang i fire sammenhængende timer eller hvis et anlæg godkendes med en størrelse, der kan sikre kontinuert levering over fire timer, eksempelvis et batteri med 1 MW op/afladning og med 4 MWh lagerkapacitet.

1.1.1.3 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 signalerne i minimum en uge.

1.1.1.4 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. Endelig kan en leverance sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør. 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.

1.1.2.1 Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes via internetplatformen www.Regelleistung.net.

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-timers blok.

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 Tilbagemelding til aktøren

Energinet giver kl. 08.30 en tilbagemelding 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 1.1.1.3.

Aktøren har efter henvendelse fra Energinet op til 5 hverdage til at levere den fornødne dokumentation, således Energinet kan validere leverancen.

1.2 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 2023 er Energinets andel 18 MW, mens Svenska kraftnäts andel er 240 MW.

1.2.1 Tekniske betingelser

1.2.1.1 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 levere 63% indenfor 60 sekunder og 95% indenfor 3 minutter.

En forsinkelse på maksimalt 2,5 sekunder ved opstart af responsen er tilladt, men responsen skal efterfølgende ramme tilbage i det tilladelige område.

Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt.

1.2.1.2 Krav til enheder med begrænset energibeholdning (LER)

Enheder eller grupper af enheder, der ikke kan levere fuld energileverance i fire sammenhængende timer, anses som enheder med begrænset energibeholdning (LER-anlæg).

For at sikre kontinuerlig og stabil FCR-N-levering fra LER-anlæg/porteføljer stilles der flere krav, som i forbindelse med prækvalifikationen vil blive efterspurgt, herunder:

- LER-anlæg/porteføljer skal have godkendt et ”Energy Management” system bestående af et system for normal tilstand (NEM) og et for alarmtilstand (AEM).
- LER-anlæg/porteføljer skal have en energibeholdning på minimum 1 time for at kunne klare længerevarende frekvensafvigelser.

- For at sikre råderum til energy management systemet, reserveres 20 % af LER-anlæggets/porteføljens mærkeydelse til dette formål. De 20 % må derfor ikke sælges på markedet.

Reduktionskravet i mærkeydelsen bortfalder, hvis porteføljesammensætningen indrettes således, at energileverancen kan tilvejebringes i fuldt omfang i fire sammenhængende timer eller hvis et anlæg godkendes med en størrelse, der kan sikre kontinuerlig levering over fire timer, eksempelvis et batteri med 1 MW op/afladningseffekt og med 4 MWh lagerkapacitet.

1.2.1.3 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.

1.2.1.4 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. 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.

1.2.2 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 opreguleringseffekt (ved underfrekvens) og nedreguleringseffekt (ved overfrekvens) til rådighed. Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (258 MW i 2023) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes tidligt, dagen før driftsdøgnet (D-1 early) og den resterende del indkøbes senere på dagen før driftsdøgnet (D-1 late).

Leverandøren kan indgive bud på timebasis eller blokbud. Blokbud, der indsendes på den tidlige auktion (D-1 early), kan have en varighed på op til seks timer. Blokbud, der indsendes på den sene auktion (D-1 late), kan have en varighed på op til tre timer. Aktøren fastlægger selv, hvilken time blokbuddet starter, dog skal blokbuddet afsluttes inden for driftsdøgnet.

1.2.2.1 Aktørens budgivning

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

Bud, der indmeldes til den tidlige auktion (D-1 early), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 00.30 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud til D-1 early auktionen indtil kl. 00.30. De bud, som Energinet har modtaget kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet, er bindende for aktøren.

Bud, der indmeldes til den sene auktion (D-1 late), skal senest indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til 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 late indtil kl. 18.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet, 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-1 early auktionen, er det muligt i D-1 late 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 0,1 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 buddet 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 buddet direkte videre til Svenska kraftnät.

1.2.2.2 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. Denne fremgangsmåde kan bevirke, at bud under marginalprisen kan blive sprunget over.

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.

1.2.2.3 Overførsel af leveringsforpligtelser til anden aktør

Såfremt en aktør inden kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet konstaterer, at han med sin portefølje ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse for kommende driftsdøgn, forventes det, at aktøren justerer sin leveringsforpligtelse via tilbagekøb i D-1 late auktionen, jf. afsnit 1.4.2.1.

Hvis aktøren først efter kl. 18 dagen før driftsdøgnet bliver klar over, at han ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse i selve driftsdøgnet, har aktøren to muligheder:

- Orientere Energinet om, at han ikke er leveringsdygtig. Energinet vil herefter iværksætte dækningskøb via Svenska kraftnät, og aktøren vil blive modregnet efter principperne i afsnit 1.4.2.4.
- Aktøren kan indgå aftale med en anden aktør om, at han overtager FCR-leveringerne – helt eller delvis.

Såfremt en aktør ønsker at overdrage sin FCR-leveringsforpligtelser - helt eller delvis - til en anden aktør, skal han sende en e-mail til kontrolcenterel@energinet.dk og angive "Overførsel af FCR-leveringsforpligtelse" i emnefeltet.

Beskeden skal gengive – time-for-time – hvilke mængder, der ønskes overført til anden aktør, og henvendelsen skal være ledsaget af en accept af overførslen fra den modtagende aktør.

Inden overdragelsen kan blive virksom, skal Energinet godkende overførslen, og der sker ved fremsendelse af e-mail til den anmodende aktør.

Overførsel af FCR-leveringsforpligtelser kan kun ske inden for eget budområde, og afregning af de aftalte FCR-ydelser vil fortsat ske til den aktør, som oprindeligt forpligtede sig til at levere FCR-ydelserne.

1.2.2.4 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud (marginalprisafregning).

Ved tilbagekøb af solgt kapacitet i D-1 early auktionen er omkostningen for tilbagekøbet lig med marginalprisen af det dyreste indkøbte bud fra enten D-1 early auktionen eller D-1 late auktionen.

Ved manglende leverance i selve driftsdøgnet bestemmes modregningsprisen som den største af marginalpriserne i enten D-1 early auktionen, D-1 late auktionen eller prisen for dækningskøb i selve driftsdøgnet.

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. Regulerkraftprisen for henholdsvis op- og nedregulering bestemmes som det uvægtede gennemsnit af de fire resulterende mFRR energiaktiveringspriser pr. kvarter i den relevante retning indenfor den pågældende time.

Leverancen af energi opgøres på basis af registreringer i Energinets SCADA-system som en integreret værdi af forventet aktiveret effekt pr. time. Den beregnede energi i relation til aktiveret FCR-N indgår i ubalanceafregningen per kvarter med ¼ af timeenergimængden.

1.2.2.5 Tilbagemelding til aktøren

For bud indgivet til auktionen D-1 kl. 00:30, giver Energinet senest kl. 06.30 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

For bud indgivet til auktionen D-1 kl. 18:00, giver Energinet kl. 19:00 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

Herudover offentliggør Energinet/Svenska kraftnät de samlede mængder, der er købt på henholdsvis D-1 early og D-1 late auktionen samt de tilhørende gennemsnitspriser.

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

1.2.2.6 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 havari – 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.

1.2.3 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 1.2.1.3.

Aktøren har efter henvendelse fra Energinet op til 5 hverdage til at levere den fornødne dokumentation, således Energinet kan validere leverancen.

1.3 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D opregulering)

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 FCR-D opregulering i samarbejde med Svenska Kraftnät gennem daglige auktioner. Behovet offentliggøres på Energinets hjemmeside. I 2023 er Energinets samlede andel 44 MW, og Svenska kraftnäts andel er 580 MW.

1.3.1 Tekniske betingelser

1.3.1.1 Respons og responshastighed

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve kan leveres i to variationer: Dynamisk og statisk.

Den dynamiske reserve skal kunne:

- Levere effekt omvendt lineær ved både aktivering og deaktivering med frekvens mellem 49,9 og 49,5 Hz
- Levere en respons indenfor 2,5 sekunder
- Levere 86% af responsen indenfor 7,5 sekunder
- Levere energi indenfor 7,5 sekunder svarende til 3,2 sekunder gange den solgte volumen

Den statiske reserve skal kunne:

- Levere effekt omvendt lineær aktivering med frekvens mellem 49,9 og 49,5 Hz
- Levere en respons indenfor 2,5 sekunder
- Levere 86% af responsen indenfor 7,5 sekunder
- Levere energi indenfor 7,5 sekunder svarende til 3,2 sekunder gange den solgte volumen
- Deaktivere inden for 15 minutter

1.3.1.2 Krav til enheder med begrænset energibeholdning (LER)

Enheder eller grupper af enheder, der ikke kan levere fuld energileverance i to sammenhængende timer, anses som enheder med begrænset energibeholdning (LER-anlæg).

For at sikre kontinuerlig og stabil FCR-D-levering fra LER-anlæg/porteføljer stilles der flere krav, som i forbindelse med prækvalifikationen vil blive efterspurgt, herunder:

- LER-anlæg/porteføljer skal have godkendt et ”Energy Management” system bestående af et system for normal tilstand (NEM) og et for alarmtilstand (AEM).

- LER-anlæg/porteføljer skal have en energibeholdning på minimum 20 minutter for at kunne klare længerevarende frekvensafvigelser.
- For at sikre råderum til energy management systemet, reserveres 20 % af LER-anlæggets/porteføljens mærkeydelse til dette formål. De 20 % må derfor ikke sælges på markedet.

Reduktionskravet i mærkeydelsen bortfalder, hvis porteføljesammensætningen indrettes således, at energileverancen kan tilvejebringes i fuldt omfang i to sammenhængende timer eller hvis et anlæg godkendes med en størrelse, der kan sikre kontinuerlig levering over to timer, f.eks. et batteri med 1 MW op/afladningseffekt og med 2 MWh lagerkapacitet.

1.3.1.3 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 frekvensafvigelser. Leverandøren skal lagre signalerne i minimum en uge.

1.3.1.4 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. Endelig kan en leverance sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

1.3.2 Dagligt indkøb af frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve

Energinet indkøber i samarbejde med Svenska kraftnät frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve som opreguleringseffekt. Energinets og Svenska kaftnäts samlede behov (624 MW i 2023) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes tidligt, dagen før driftsdøgnet (D-1 early), og den resterende del indkøbes senere på dagen før driftsdøgnet (D-1 late).

Leverandøren kan indgive bud på timebasis eller blokbud. Blokbud, der indsendes på den tidlige auktion (D-1 early), kan have en varighed på op til seks timer. Blokbud, der indsendes på den sene auktion (D-1 late), kan have en varighed på op til tre timer. Aktøren fastlægger selv, hvilken time blokbuddet starter, dog skal blokbuddet afsluttes indenfor driftsdøgnet.

1.3.2.1 Aktørens budgivning

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

Bud, der indmeldes til den tidlige auktion (D-1 early) skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 00.30 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-1 early indtil kl. 00.30. De bud, som Energinet har modtaget kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet, er bindende for aktøren.

Bud, der indmeldes til den sene auktion (D-1 late) skal senest indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til 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 late indtil kl. 18.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet, 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-1 early auktionen, er det muligt i D-1 late 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 0,1 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 buddet 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 buddet direkte videre til Svenska kraftnät.

1.3.2.2 Valg af bud

Buddene for frekvensstyret driftsforstyrelsesreserve 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. Denne fremgangsmåde kan bevirke, at bud under marginalprisen kan blive sprunget over.

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.

1.3.2.3 Overførsel af leveringsforpligtelser til en anden aktør

Såfremt en aktør inden kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet konstaterer, at han med sin portefølje ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse for kommende driftsdøgn, forventes det, at aktøren justerer sin leveringsforpligtelse via tilbagekøb i D-1 late auktionen, jf. afsnit 1.4.2.1.

Hvis aktøren først efter kl. 18 dagen før driftsdøgnet bliver klar over, at han ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse i selve driftsdøgnet, har aktøren to muligheder:

- Orientere Energinet om, at han ikke er leveringsdygtig. Energinet vil herefter iværksætte dækningskøb via Svenska kraftnät, og aktøren vil blive modregnet efter principperne i afsnit 1.5.2.4.
- Aktøren kan indgå aftale med en anden aktør om, at han overtager FCR-leveringerne – helt eller delvis.

Såfremt en aktør ønsker at overdrage sin FCR-leveringsforpligtelser - helt eller delvis - til en anden aktør, skal han sende en e-mail til kontrolcenterel@energinet.dk og angive "Overførsel af FCR-leveringsforpligtelse" i emnefeltet.

Beskeden skal gengive – time-for-time – hvilke mængder, der ønskes overført til anden aktør, og henvendelsen skal være ledsaget af en accept af overførslen fra den modtagende aktør.

Inden overdragelsen kan blive virksom, skal Energinet godkende overførslen, og der sker ved fremsendelse af e-mail til den anmodende aktør.

Overførsel af FCR-leveringsforpligtelser kan kun ske inden for eget budområde, og afregning af de aftalte FCR-ydelser vil fortsat ske til den aktør, som oprindeligt forpligtede sig til at levere FCR-ydelserne.

1.3.2.4 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud (marginalprisafregning).

Ved tilbagekøb af solgt kapacitet i D-1 early auktionen er omkostningen for tilbagekøbet lig med marginalprisen af det dyreste indkøbte bud fra enten D-1 early auktionen eller D-1 late auktionen.

Ved manglende leverance i selve driftsdøgnet bestemmes modregningsprisen som den største af marginalpriserne i enten D-1 early auktionen, D-1 late auktionen eller prisen for dækningskøb i selve driftsdøgnet.

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.

1.3.2.5 Tilbagemelding til aktøren

For bud indgivet til auktionen D-1, kl. 00:30, giver Energinet senest kl. 06.30 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

For bud indgivet til auktionen D-1, kl. 18:00, giver Energinet kl. 19.00 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

Herudover offentliggør Energinet/Svenska kraftnät de samlede mængder, der er købt på henholdsvis D-1 early og D-1 late auktionen samt de tilhørende gennemsnitspriser.

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

1.3.2.6 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 havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

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.

1.3.3 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 1.3.1.3.

Aktøren har efter henvendelse fra Energinet op til 5 hverdage til at levere den fornødne dokumentation, således Energinet kan validere leverancen.

1.4 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, DK2 (FCR-D nedregulering)

Ved større driftsforstyrrelser er frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve en hurtig reserve, som er med til at regulere frekvensen ved store frekvensstigninger som følge af udfald af store transmissionslinjer.

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve er en automatisk nedreguleringsreserve, som leveres af produktions- eller forbrugsanlæg, der via reguleringsudstyr reagerer på systemets frekvens. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensstigning på 50,1 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 2023 er Energinets samlede andel 43 MW, mens Svenska kraftnäts andel pt. udgør 275 MW.

1.4.1 Tekniske betingelser

1.4.1.1 Respons og responshastighed

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve kan leveres i to variationer: Dynamisk og statisk.

Den dynamiske reserve skal kunne:

- Levere effekt omvendt lineær ved både aktivering og deaktivering med frekvens mellem 50,1 og 50,5 Hz
- Levere en respons indenfor 2,5 sekunder
- Levere 86% af responsen indenfor 7,5 sekunder
- Levere energi indenfor 7,5 sekunder svarende til 3,2 sekunder gange den solgte volumen

Den statiske reserve skal kunne:

- Levere effekt omvendt lineær aktivering med frekvens mellem 50,1 og 50,5 Hz
- Levere en respons indenfor 2,5 sekunder
- Levere 86% af responsen indenfor 7,5 sekunder
- Levere energi indenfor 7,5 sekunder svarende til 3,2 sekunder gange den solgte volumen
- Deaktivere inden for 15 minutter

1.4.1.2 Krav til enheder med begrænset energibeholdning (LER)

Enheder eller grupper af enheder, der ikke kan levere fuld energileverance i to sammenhængende timer, anses som enheder med begrænset energibeholdning (LER-anlæg).

For at sikre kontinuerlig og stabil FCR-D-levering fra LER-anlæg/porteføljer stilles der flere krav, som i forbindelse med prækvalifikationen vil blive efterspurgt, herunder:

- LER-anlæg/porteføljer skal have godkendt et ”Energy Management” system bestående af et system for normal tilstand (NEM) og et for alarmtilstand (AEM).

- LER-anlæg/porteføljer skal som minimum have en energibeholdning på minimum 20 minutter for at kunne klare længerevarende frekvensafvigelser.
- For at sikre råderum til energy management systemet, reserveres 20 % af LER-anlæggets/porteføljens mærkeydelse til dette formål. De 20 % må derfor ikke sælges på markedet.

Reduktionskravet i mærkeydelsen bortfalder, hvis porteføljesammensætningen indrettes således, at energileverancen kan tilvejebringes i fuldt omfang i to sammenhængende timer eller hvis et anlæg godkendes med en størrelse, der kan sikre kontinuerlig levering over to timer, f.eks. et batteri med 1 MW op/afladningseffekt og med 2 MWh lagerkapacitet.

1.4.1.3 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 frekvensafvigelser. Leverandøren skal lagre signalerne i minimum en uge.

1.4.1.4 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. Endelig kan en leverance sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

1.4.2 Dagligt indkøb af frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve

Energinet indkøber i samarbejde med Svenska kraftnät FCR-D nedregulering. Energinets og Svenska kaftnäts samlede behov (318 MW i 3. kvartal 2023) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes tidligt dagen før driftsdøgnet (D-1 early), og den resterende del indkøbes sener på dagen før driftsdøgnet (D-1 late).

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

1.4.2.1 Aktørens budgivning

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

Bud, der indmeldes til den tidlige auktion (D-1 early) skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til Energinets automatiske registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 00.30 afvises, medmindre andet oplyses pr. e-mail til alle deltagende aktører.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud for D-1 early indtil kl. 00.30. De bud, som Energinet har modtaget kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet, er bindende for aktøren.

Bud, der indmeldes til den sene auktion (D-1 late) skal senest indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen måles i relation til 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 late indtil kl. 18.00. De bud, som Energinet har modtaget kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet, 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-1 early auktionen, er det muligt i D-1 late 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 0,1 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 buddet 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 buddet direkte videre til Svenska kraftnät.

1.4.2.2 Valg af bud

Buddene for frekvensstyret driftsforsyrelsesreserve 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. Denne fremgangsmåde kan bevirke, at bud under marginalprisen bliver sprunget over.

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.

1.4.2.3 Overførsel af leveringsforpligtelser til en anden aktør

Såfremt en aktør inden kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet konstaterer, at han med sin portefølje ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse for kommende driftsdøgn, forventes det, at aktøren justerer sin leveringsforpligtelse via tilbagekøb i D-1 late auktionen, jf. afsnit 1.4.2.1.

Hvis aktøren først efter kl. 18 dagen før driftsdøgnet bliver klar over, at han ikke vil være i stand til at levere den aftalte FCR-ydelse i selve driftsdøgnet, har aktøren to muligheder:

- Orientere Energinet om, at han ikke er leveringsdygtig. Energinet vil herefter iværksætte dækningskøb via Svenska kraftnät, og aktøren vil blive modregnet efter principperne i afsnit 1.6.2.4.
- Aktøren kan indgå aftale med en anden aktør om, at han overtager FCR-leveringerne – helt eller delvis.

Såfremt en aktør ønsker at overdrage sin FCR-leveringsforpligtelser - helt eller delvis - til en anden aktør, skal han sende en e-mail til kontrolcenterel@energinet.dk og angive "Overførsel af FCR-leveringsforpligtelse" i emnefeltet.

Beskeden skal gengive – time-for-time – hvilke mængder, der ønskes overført til anden aktør, og henvendelsen skal være ledsaget af en accept af overførslen fra den modtagende aktør.

Inden overdragelsen kan blive virksom, skal Energinet godkende overførslen, og der sker ved fremsendelse af e-mail til den anmodende aktør.

Overførsel af FCR-leveringsforpligtelser kan kun ske inden for eget budområde, og afregning af de aftalte FCR-ydelser vil fortsat ske til den aktør, som oprindeligt forpligtede sig til at levere FCR-ydelserne.

1.4.2.4 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud for nedregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud (marginalprisafregning).

Ved tilbagekøb af solgt kapacitet i D-1 early auktionen er omkostningen for tilbagekøbet lig med marginalprisen af det dyreste indkøbte bud fra enten D-1 early auktionen eller D-1 late auktionen.

Ved manglende leverance i selve driftsdøgnet bestemmes modregningsprisen som den største af marginalpriserne i enten D-1 early auktionen, D-1 late auktionen eller prisen for dækningskøb i selve driftsdøgnet.

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.

1.4.2.5 Tilbagemelding til aktøren

For bud indgivet til auktionen D-1, kl. 00:30 ,giver Energinet senest kl. 06.30 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

For bud indgivet til auktionen D-1, kl. 18:00, giver Energinet kl. 19.00 dagen før driftsdøgnet en tilbagemelding til aktøren om, hvilke bud Energinet/Svenska kraftnät har accepteret.

Herudover offentliggør Energinet/Svenska kraftnät de samlede mængder, der er købt på henholdsvis D-1 early og D-1 late auktionen samt de tilhørende gennemsnitspriser.

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

1.4.2.6 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 havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3.

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.

1.4.3 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 1.3.1.3.

Aktøren har efter henvendelse fra Energinet op til 5 hverdage til at levere den fornødne dokumentation, således Energinet kan validere leverancen.

1.5 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 inerti, 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.

1.5.1 Tekniske betingelser

1.5.1.1 Respons og responshastighed

FFR skal aktiveres og leveres ved en underfrekvens 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 skal være retableret 15 minutter efter aktivering.

1.5.1.2 Målenøjagtighed

Målenøjagtigheden af frekvensmåling til FFR 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.

1.5.1.3 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 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.

1.5.2 Dagligt indkøb af FFR

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

1.5.2.1 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. Prisen angiver den pris pr. MW pr. time, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde.

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.

1.5.2.2 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 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.

1.5.2.3 Prisfastsættelse og betaling

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

I tilfælde af, at der kun er modtaget bud fra én virksomhed, overgår prissætningen til reguleret pris, jf. afsnit 2.1.1.

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

1.5.2.4 Tilbagemelding til aktøren

Energinet giver kl.15.30 en tilbagemelding 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.

1.5.2.5 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.

1.5.3 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 1.1.1.3.

1.6 Sekundær reserve, DK1+DK2 (aFRR)

Sekundærreserven, aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserves) benyttes til at regulere frekvensen 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 indebærer, at op- og nedreguleringsreserver indkøbes som separate produkter.

I DK1 indkøbes der på et lokalt DK1 marked.

I DK2 indkøbes der på et fællesnordisk marked.

1.6.1 Tekniske betingelser

1.6.1.1 Respons og responshastighed

Den tilbudte mængde reserve skal kunne leveres inden for 5 minutter.

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 reguleringssignalet sendes til et specifikt anlæg i den balanceansvarlige aktørs portefølje, men Energinet udsender kun ét reguleringssignal pr. balanceansvarlig aktør, som dækker aktørens samlede forpligtelser.

1.6.1.2 Information/data

Hver enkelt produktions- eller forbrugsenhed, som leverer eller indgår i levering af aFRR reserver, skal informationsteknisk tilsluttes Energinets KontrolCenter i Erritsø.

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

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

1.6.1.3 Ved sammensat leverance

En leverance kan sammensættes fra flere forbrugs- eller produktionsenheder 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 og skal opfylde følgende forudsætninger:

- Balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne skal være placeret hos samme balanceansvarlige aktør.
- Den balanceansvarlige aktør indgiver bud til aFRR auktionen med angivelse af, at der er tale om en sammensat ydelse.

- Energinet sender fortsat kun ét reguleringssignal 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 "Prequalification of units and aggregated portfolios", dok.nr.: 13/80940-106. Dokumentet kan hentes fra Energinets hjemmeside.

1.6.2 Indkøb af sekundær reserve

Energinet offentliggør det forventede aFRR-reservebehov, angivet som MW, løbende fra auktionsåbningstidspunktet og med bindende behov senest 2 timer før auktionen slutter. Behovet publiceres gennem Nordisk MMS.

1.6.2.1 Indkøbte mængder i DK1

Energinets behov i DK1 er som udgangspunkt fastsat ud fra anbefalingerne i ENTSO-E RG Continental Europe. Mængden indkøbes gennem Nordic MMS på timeniveau med særskilt auktion
for op- og nedregulering.

1.6.2.2 Indkøbte mængder i DK2

Energinets behov i DK2 er som udgangspunkt baseret på løbende vurdering af alle de nordiske TSO'er. Mængden indkøbes gennem Nordic MMS på timeniveau med særskilt auktion for op- og nedregulering. Yderligere beskrivelse af den nordiske platform kan findes under www.nordicbalancingmodel.net.

1.6.2.3 Aktørens budgivning

Bud til daglige aFRR-kapacitetsauktioner indsendes ved hjælp af ECP til Nordic MMS med tidligst indsendelse af bud 7 dage før driftsdøgnet og senest kl. 7:30 dagen før driftsdøgnet.

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud frem til kl. 07:30 dagen før driftsdøgnet. Herefter er buddene bindende.

Buddene angives time for time i driftsdøgnet med angivelse af reguleringsretning og uden decimaler. Bud kan angives som delelige eller udelelige, hvilket afgør, om et bud må deles eller skal accepteres i sin helhed. Udelelige bud har en maksimal budstørrelse på 50 MW. Endvidere kan aktøren anvende blokbud og budkurver.

Den aggregeret budmængde ikke må overstige den prækvalificeret mængde godkendt af Energinet. Minimumbudstørrelsen er 1 MW.

1.6.2.4 Energinets valg af bud

Buddene udvælges med henblik på at minimere de samfundsøkonomiske leveringsomkostninger. Det vil sige, at op- og nedreguleringsbuddene udvælges for at minimere summen af alle accepterede bud værdiansat ud fra de enkelte budomkostninger, herunder omkostninger ved at reservere transmissionskapacitet på tværs af budzoner. Optimeringen finder sted i en algoritme ved Nordic MMS, og fremgangsmåden kan indebære, at bud bliver sprunget over for at minimere de samfundsøkonomiske omkostninger.

1.6.2.5 Prisfastsættelse og betaling

Alle accepterede bud modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud for budområdet.

Leverancen af energi fra aktiveret aFRR fastsættes af den fælleseuropæiske PICASSO-platform. Prisfastsættelsen i PICASSO er beskrevet i "Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process".

1.6.2.6 Tilbagemelding til aktøren

Auktionsresultatet publiceres af Nordisk MMS senest kl. 9:20 dagen før driftsdøgnet, hvor aktører, der har indgivet bud, vil få en notifikation herom af Nordic MMS.

1.6.2.7 Aktørens forpligtelser

Aktøren skal efterfølgende indsende energiaktiveringsbud for hele den kapacitet, der opnår rådighedsbetaling. Forpligtelsen gælder alene i de timer, hvor aktøren modtager rådighedsbetaling. Aktøren er velkommen til at indsende frivillige bud på aktivering ud over den kapacitet, der modtager rådighedsbetaling

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 havari – ikke er til rådighed, jf. afsnit 2.2 og 2.3

Ved hændelser, som medfører, at et anlæg ikke kan levere aFRR, 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.

1.6.3 Hvordan kontrolleres ydelserne

Kapacitetsydelserne kontrolleres ved stikprøve. Kontrollen vil bestå i, at Energinet undersøger om den indkøbte kapacitet er til rådighed som bud på PICASSO-platformen.

1.6.4 Ekstra indkøb af sekundær reserver

I tilfælde af, at Energinet har behov for at købe flere aFRR reserver end dem, der er indkøbt om formiddagen, vil Energinet afvikle en ekstra auktion om eftermiddagen. Auktionen er tilsvarende den auktion, der køres om formiddagen, dog sker udveksling af bud på separate bud-ID'er, der er knyttet til denne auktion, og tidsfristerne som nævnt i afsnit 1.6.2, 1.6.2.3 og 1.6.2.6 er ændret til de tidspunkter der fremgår af dette afsnit.

Eventuelt ekstra auktioner afholdes kun i den budzone, hvor der vurderes at være behov for yderligere aFRR-kapacitet, og der foretages ikke reservation af kapacitet mellem budzoner.

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

- *Senest kl. 15.30 udmeldes behovet for ekstra indkøb af aFRR reserver direkte til aktørerne via Nordic MMS.*
- *Senest kl. 16.00 skal aktørernes bud være indsendt til og modtaget af Nordic MMS.*
- *Senest kl. 16.30 har Nordic MMS gennemført auktionen og sendt resultatet til aktørerne.*

Med 3 måneders varsel kan Energinet ændre antallet af ekstraauktioner. Ændringer varsles via Energinets hjemmeside på samme måde som ændring af tidsfrister for afvikling af auktioner, jf. herved pkt. 1.6.5

1.6.5 Ændring af tidspunkter for gennemførelse af auktioner

Med 3 måneders varsel kan Energinet ændre tidspunktet for ekstraauktioner med +/- 1 time. Ændringer varsles via Energinets hjemmeside.

1.7 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. 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 op til 200 MW på månedsauktioner og resten af behovet på dagsauktioner.

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

1.7.1 Betingelser for dagsauktionen

1.7.1.1 Respons og responshastighed

Den manuelle reserve skal være fuldt leveret 12,5 minutter efter aktivering.

1.7.1.2 Aktivering

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

1.7.1.3 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.

1.7.1.4 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. Endelig kan en leverance sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør. Et system til en sådan sammensætning skal verificeres over for Energinet.

1.7.2 Dagligt indkøb af manuel reserve

Energinet indkøber manuel reserve på daglige auktioner i DK1 og DK2 opdelt på to produkter, hhv. opreguleringseffekt og nedreguleringseffekt. Der afholdes auktion en gang dagligt for hver af timerne i det kommende døgn, jf. dog afsnit 1.7.2.9 og 1.7.3.

Reservebehovet vurderes på baggrund af en dynamisk model baseret på prognoser for kommende driftsdøgn for at sikre et reserveindkøb, der matcher det aktuelle behov i elsystemet time for time.

Energinet offentliggør det forventede reservebehov, angivet i MW pr. time, to timer før budindmeldingsfristen. Energinet kan ændre reservebehovet frem til fristen for indmelding af bud (D-1, kl. 07:30).

Under bestemte vilkår vil en særlig optimeringsmetode blive taget i anvendelse, som integrerer behovene i de to områder. Optimeringsmetoden har til formål at minimere Energinets samlede omkostninger til indkøb af manuelle reserver i DK1 og DK2.

Metoden kun vil blive initieret for det kommende driftsdøgn, hvis en eller flere af nedenstående tre betingelser er opfyldt:

- Der foreligger oplysning om, at Kyndbyværkets blok 22 ikke vil være fuldt tilgængelig i det kommende driftsdøgn.
- Restkapaciteten i DK2-auktionen for indeværende døgn har været mindre end 50 MW i en eller flere timer.
- Forskellen i marginalpris mellem DK1- og DK2-auktionen for indeværende døgn uden anvendelse af proceduren ville være blevet 500 kr/MWh eller mere.

Der er yderligere nogle betingelser, der skal være opfyldt for at proceduren kan iværksættes:

- Importkapaciteten på Øresundsforbindelsen skal minimum være 650 MW.
- Der må ikke være enkeltskinnedrift i 400 kV station Bjæverskov[1].
- Prognosen for flow på Storebælt skal efterlade ledig kapacitet i østgående retning (dvs. fra DK1 til DK2), og kun i de timer, hvor dette er tilfældet, vil proceduren blive gennemført. Den maksimale udveksling af mFRR-reserver vil under alle omstændigheder være begrænset til 200 MW.

1.7.2.1 Aktørens budgivning

Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes til den nordiske platform Fifty Nordic MMS via ECP eller via Fifty Nordic MMS web user interface. Kommunikationen med Fifty Nordic MMS er nærmere beskrevet i ”Implementation Guide mFRR capacity market – BSP”[2]

Bud kan indsendes i en periode startende fra midnat, syv dage før driftsdøgnet. Deadline for indsendelse af bud er kl. 07:30 dagen før driftsdøgnet. Tidsfristen refererer til Fifty Nordic MMS’s automatisk registrering af tidspunkt for modtagelse. Bud modtaget efter kl. 07:30, gældende for kommende driftsdøgn, afvises.

[1] I tilfælde af enkeltskinnedrift vil dette være oplyse i form af UMM.

[2] Implementation Guide kan hentes fra: https://nordicbalancingmodel.net/implementation-guides/

Aktøren kan ændre allerede fremsendte bud indtil kl. 7.30. De bud, som Fifty Nordic MMs har modtaget kl. 7.30, 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 1 MW. Aktøren skal angive, om bud er delelige eller udelelige. Bud anses for delelige med mindre, at aktøren har angivet, at de er udelelige. For delelige bud er maksimumsstørrelsen 999 MW, og for udelelige bud er maksimumsstørrelsen 50 MW. Bud skal altid angives i hele MW og i trin af 1 MW. Prisen angives i DKK/MW eller EUR/MW med to decimaler.

Bud skal indsendes med geografisk information (geotag). Bud uden geotag vil blive afvist. Geotags er defineret ud fra de i buddet bagvedliggende anlægs stationstilknytning. Såfremt et bud består af flere anlæg med forskellig geografisk lokation, er det muligt at anvende et geotag, der aggregerer flere stationer. En liste over anvendte geotags kan findes på Energinets hjemmeside her: Geo-tags på mFRR-kapacitetsmarkedet.

Buddene angives på samme måde for op- og nedregulering, idet der skelnes mellem op- og nedregulering ved hjælp af en retningstypekode (”flow direction”). Både mængde og pris skal således altid angives med positivt fortegn.

I tilfælde af, at der ikke er bud nok til at dække behovet i den enkelte budzone, kan Energinet beslutte at forlænge fristen for handel med mFRR kapacitet, eller genåbne auktionen. Forlænges fristen for handel med mFRR kapacitet skal bud indsendes, så de er modtaget i Fifty Nordic MMS senest kl. 8.00 dagen før driftsdøgnet. Genåbnes auktionen vil dette ske kl. 8.15 dagen før driftsdøgnet, med ny frist for indmelding af bud senest kl. 8.30 dagen før driftsdøgnet. I begge tilfælde vil Energinet melde dette ud til markedsaktørerne.

1.7.2.2 Budstrukturer

Muligheden for at koble bud er beskrevet nærmere i ”Implementation Guide mFRR capacity market – BSP”.

De forskellige budkoblinger der er tilladt, er følgende:

i. Simple bud: Kombinationer af pris/volumen pr. time, der kan vælges uafhængigt af hinanden.
ii. Blokbud: Bud med samme volumen, retning og pris, der er gældende i et antal på hinanden følgende timer. Dette betyder, at alle timer enten accepteres eller afvises samlet. Blokbud kan være delelige, men samme volumen skal vælges for alle timer ved accept.
iii. Gensidigt eksklusive budgrupper: Bud for samme time i samme retning kan angives i en eksklusiv budgruppe, så der kun kan vælges ét bud per time fra denne gruppe.
iv. Eksklusive budgrupper på tværs af markeder: Kapacitetsbud mellem markeder kan kobles, så hvis buddet accepteres på det ene kapacitetsmarked, vil buddet automatisk blive fjernet fra det andet kapacitetsmarked, og kan således ikke vælges dér i samme time. Der skal angives bud på hvert marked, og der er særskilt prissætning på

kapacitetsmarkederne. Markederne cleares i en bestemt clearingrækkefølge (aFRR kapacitetsmarkedet cleares før mFRR kapacitetsmarkedet).

Der er begrænsninger på kombinationen af budtyper. Følgende bud kan ikke kombineres:

- Blokbud og Gensidigt eksklusive budgrupper
- Blokbud og Eksklusive budgrupper på tværs af markeder

1.7.2.3 Udveksling af kapacitet i det trilaterale marked (Danmark, Sverige og Finland)

Energinet kan reservere op til 10 % af kapaciteten imellem budzonerne i det trilaterale marked. I tilfælde af, at der ikke er bud nok til at dække behovet i hhv. DK1 eller DK2, kan størrelsen på kapacitetsudvekslingen hæves fra 10 % til maksimalt 20 %.

Vurderingen af, om der kan foretages en reservation, følger metoden i 'Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR'.

Den samfundsøkonomiske vurdering af, om der skal foretages en reservation på forbindelserne imellem budzonerne, sker time-for-time, på baggrund af de indmeldte bud for mFRR-kapacitet og en prognose for spotpriserne i de involverede budzoner.

1.7.2.4 Energinets valg af bud

Bududvælgelsen sker ved minimering af de samlede leveringsomkostninger. Fifty Nordic MMS anvender en algoritme, der optimerer udvælgelsen af mFRR buddene i DK1 og DK2 under hensyntagen til den tilgængelige, reserverede kapacitet mellem budzonerne i det trilaterale marked. Bud kan springes over, hvis de samlede leveringsomkostninger herved minimeres. Der er ingen fastsat grænse for størrelsen på bud, der kan springes over.

De relevante inputs til optimeringsalgoritmen er:

- mFRR behovet i hhv. DK1 og DK2 budzone i hver time, og
- Indsendte bud i hhv. DK1 og DK2, samt det trilaterale marked sorteret efter pris.

Algoritmen minimerer de samlede leveringsomkostninger i følgende objektfunktion:

$$\sum_d \sum_t \sum_i (budpris_i \times budvolumen_i \times bududvælgelse_i)_{td}$$

Hvor:

- t angiver timen
- d angiver retningen
- $Budpris_i$ angiver mFRR budprisen for mFRR bud i;
- Budvolumen angiver buddet størrelse for mFRR bud i;
- Bududvælgelse angiver en dummy variable, der beskriver om mFRR buddet er accepteret eller ej (antager værdien 0 eller 1).

Output fra optimeringsalgoritmen er:

- Accepterede mFRR kapacitetsbud for hhv. DK1 og DK2 (mængde og pris)
- Størrelsen på kapacitetsudvekslingen mellem budzonerne i det trilaterale marked.

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.

I tilfælde af, at den særlige optimeringsmetode skal i anvendelse, benyttes ovenstående bud-udvælgelsesproces på bud i dagsauktionen fra DK1 og DK2 samlet ud fra et hensyn om at minimere Energinets samlede omkostninger til indkøb af mFRR i DK1 og DK2 under betingelse af, at der maksimalt kan udveksles 200 MW fra DK1 til DK2.

1.7.2.5 Prisfastsættelse

mFRR kapacitet afregnes til marginalpris (pay-as-cleared) i hver time for hver budzone, bestemt af den højeste accepterede budpris. Der fastsættes dermed én marginalpris for DK1, og én marginalpris for DK2, for hver time. Hvis der ikke er en flaskehals mellem DK1 og DK2, vil marginalprisen i de to områder være ens. Det kan forekomme, at bud med en budpris under marginalprisen ikke kan accepteres, hvis accepten af dette bud vil øge de samlede leveringsomkostninger.

Blokbud kan normalt ikke sætte prisen, men kan medføre, at der fastsættes en højere pris for én eller flere timer, således at blokbuddet bliver rentabelt i sin helhed. Den samlede betaling af markedsprisen for hele blokken skal være lig med eller større end det beløb, der ville være blevet betalt for det accepterede volumen til budprisen.

I tilfælde af, at der kun er modtaget bud fra én virksomhed, overgår prissætningen til reguleret pris, jf. afsnit 2.1.1.

1.7.2.6 Tilbagemelding til aktøren

Resultatet af auktionen publiceres senest kl. 08:10 dagen før driftsdøgnet. Resultatet publiceres hos Fifty Nordic MMS, NUCS og direkte via ECP-kommunikation til de deltagende aktører.

I tilfælde af, at den særlige optimeringsprocedure har været bragt i anvendelse, vil aktørerne blive informeret om, hvilken flowprognose, der udgjorde grundlaget, behovet i MW pr. time pr. landsdel før proceduren blev sat ind samt det faktiske indkøb i MW pr. time pr. landsdel efter at proceduren har været effektueret. Denne information vil blive bragt på Energinets hjemmeside.

1.7.2.6.1 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.

1.7.2.7 Betaling for energimængder

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

1.7.2.8 Hvordan kontrolleres ydelserne

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

Ved reguleringer på forbrugsanlæg og fluktuerende vedvarende energikilder skal der for disse foreligge en køreplan.

1.7.2.9 Ekstra indkøb af manuelle reserver

I tilfælde af, at Energinet har behov for at købe flere mFRR reserver end dem, der er indkøbt om formiddagen, vil Energinet afvikle en ekstra auktion om eftermiddagen. Auktionen er tilsvarende den auktion, der køres om formiddagen, dog sker udveksling af bud på separate bud-ID'er, der er knyttet til denne auktion, og tidsfristerne som nævnt i afsnit 1.7.2, 1.7.2.1 og 1.7.2.6 er ændret til de tidspunkter der fremgår af dette afsnit.

Eventuelt ekstra auktioner afholdes kun i den budzone, hvor der vurderes at være behov for yderligere mFRR-kapacitet, og der foretages ikke reservation af kapacitet mellem budzoner.

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

- *Senest kl. 15.30 udmeldes behovet for ekstra indkøb af mFRR reserver direkte til aktørerne via Nordic MMS.*
- *Senest kl. 16.00 skal aktørernes bud være indsendt til og modtaget af Nordic MMS.*
- *Senest kl. 16.30 har Nordic MMS gennemført auktionen og sendt resultatet til aktørerne.*

~~I tilfælde af, at Energinet har behov for at købe flere manuelle reserver end dem, der er indkøbt om formiddagen, vil Energinet afvikle en ekstra auktion om eftermiddagen. Auktionen er tilsvarende den auktion, der køres om formiddagen, dog sker udveksling af bud på separate bud-ID'er, der er knyttet til denne auktion.~~

~~Eventuelt ekstra auktioner afholdes kun i den budzone, hvor der vurderes at være behov for yderligere mFFF-kapacitet, og der foretages ikke reservation af kapacitet mellem budzoner.~~

~~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 Fifty Nordic MMS modtage bud fra aktørerne.~~
- ~~Senest kl. 15.30 har Fofty Nordic MMS kørt auktionen og sendt resultatet til aktørerne.~~

Med 3 måneders varsel kan Energinet ændre antallet af ekstraauktioner. Ændringer varsles via Energinets hjemmeside på samme måde som ændring af tidsfrister for afvikling af auktioner, jf. herved pkt. 1.7.2.10

1.7.2.10 Ændring af tidspunkter for gennemførelse af auktioner

Med 3 måneders varsel kan Energinet ændre tidspunktet for ekstraauktioner med +/- 1 time. Ændringer varsles via Energinets hjemmeside.

1.7.3 Betingelser for månedsauktionen

1.7.3.1 Respons og responshastighed

I månedsauktionen indkøber Energinet op til 200 MW med en responstid på mellem 12,5 og 90 minutter.

1.7.3.2 Aktivering

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

1.7.3.3 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.

1.7.3.4 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. Endelig kan en leverance sammensættes af en blanding af forbrugs- og produktionsenheder, hvis balanceansvaret for forbrugs- og produktionsenhederne er placeret hos samme balanceansvarlige aktør.

1.7.3.5 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 indkøber maksimalt 200 MW på månedsmarkedet. Det anslåede indkøbsbehov på 200 MW kan nedjusteres, såfremt det vurderes, at kapaciteten forventeligt kan fremskaffes

mere økonomisk optimalt i den daglige auktion for manuelle reserver. Denne vurdering er baseret på en indikativ pris.

Den indikative pris er udtryk for en prisbestemt elastisk efterspørgsel, hvor Energinet fastsætter en maksimalpris pr. MW. For den indikative pris gælder at:

- Prisen fastsættes ud fra de forventede alternativomkostninger for månedsmarkedet.
- Alternativet til månedsmarkedet er indkøb af manuelle reserver i dagsmarkedet.
- Den indikative pris må ikke udgøre et prisloft for kapacitet.
- Den volumen, der ikke indkøbes på månedsmarkedet, skal indkøbes på det daglige marked for manuelle reserver.
- Der fastsættes en indikativ pris for hver måned
-

Energinet offentliggør den indikative pris på sin hjemmeside efter månedens afslutning.

1.7.3.5.1 Aktørens budgivning

Bud til den månedlige kapacitetsauktion indsendes til Energinet via e-mail til mfrr@energinet.dk i fast tilbudsskabelon.

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.

1.7.3.5.2 Energinets valg af bud

Energinet sorterer buddene efter prisen pr. MW og udvælger buddene i prisrækkefølge indtil behovet er dækket eller indtil prisen pr. MW overstiger den indikative pris.

Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke. Det vil sige, at alle bud betragtes om udelelige, og ingen bud vil blive sprunget over.

Energinet indkøber maksimalt 200 MW i månedsauktionen. Det betyder, at såfremt et bud medfører, at indkøbet overstiger 200 MW, fravælges de dyreste bud indtil indkøbet maksimalt udgør 200 MW.

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 indkøbes den resterende mængde i dagsauktionen.

1.7.3.5.3 Prisfastsættelse

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

I tilfælde af, at der kun er modtaget bud fra én virksomhed, overgår prissætningen til reguleret pris, jf. afsnit 2.1.1.

1.7.3.5.4 Tilbagemelding til aktøren

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

1.7.3.5.5 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, skal den balanceansvarlige aktør tage stilling til, om 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. Den balanceansvarlige aktør skal underrette Energinet om eventuelt bortfald af ydelsen senest 30 minutter efter at hændelsen er opstået.

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.

For så vidt angår øvrige mangler i leverancerne, som ikke kan henføres til et specifikt, fejlramt anlæg, fastsættes modregningsprisen pr. time til annullering af rådighedsbetalingen som det

vægtede gennemsnit af marginalprisen i månedsauktionen og marginalprisen i dagsauktionen. Som vægte indgår aktørens forpligtelser i de to auktioner i den pågældende time.

1.7.3.5.6 Betaling for energimængder

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

1.7.3.5.7 Aktørens planlægning

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

1.7.3.6 Hvordan kontrolleres ydelserne

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

Ved reguleringer på forbrugsanlæg og *fluktuerende vedvarende energikilder* skal der for disse foreligge en køreplan.

1.8 Systembærende egenskaber, DK1 og DK2

Systembærende egenskaber består i hovedsagen af kortslutningseffekt, inerti, 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 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, hvormed aktørerne skal kunne afgive bud.

Tvangskørsel (afhjælpende tiltag) vil blive afregnet efter metoden for cost plus. 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.

1.8.2 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.

1.9.2.1 Tildelingskriterium

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

1.8.3 Tilbud på måneds- og ugeniveau eller på opfordring

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

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
7000 Fredericia
E-mail: kontrolcenterel@energinet.dk

1.8.4 Prisfastsættelse

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

I tilfælde af, at der kun er modtaget bud fra én virksomhed, overgår prissætningen til reguleret pris, jf. afsnit 2.1.1.

Energinet vil fremsende bestilling på ydelserne i form af en indkøbsordre.

I tilfælde af, at der foretages afhjælpende tiltag, vil prissætning ske til cost plus, jf. afsnit 2.1.2.

1.8.5 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 nettariffer m.m. for energileverancer, afholdes alene af leverandøren.

Betaling for ydelserne købt på dagsauktion (fast frequency reserve, primær reserve, frekvensstyret normaldriftsreserve, frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, sekundær reserve i DK2 og manuel reserve i DK1 og DK2) afregnes ugentligt over for leverandøren af eSett.

Betaling for ydelser køb på ugeauktion (sekundær reserve i DK1) afregnes månedligt af Energinet den 25. i måneden. Inden udbetaling forbeholder Energinet sig ret til at foretage modregning i betalingen, hvis det konstateres, at leverandøren ikke har opfyldt/opfylder sine forpligtelser, jf. afsnit 2.2 og 2.3. Den månedlige udbetaling indeholder betaling for de uger, hvor afregningen er endeligt opgjort (inklusive eventuel modregning).

Betaling for ydelserne købt på månedsbasis eller ad hoc basis (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 førstkommende 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.

2.1.1 Afregning ved kun en byder

Hvis der kun er én byder i forbindelse med en af Energinets systemydelsesprodukter, vil denne byder blive afregnet til reguleret pris. Den regulerede pris defineres som en historisk pris for en sammenlignelig ydelse i en sammenlignelig tidsperiode, der er opstået i et marked, hvor der har været konkurrence. I tilfælde af, at der ikke eksisterer en historisk pris, vil der i stedet blive afregnet til cost plus. For yderligere information om reguleret pris henvises der til Energinets hjemmeside

2.1.2 Afregning ved cost plus

Afregningsmetoden for cost plus benyttes til afregning af afhjælpende tiltag (beordringer) til sikring af forsyningssikkerheden.

Metoden for cost plus vil ligeledes anvendes, hvis Energinet foretager et udbud, og der ingen bydere er på den pågældende ydelse og Energinet derfor er nødsaget til at foretaget et afhjælpende tiltag.

Dele af metoden for cost Plus danner ydermere bund for den betaling, der kan opnås ved metoden for reguleret pris. Den regulerede pris kan således ikke være lavere end de dokumenterbare omkostninger ved at levere ydelsen, som fastsættes efter dele af metoden for cost plus.

Slutteligt benyttes dele af metoden for cost plus som grundlag for en reguleret pris, når der ikke findes en historisk pris, der kan benyttes til udarbejdelse af en reguleret pris.

For yderligere information omkring cost plus henvises der til Energinets hjemmeside.

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 Instituttet. 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 Instituttet 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 forsyningssikkerheden 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 oplistning 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 bemanding.

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 systemydelser

I tilfælde af utilstrækkelige systemydelser skal der normalt være følgende prioritering af systemydelserne:

1. Primærreserve i DK1 hhv. frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve i DK2
2. aFRR reserve i DK1/DK2 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 "Prequalification of units and aggregated portfolios", dok.nr. 13/80940-106.

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 systemydelser.

3.5 Afhjælpende tiltag til fremskaffelse 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, foretager Energinet et afhjælpende tiltag i form af at beordre leverandøren til at ændre de reaktive produktioner/forbrug, indtil acceptable produktioner/forbrug er opnået.

Afhjælpende tiltag i DK2:
Afhjælpende tiltag 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).

Afhjælpende tiltag, som Energinet ønsker effektueret med det samme, skal iværksættes umiddelbart af leverandøren. Der kan om nødvendigt afgives flere afhjælpende tiltag samtidigt til parallel aktivering på flere anlæg.

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

Når det afhjælpende tiltag er afgivet til kraftværket, kvitterer leverandøren for beordringen.

Afhjælpende tiltag i DK1:
Afhjælpende tiltag sker ved ordre på produktionstelegrafen mellem Energinet og leverandøren.

Afhjælpende tiltag, som Energinet ønsker effektueret med det samme, skal iværksættes umiddelbart af leverandøren. Der kan om nødvendigt afgives flere afhjælpende tiltag samtidigt til parallel aktivering på flere anlæg.

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

Når det afhjælpende tiltag er afgivet til kraftværket, kvitterer leverandøren for beordringen.