

**NOTAT**

# INTRODUKTION TIL SYSTEMYDELSER

## INDHOLD

1. Indledning.....	1
2. Systemydelser .....	1
2.1 Reservetyper.....	2
2.2 Manuelle reserver - balanceudligning .....	4
2.2.1 Indkøb af balanceudligning rådighed .....	5
2.3 Regulérkraftmarkedet.....	6
2.3.1 Specialregulering .....	6
2.4 Andre reserver i Vestdanmark (DK1) .....	6
2.4.1 FCR (Frequency Containment Reserve) .....	6
2.4.2 aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) .....	7
2.5 Andre reserver i Østdanmark (DK2).....	8
2.5.1 FFR (Fast Frequency Reserve).....	8
2.5.2 FCR-N (Frekvensstyret Normaldriftsreserve) .....	9
2.5.3 FCR-D (Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve) .....	9
2.5.4 aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) .....	10

## 1. Indledning

Dette notat beskriver de systemydelser, der anvendes for at opretholde systembalancen i Danmark. Over de følgende afsnit introduceres ydelserne, deres karakteristika og aktiveringsmåde. For de til enhver tid eksisterende regler for systemydelser henvises til Energinets [Systemydelser til levering i Danmark - Udbudsbetingelser](#) og [Forskrift C2: Balancemarkedet og balanceafregning](#) og den tilhørende [Forskrift C2: Vejledning](#)

## 2. Systemydelser

Som systemoperatør har Energinet behov for en række særlige produkter – det, der kaldes *systemydelser*. Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber system-

ydelse, som kan aktiveres automatisk eller manuelt. Langt størstedelen af Energinets systemydelser består af reserver og regulerkraft. Dertil kommer et mindre behov for systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som for eksempel start fra dødt net.

Systemydelser er et samlet begreb for de produktions- og forbrugsressourcer, som står til rådighed, og som aktiveres automatisk eller på anmodning fra Energinet. Porteføljen af systemydelser er stor og brugen af dem er relativt kompleks. Formålet med brugen af systemydelser er enkelt at opretholde balancen i elmarkedet og sikre den overordnede stabilitet i elsystemet.

Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) er del af hver deres synkronområde, og derfor er der også forskelle i anvendelsen af og behovet for systemydelser. På grund af europæisk regulering forventes der i fremtiden nogen harmonisering hen over denne systemgrænse.

Kravene til systemydelsesprodukterne er nærmere defineret i Energinets [Systemydelser til levering i Danmark - Udbudsbetingelser](#) der refererer til ENTSO-E's [Continental Europe Operation Handbook](#), som er gældende for Vestdanmark, samt ENTSO-E's [Nordic Main Agreement](#), som er gældende for Østdanmark. Den europæiske hjemmel for krav og produktdefinitioner er [System Operation Guideline](#), og for markedsrammerne er det [Electricity Balancing Guideline](#).

Markederne for systemydelser udvikles løbende. Der vil i den kommende periode være et ekstra fokus på internationaliseringen som en konsekvens af implementeringen af en lang række europæiske rammer og regler, jf. herunder [Nordic Balancing Model](#).

## 2.1 Reservetyper

Størstedelen af systemydelserne sikres fra fire forskellige typer reserver. Reserverne indkøbes gennem aftaler mellem Energinet og balanceansvarlige aktører, samt aktører der leverer balancerings tjenester uden energileverancer. Aftalerne indeholder bestemmelser om at stille kapacitet til rådighed i en fast defineret periode.

Der er store forskelle på behovet for reserver. I princippet kan elsystemet nøjes med én enkelt hurtigt-reagerende reserve, eksempelvis ved at lade en stor gasturbine balancere produktionen kontinuerligt. De fleste elsystemer kan dog med fordel have en bredere portefølje af reservetyper, både for at øge fleksibiliteten og for at holde omkostningerne til balancering nede. Eksempelvis medfører den høje andel af fluktuerende vind- og solproduktion i Danmark et større behov for balancering.

I nedenstående tabel er reserverne klassificeret efter funktion og i henhold til nordisk og kontinentaleuropæisk (ENTSO-E) terminologi. I dette notat anvendes ENTSO-E terminologien.

Tabel 2.1. Oversigt over reservetyper i Danmark fordelt i budzoner

DK1	FCR	aFRR	mFRR
Produktnavn	Frequency Containment Reserve	Automatic Frequency Restoration Reserve	Manual Frequency Restoration Reserve
Funktion	Frekvensstabilisering	Frekvensgenopretning	Balanceudligning
<b>Tekniske specifikationer</b>			
Reaktionstid	30 sekunder	15 minutter	15 minutter
Min. leveringstid	N/A	7 dage	1 time
Max. reetableringstid	Ingen reetableringstid	Ingen reetableringstid	Ingen reetableringstid
Karakteristika for levering	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald/-stigninger	Leverandøren modtager et automatisk signal fra Energinet hvert 4. sekund via Scada system	Leverandøren modtager et manuelt signal fra Energinet ved behov
Load faktor (2021) aktiveret energi ift. solgt kapacitet	0,05 %	Net: ↓ 12 %	100 %
<b>Markedsspecifikationer</b>			
Min. budstørrelse	1 MW	1 MW	5 MW
Max. budstørrelse	N/A	50 MW	50 MW
Indkøbes som	Op- og nedregulering som et symmetrisk produkt	Op- og nedregulering som et symmetrisk produkt	Opregulering som et asymmetrisk produkt
Kapacitetsmarked	Ja	Ja	Ja
Energiaktiveringsmarked	Nej	Forventes indført i 2024	Ja
Rådighedsbetaling	Marginalprisafregnet	Pay-as-bid afregnet	Marginalprisafregnet
Energiaktiveringsbetaling	Afregnes via ubalanceafregningen	Spotprisen +/- 100 DKK/MWh	Regulerkraftprisen
Kræver leverancen balanceansvar?	Nej	Ja	Ja

DK2	FFR	FCR-D	FCR-N	aFRR	mFRR
Produktnavn	Fast Frequency Reserve	Frequency Containment Reserve for Disturbances	Frequency Containment Reserve for Normal operation	Automatic Frequency Restoration Reserve	Manual Frequency Restoration Reserve
Funktion	Frekvensstabilisering	Frekvensstabilisering	Frekvensstabilisering	Frekvensgenopretning	Balanceudligning
<b>Tekniske specifikationer</b>					
Reaktionstid	0,7 – 1,3 sekunder	86% på 7,5 sekunder 3,2 sekunders energi indenfor 7,5 sekunder	63% indenfor 60 sekunder 95% indenfor 3 minutter	5 minutter	15 minutter
Min. leveringstid	5 sekunder	N/A	N/A	1 time	1 time eller 1 måned
Max. reetableringstid	15 minutter	Ingen reetableringstid	Ingen reetableringstid	Ingen reetableringstid	Ingen reetableringstid
Karakteristika for levering	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald/-stigninger	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald/-stigninger	Leverandøren modtager et automatisk signal fra Energinet hvert 4. sekund via Scada system	Leverandøren modtager et manuelt signal fra Energinet ved behov.
Load faktor (2021) aktiveret energi ift. solgt kapacitet	0 %	0,05 %	Net: ↓ 0,5 %	Net: ↓ 12 %	100 %
<b>Markedsspecifikationer</b>					
Min. budstørrelse	0,3 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW	5/1 MW
Max. budstørrelse	N/A	N/A	N/A	50 MW	100/50 MW
Indkøbes som	Opregulering som et asymmetrisk produkt	Opregulering og nedregulering som to asymmetriske produkter	Op- og nedregulering som et symmetrisk produkt	Opregulering og nedregulering som to asymmetriske produkter	Opregulering som et asymmetrisk produkt
Kapacitetsmarked	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Energiaktiveringsmarked	Nej	Nej	Nej	Nej	Ja
Rådighedsbetaling	Marginalprisafregnet	Pay-as-bid afregnet	Pay-as-bid afregnet	Marginalprisafregnet	Marginalprisafregnet
Energiaktiveringsbetaling	Afregnes via ubalanceafregningen	Afregnes via ubalanceafregningen	Regulerkraftprisen for hhv. op- eller nedregulering	Regulerkraftprisen	Regulerkraftprisen
Kræver leverancen balanceansvar?	Nej	Nej	Ja	Ja	Ja

I selve driftsøjeblikket er det afgørende for systemets stabilitet, at der er balance mellem produktion og forbrug. Fra aktørerne indgår handler til driftstimen er der kilder til ubalancer, eksempelvis fra usikkerheder i prognoserne for vindmølle- og solcelleproduktion eller i forbrugsprognoserne. Stemmer forbrug og produktion ikke overens i driftsøjeblikket, påvirkes frekvensen i elsystemet, hvilket i yderste konsekvens kan føre til et systemsammenbrud og ufrivillig afkobling af forbrugere.

Reserveydelse leveres af elmarkedets aktører og skal kunne aktiveres i løbet af den enkelte driftstime. Fordi aktiveringsvarslet ved reserveerne er kort, er energien i reglen dyrere end i day-

ahead og intraday markederne. Til forskel fra day-ahead og intraday markederne, kompenseres aktørerne typisk ad to veje ved handlen med reserverne; gennem en *rådighedsbetaling* for at reservere en given kapacitet og en *aktiveringsbetaling* for at levere ydelsen til nettet.

Energinet indkøber derudover løbende andre systemydelser såsom systembærende egenskaber fra f.eks. centrale kraftværker i Danmark, og øvrige systemydelser som f.eks. start fra dødt net.

Omkostningerne ved at reservere og aktivere de forskellige reserver er meget forskellige - i hovedreglen stiger omkostningerne i takt med at aktiveringstiden reduceres.

I Danmark foretages en proaktiv driftsplanlægning, hvor ubalance imødegås med aktivering af mFRR-ressourcer. Det kan lade sig gøre fordi aktørernes planer er tilstrækkeligt pålidelige og der er udviklet robuste prognoser for produktion og forbrug. Ved proaktiv driftsplanlægning kan man forudsige ubalancer godt nok til, at de langsommere manuelle reserver kan udgøre en stor del af reguleringen. Denne driftsform udnytter, at balanceudligning er billigere frekvensgenopretning, både at reservere og aktivere.

I nedenstående tabel ser man, at de langsommere, manuelle reserver udgør langt hovedparten af Energinets indkøbte reservekapacitet.

Udover nedenstående reserver har Energinet også ansvar for sikring af reserver på Anholt, Læsø og Bornholm. Disse beskrives ikke i dette notat.

**Tabel 2.2. Indkøb af reservekapacitet**

Funktion	Indkøb	
	Vestdanmark	Østdanmark
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	FCR <sup>1</sup> ca. +/- 23 MW	FFR <sup>1</sup> FCR-N <sup>2</sup> ca. +/- 18 MW
		FCR-D op- og nedregulering <sup>3</sup> ca. +/- 43 MW
		aFRR <sup>3</sup> +/- 0/38/52 MW
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	aFRR +/- 100 MW	aFRR <sup>3</sup> +/- 0/38/52 MW
Balanceudligning (tertiær reserve)	mFRR + 284 MW	mFRR + 600 MW

<sup>1</sup> Behovet ændres time for time pba. inertien i systemet.

<sup>2</sup> Den indkøbte mængde genberegnes årligt.

<sup>3</sup> Kvartalsvis opdatering, mængderne varierer over døgnet og er forskellige for hhv. op- og nedregulering.

## 2.2 Manuelle reserver - balanceudligning

Størstedelen af de danske reserver består af manuelle reserver. Begrebet manuelle reserver dækker over den *kapacitet*, der efter aftale med Energinet reserveres af aktørerne til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Aktører, der leverer manuelle reserver, det vil sige aktører som får rådighedsbetaling for at reservere kapacitet, er forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på regulérkraftmarkedet.

Ved aktivering sikrer de manuelle reserver opretholdelse af balancen over længere perioder med ikke-planlagte udsving i produktion eller forbrug. Dette sker eksempelvis ved driftsstop på et kraftværk eller pludselige ændringer i vindmøllernes og eller solcellernes produktion. Anlæg skal være i stand til at levere den fulde effekt 15 minutter efter aktivering.

Størrelsen på indkøbet af manuel reserve fastlægges ud fra den største enhed i området, eller ud fra 99% fraktilen af historiske ubalancer, alt efter hvad der er størst. Størrelsen på den største

enhed fratrækkes andre til rådighed stående reserver; herefter har man behovet for indkøb af manuel reserve. Den dimensionerende enhed, altså den største, i Vestdanmark er enten Skagerak 4 forbindelsen til Norge eller COBRA forbindelsen til Holland, som begge er på 700 MW, det er dog kun én af de to som bruges som den dimensionerende enhed. Den dimensionerende enhed i Østdanmark er KONTEK forbindelsen til Tyskland eller Storebælt forbindelsen, som begge er på 600 MW.

### 2.2.1 Indkøb af balanceudligning rådighed

Energinet indkøber rådighed over manuelle reserver til at dække både Øst- og Vestdanmark. I Vestdanmark indkøbes i hovedreglen 284 MW mFRR-kapacitet på daglige auktioner, idet 300 MW reserver som udgangspunkt kan hentes fra Østdanmark via Storebælt. Vestdanmark og Østdanmark har et fælles mFRR-kapacitetsmarked, som muliggør at 60 MW af Storbæltforbindelsens kapacitet på 600 MW kan reserveres i timer hvor det er mere samfundsøkonomisk optimalt.

I både Øst- og Vestdanmark gælder det, at Energinet alene køber mFRR-kapacitet i form af opregulering. Indkøb af mFRR-kapacitet er et todelt marked i DK2 bestående af et månedsmarked og et timebaseret dagsmarked. Optil 60 % af behovet i DK2 dækkes i månedsmarkedet og mindst 40 % af behovet i DK2 dækkes i dagsmarkedet. I DK1 dækkes hele behovet i et timebaseret dagsmarked.

Auktionerne i månedsmarkedet følger denne tidsplan:

- Den 26. kl. 10.00 i hver kalendermåned indsendes bud senest til Energinet for den kommende måned. 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. Buddene er bindende og skal være i størrelsesordenen 5-100 MW
- Den 26. senest kl. 15.00 i hver kalendermåned forud for den kommende måned får aktøren en tilbagemelding om, hvilke bud Energinet har accepteret, samt mængder og priser (kr./MW.)

Auktionerne i dagsmarkedet følger denne tidsplan, hvor aktører melder bud time for time:

- Syv dage før driftsdøgnet offentliggør Energinet det forventede reservebehov, men kan ændre behovet frem til 7:30 dagen før driftsdøgnet, hvilket også er fristen for indmelding af bud på pris/mængde fra aktørerne. Buddene er bindende og skal være i størrelsesordenen 1-50 MW.
- Kl. 8.10 dagen før driftsdøgnet informerer Energinet om de indkøbte mængder og priser (kr./MW).
- Kl. 11.00 offentliggør Energinet rådighedsbetaling og indkøb time for time på hjemmesiden.

Alle accepterede bud afregnes efter prisen på det dyreste accepterede bud, altså efter marginalprisen, og alle aktører modtager derfor samme pris per MW, de stiller til rådighed. Energinet indkøber sædvanligvis ikke nedreguleringsreserver, men har mulighed for at gøre det.

Den manuelle reserve kan efterfølgende aktiveres af Energinets kontrolcenter. Man vil dog kun blive aktiveret på regulérkraftmarkedet, hvis de øvrige bud på regulérkraftmarkedet har en højere pris end det aktuelle aktiveringsbud.

## 2.3 Regulérkraftmarkedet

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen i det samlede elsystem og handles på det fællesnordiske regulérkraftmarked, Nordic Operational Information System (NOIS).

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Der er to muligheder for deltagelse på markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver, som omtalt ovenfor i afsnit 2.2.1. Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud på opregulering i en fastdefineret tidsperiode. De manuelle reserver skal derfor bydes ind i markedet. Alternativt kan aktøren afgive frivillige regulérkraftbud, når aktøren finder det attraktivt.

Regulérkraftbud, som følge af en kontrakt om manuelle reserver, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen. Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW op- eller nedregulering.

I løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af kontrolcenteret og Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (regulérkraftprisen, RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh. Regulérkraftprisen er ens i alle de nordiske prisområder, forudsat der ikke er flaskehalse. Ved flaskehalse beregnes i stedet områdepriser ligesom i spotmarkedet.

Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Ved afregning betaler Energinet for den leverede energi, dvs. arealet under leveringskurven på den pågældende time, således at kompensationen stemmer overens med den reelle ydelse.

### 2.3.1 Specialregulering

Specialregulering er en regulering, hvor den normale prissækkfølge ikke nødvendigvis følges, og hvor aktiveringen ikke bliver prissættende for balanceprisen. Specialregulering anvendes for at sikre, at reguleringer udført på grund af net tekniske forhold ikke påvirker regulérkraftmarkedet og derved ubalanceprisen. Net tekniske forhold opstår enten på grund af flaskehalse i eget net, ved flaskehalse i transmissionsnettet i naboerområder, eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulérkraftbud, der anvendes til specialregulering, afregnes som pay-as-bid.

## 2.4 Andre reserver i Vestdanmark (DK1)

Udover de manuelle reserver indkøbes flere typer automatiske reserver i både Øst- og Vestdanmark. De vestdanske reserver er tilpasset det kontinentaleuropæiske synkronområde.

### 2.4.1 [FCR \(Frequency Containment Reserve\)](#)

FCR, der tidligere blev kaldt primærreserven, består af produktions- eller forbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet, ved hjælp af frekvensmålere på selve det anlæg, der leverer reserven. Ved op- eller nedregulering balancerer enhederne produktion og forbrug i nettet, så frekvensen altid stabiliseres omkring 50 Hz. Populært sagt "fintuner" FCR frekvensen og skal derfor kunne aktiveres med få sekunders varsel.

Vestdanmark er med i det kontinentaleuropæiske marked for FCR, kaldet for FCR Cooperation. Kravet til FCRs samlede størrelse i det kontinentaleuropæiske synkronområde er fastlagt af ENTSO-E. Af den samlede mængde på +/- 3.000 MW, er hver TSO forpligtet til at sikre en

mængde baseret på den forholdsmæssige elproduktion i transmissionsområdet. Mængden fastsættes på årsbasis og kan derfor variere år for år. Mængden for Vestdanmark ligger relativt stabilt og Energinet har ansvaret for at sikre ca. +/-23 MW.

Ifm. større udfald eller andre vedvarende ubalancer skal FCR alene levere effekt indtil aFRR (sekundære reserver) og mFRR (manuelle reserver) tager over. Leveringshastigheden skal ligge indenfor 15-30 sekunder og reserven skal minimum kunne forblive aktiv i 15 minutter. Aktivering af FCR foregår automatisk ved frekvensafvigelse.

#### *Indkøb af FCR*

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. Energinets behov er 23 MW, derudover kan danske aktører eksportere 100 MW til resten af FCR Cooperation. Derved har de danske aktører samlet mulighed for at levere 123 MW FCR.

Tilbudsgivningen sker til platformen [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) og foregår efter følgende retningslinjer:

- Kl. 08.00 Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes senest kl. 08:00 dagen før driftsdøgnet.
- Kl. 08.30 Aktøren modtager en tilbagemelding via internetplatformen om, hvilke bud, der er blevet 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.

Alle accepterede bud modtager en rådighedsbetaling svarende til auktionens marginalpris, altså prisen for det dyreste, accepterede bud. Energileverancer efter aktivering af FCR afregnes som almindelige ubalancer.

#### **2.4.2 [aFRR \(automatic Frequency Restoration Reserve\)](#)**

Den sekundære reserve, det vil sige aFRR, er en automatisk 15-minutters effektregulering. Reserven er aktiv over stort set hele driftsdøgnet og opfylder tre funktioner. For det første frigør den aktiveret FCR. For det andet udligner den ubalancer, der er for små for regulérkraftaktivering. For det tredje genoprettes den aftalte balance på udlandsforbindelsen mod Tyskland.

Aktiveringen af aFRR adskiller sig desuden fra FCR ved ikke at udløses direkte af frekvensudsving på de enkelte anlæg. Aktiveringen sker derimod på anledning af et automatisk reguleringsignal

udsendt fra Energinet via den balanceansvarlige aktør. Regulerings-signalet fordeles fra den balanceansvarlige aktør til alle de anlæg, der deltager i den automatiske regulering.

aFRR leveres af anlæg, der kører på dellast og af hurtigt startende anlæg og skal i hovedreglen kunne aktiveres indenfor 15 minutter. For at kunne levere ydelsen skal anlæggene være forbundet til udstyr hos den balanceansvarlige der administrerer Energinets effektsignal.

#### *Indkøb af aFRR*

I modsætning til FCR stiller ENTSO-E ikke krav til størrelsen af den indkøbte reserve, men anbefaler at kapacitet på +/- 90 MW står til rådighed i det vstdanske område.

Der indkøbes +/- 100 MW aFRR (symmetrisk produkt) i Vestdanmark på ugeauktioner. Ved disse ugeauktioner er den accepterede minimumsbudstørrelse 1 MW og den accepterede maksimumsbudstørrelse er 50 MW.

Tilbud på aFRR leveringsevne skal være Energinet i hænde senest om onsdagen kl. 10.00. Tilbud på aFRR leveringsevne skal være gældende for hele leveringsperioden som er fra fredag kl. 00.00 til torsdag kl. 23:59, og kontrakten er uopsigelig for begge parter i kontraktperioden.

Forud for indkøb af aFRR skal Energinet godkende anlæggenes tekniske egenskaber. Herefter kan aktørerne frit byde mængde (indenfor de accepterede budstørrelser) og pris ind på markedet. Den tilbudte mængde skal være symmetrisk, hvilket vil sige, at den skal kunne aktiveres som både op- og nedregulering.

Energinet vælger herefter de billigste bud og afregner med de udvalgte leverandører efter pay-as-bid princippet. Alle leverandører kompenseres derimod ens for aktiveringen af den sekundære reserve. Opregulering afregnes med DK1 spotmarkedsprisen + 100 kr./MWh, hvor mindsteprisen er identisk med regulérkraftprisen for opregulering. Nedregulering afregnes med DK1 spotmarkedsprisen – 100 kr. /MWh, hvor den maksimale pris er identisk med regulérkraftprisen for nedregulering.

## 2.5 Andre reserver i Østdanmark (DK2)

I Østdanmark indkøbes p.t. mFRR, aFRR, FCR-N, FCR-D og FFR.

FCR er opdelt i to typer: den *frekvensstyrede normaldriftsreserve (FCR-N)*, som regulerer frekvensen indenfor normaldriftsområdet på 49,9-50,1 Hz, og den *frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)*, som stabiliserer frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz og over 50,1 Hz.

### 2.5.1 [FFR \(Fast Frequency Reserve\)](#)

FFR er en meget hurtig reserve (væsentlig hurtigere end FCR) som anvendes til at sikre den dynamiske frekvensstabilitet i situationer med lav inert i elsystemet. Behovet for FFR er omvendt proportionelt med inertien i systemet, hvorfor der primært er et behov herfor i sommerhalvåret.

#### *Indkøb af FFR*

FFR indkøbes dynamisk time for time. Tidsplanen er:

- Kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet skal bud indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 15.30 dagen før driftsdøgnet melder Energinet hvilke bud de 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.

### 2.5.2 [FCR-N \(Frekvensstyret Normaldriftsreserve\)](#)

FCR-N sikrer, at balancen mellem produktion og forbrug løbende opretholdes. På samme vis som den vestdanske FCR fintuner FCR-N frekvensen gennem automatisk aktivering som resultat af frekvensafvigelser indenfor frekvensområde på 49,9-50,1 Hz.

FCR-reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt over hele aftaleperioden. Ydelsen anvendes i dette henseende, til at stabilisere frekvensen tæt på 50 Hz og over længere perioder. Reguleringen skal kunne levere ca. 60% af den solgte kapacitet inden for 60 sekunder og den resterende mængde indenfor 180 sekunder. Desuden skal reguleringen kunne køres symmetrisk – det vil sige som både op- og nedregulering.

#### *Indkøb af FCR-N*

Den nordiske systemdriftsaftale har fastsat behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde til 600 MW. Fordelingen af FCR-N indkøbet mellem de nordiske lande baseres på det årlige forbrug samt produktion i det foregående år og opdateres én gang årligt i marts. I Østdanmark skal Energinet sikre ca. 18 MW. Denne mængde indkøber Energinet på et fælles svensk-dansk marked med daglige auktioner.

Indkøbene sker i en todelt auktionsproces som foregår dagen før driftsdøgnet. Størstedelen af det samlede behov indkøbes på den tidlige auktion (D-1 early), mens den resterende mængde indkøbes på den sene auktion (D-1 late). Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller som blok-bud med varighed på op til henholdsvis 6 timer (D-1 early) og 3 timer (D-1 late). Buddene skal være symmetriske. Tidsplanen er som følger:

- Kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 early indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 06.30 dagen før driftsdøgnet melder Energinet accepteret pris og mængde for D-1 early auktionen tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 late indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 19.00 dagen før driftsdøgnet melder Energinet accepteret pris og mængde for D-1 late auktionen tilbage til leverandørerne.

Som andre reserver afregnes buddene med en rådighedsbetaling (kr./MW/h) og en energileverancebetaling (kr./MWh). Rådighedsbetalingen for FCR-N svarer til den pris aktøren har budt (pay-as-bid), men pr. 1 februar 2024 blive afregnet efter marginalprisen for alle aktørernes bud (marginalprisafregnet). Den efterfølgende betaling for aktivering af opreguleringseffekt med FCR-N svarer til regulérkraftprisen for opregulering. Tilsvarende afregnes nedregulering med FCR-N med regulérkraftprisen for nedregulering.

### 2.5.3 [FCR-D \(Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve\)](#)

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 eller en automatisk nedreguleringsreserve, som leveres af produktions- eller for-

brugsanlæg, der via reguleringsudstyr reagerer på systemets frekvens. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensdyk under 49,9 Hz eller overfrekvens på 50,1 Hz og er aktiv, indtil der igen er skabt balance, eller indtil FCR-N eller den manuelle reserve overtager effektleverancen. FCR-D er i lighed med den vestdanske FCR en hurtig ydelse, hvor 86 procent af effekten skal kunne leveres indenfor 7,5 sekunder.

#### *Indkøb af FCR-D*

Den totale mængde FCR-D i det nordiske system er lig med den største dimensionerende fejl i synkronområdet. De enkelte landes andel udregnes i forhold til summen af egen produktion og forbrug divideret med summen af synkronområdets produktion og forbrug over en periode på 1 år. Andelen opdateres ugentlig på baggrund af informationer om planlagt inde-/udetid for relevante enheder i nettet. Ligesom FCR-N indkøbes denne reserve på et fælles svensk-dansk marked i samarbejde med Svenska Kraftnät. Det samlede behov i Sverige og DK2 indkøbes via daglige auktioner efter samme mønster som FCR-N.

Ligesom ved FCR-N foregår indkøb af FCR-D gennem en todelt proces som foregår dagen før driftsdøgnet. Størstedelen af det samlede behov indkøbes på D-1 early auktionen, mens den resterende mængde indkøbes på D-1 late auktionen. Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller i blokke med varighed på op til 6 timer (D-1 early) og 3 timer (D-1 late). Opregerings- og nedreguleringsbuddene indgives som asymmetriske bud. Tidsplanen er som følger:

- Kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 early indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 06.30 dagen før driftsdøgnet melder Energinet accepteret pris og mængde for D-1 early auktionen tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 late indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 19.00 dagen før driftsdøgnet melder Energinet accepteret pris og mængde for D-1 late auktionen tilbage til leverandørerne.

Som andre reserver afregnes buddene med en rådighedsbetaling (kr./MW). Rådighedsbetalingen for FCR-N svarer til den pris aktøren har budt (pay-as-bid), men pr. 1 februar 2024 blive afregnet efter marginalprisen for alle aktørernes bud (marginalprisafregnet). For FCR-D afregnes energileverancen ikke særskilt og energien fra levering af FCR-D indgår derfor i den almindelige ubalanceafregning.

#### 2.5.4 [aFRR \(automatic Frequency Restoration Reserve\)](#)

Bud til daglige aFRR-kapacitetsauktioner indsendes 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 blokud og budkurver. Den aggregeret budmængde ikke må overstige den prækvalificeret mængde godkendt af Energinet. Minimumbudstørrelsen er 1 MW.

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.

Alle accepterede bud modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud for budområdet. Leverancen af energi fra aktiveret aFRR opgøres på basis af registreringer i Energinets SCADA-system som en integreret værdi af forventet aktiveret effekt pr. kvarter. Opregulering afregnes til den højeste af elspot- og regulerkraftprisen for opregulering, mens nedregulering afregnes til den mindste af elspot- og regulerkraftprisen for nedregulering. Auktionsresultatet publiceres af Nordisk MMS senest kl. 9:20 dagen før driftsdøgnet, hvor aktører, der har indgivet bud, vil få en notifikation herom.

Det danske behov er pt. sat til 38 MW i følgende tidsrum: alle dage 00:00-01:00, samt lørdag og søndag 05:00-00:00. hverdage 09:00-21:00. I hverdage 05:00-09:00 samt 21:00-00:00 er behovet hævet til 52MW.