



NOTAT

INTRODUKTION TIL SYSTEMYDELSER

Indhold

1. Indledning.....	2
2. Systemydelser	2
2.1 Reservetyper	2
2.2 Manuelle reserver - balanceudligning	4
2.2.1 Indkøb af balanceudligning rådighed	4
2.3 Regulérkraftmarkedet.....	5
2.3.1 Specialregulering	5
2.4 Andre reserver i Vestdanmark	6
2.4.1 FCR (Frequency Containment Reserve)	6
2.4.2 aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)	7
2.5 Andre reserver i Østdanmark	8
2.5.1 FCR-N (Frekvensstyret Normaldriftsreserve)	8
2.5.2 FCR-D (Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve)	9
2.5.3 FFR (Fast Frequency Reserve).....	9
3. Systembærende egenskaber.....	10
4. Nye ændringer til markedet for systemydelser	10
4.1 FCR	10
4.1.1 FCR i Østdanmark	10
4.1.2 FCR i Vestdanmark.....	10
4.2 aFRR	10
4.2.1 aFRR i Vestdanmark.....	10
4.2.2 aFRR i Østdanmark	10
4.3 mFRR (Balanceudligning)	11
5. Udviklingen i nærmeste fremtid	11
5.1 Nordic Balancing Model (NBM)	11
5.2 Forventede behov for frekvensreserver i nærmeste fremtid	12

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 systemydelser, 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 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 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 gennemgribende 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](#).

Markedet for systemydelser er i løbende udvikling. 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 og [Nordic Balancing Model](#), se afsnit 5.

2.1 Reservetyper

Størstedelen af systemydelserne sikres fra fem forskellige typer reserver. Reserverne indkøbes gennem aftaler mellem Energinet og produktions- eller forbrugsbalanceansvarlige aktører. Aftalerne indeholder bestemmelser om at stille kapacitet til rådighed i en fastdefineret 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 vindproduktion 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

Funktion	Terminologi		
	ENTSO-E	Vestdanmark	Østdanmark
Fast Frequency Reserve (Primær reserve)	Fast Frequency Reserve (FFR)	-	FFR
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserve (FCR)	FCR / primærreserver	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Frequency Restoration Reserve (aFRR)	aFRR / Load Frequency Control (LFC)	aFRR / Load Frequency Control (LFC)
Balanceudligning (tertiær reserve)	Frequency Restoration Reserve (mFRR)	Manuel reserve	Manuel reserve

Efter day-ahead auktionens afslutning sender aktørerne en plan til Energinets kontrolrum. Ideelt set har aktørerne frem mod driftstimen afstemt produktion, forbrug og handel således, at det balancerer – dette er dog ikke et krav, som det har været tidligere. I selve driftsøjeblikket er det afgørende for systemets stabilitet, at der er balance mellem produktion og forbrug. Fra aktørplanen til driftstimen er der kilder til ubalancer, eksempelvis fra usikkerheder i prognoserne for vindmølleproduktion eller i forbrugsprognoserne. Stemmer forbrug og produktion ikke overens i driftsøjeblikket, påvirkes frekvensen i elsystemet, hvilket i værste fald kan føre til et system sammenbrud og ufrivillig afkobling af forbrugere.

Reserveydelse leveres af el markedets 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 reserveerne; 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 balanceudligning. 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 billigere, manuelle reserver udgør langt hovedparten af Energinets indkøbte reservekapacitet. Vi bruger en langt mindre andel frekvensgenopretning end mange andre europæiske lande.

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)	F _{CR} ¹ ca. +/- 20 MW	F _{CR-N} ¹ ca. +/- 18 MW
		F _{CR-D} ¹ ca. +/- 44 MW
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	aF _{RR} ² +/- 100 MW	-
Balanceudligning (tertiær reserve)	mF _{RR} + 284 MW	mF _{RR} + 623 MW

¹ Den indkøbte mængde genberegnes årligt.

² 10 MW af de 100 MW som indkøbes i DK1 deles til DK2 via Storebæltsforbindelsen.

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 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. 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 Skagerrak 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 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 balanceudligning på daglige auktioner, idet 300 MW reserver som udgangspunkt kan hentes fra Østdanmark via Storebælt.

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

Auktionerne i månedsmarkedet følger denne tidsplan:

- D. 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.
- D. 26. kl. 15.00 i hver kalendermåned forud for den kommende måned til tilbagemelding til aktøren 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:

- Kl. 9.00 offentliggør Energinet det forventede behov for det efterfølgende driftsdøgn.
- Kl. 9.30 skal Energinet have modtaget bud på pris/mængde fra aktørerne. Buddene er bindende og skal være i størrelsesordenen 5-50 MW.
- Kl. 10.00 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 er højere end det aktuelle aktiveringsbud.

2.3 Regulérkraftmarkedet

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) 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 frivilligt 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 Kontrol Centeret hos 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 prisrækkefølge 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 naboeråder, eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulérkraftbud, der anvendes til specialregulering, afregnes som pay-as-bid.

Fra 2015 har langt den største del af den aktiverede specialregulering været nedregulering i Vestdanmark (DK1) og den har været aktiveret i samarbejde med den tyske TSO, Tennet, og er forårsaget af udfordringer i perioder med store mængder af VE-produktion i Nordtyskland og heraf følgende net tekniske problemer. Det gælder over 90 pct. af volumenet.

2.4 Andre reserver i Vestdanmark

Udover de manuelle reserver indkøbes flere typer automatiske reserver i både Øst- og Vestdanmark. De vstdanske 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 "fin-tuner" FCR frekvensen og skal derfor kunne aktiveres med få sekunders varsel.

Vestdanmark er fra januar 2021 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 +/- 3000 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. +/-20 MW.

Ifm. større udfald eller andre vedvarende ubalancer skal FCR alene levere effekt indtil aFRR (sekundære reserver) og mFRR (manuelle reserver) tager over. Leverings hastigheden 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. I FCR Cooperation er der krav til, at der indkøbes en vis andel af områdets behov lokalt, nærmere bekendt som "core share". I Vestdanmark er core share på 6 MW.

- Kl. 08.00 Bud til daglige kapacitetsauktioner indsendes via internetplatformen www.Regelleistung.net. senest kl. 08:00 dagen før driftsdøgnet.

- Kl. 08.30 Energinet giver 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.

Alle accepterede bud for op- og nedregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til auktionens marginalpris, altså prisen for det dyreste, accepterede bud. 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 reguleringssignal udsendt fra Energinet via den balanceansvarlige aktør. Reguleringssignalet 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.

Reserven reagerer i praksis på ubalancer ved den jysk-tyske grænse og kan genoprette den planlagte balance indenfor 15 minutter, hvorefter de manuelle reserver kan overtage balanceringsopgaven. I visse tilfælde leveres aFRR fra Vestdanmark til Østdanmark over Storebælt.

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 i Vestdanmark på månedsauktioner. Ved disse månedsauktioner er den accepterede minimumsbudstørrelse 1 MW og den accepterede maksimumsbudstørrelse er 50 MW.

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

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

I Østdanmark findes der p.t. ikke noget nationalt marked for aFRR. Eftersom Energinets andel i det samlede nordiske behov for aFRR er meget lille, har det ikke været muligt at etablere et nationalt marked i DK2. Der er dog et lille behov for aFRR i DK2 som bliver dækket af Energinets indkøb af 10 MW ekstra aFRR i DK1 og leverer det til DK2 via Storebæltsforbindelsen.

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. Fra starten af 2022 forventes det også at FCR-D vil kunne benyttes til at stabilisere frekvensen i nøddriftsområdet over 50,1 Hz.

2.5.1 FCR-N (Frekvensstyret Normaldriftsreserve)

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

I modsætning til den vstdanske FCR skal reguleringen kunne opretholdes kontinuerligt over hele aftaleperioden. Ydelsen anvendes i dette henseende, til at stabilisere frekvensen tæt på 50 Hz og over længere perioder. Reguleringen leveres jævnt med fuld aktivering efter 150 sekunder og skal 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, hvor størstedelen af det samlede behov indkøbes to døgn før driftsdøgnet (D-2), mens den resterende mængde indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1). Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller som blokbud med varighed på op til henholdsvis 6 timer (D-2) og 3 timer (D-1). Buddene skal være symmetriske. Tidsplanen er som følger:

- Kl. 15.00 to døgn før driftsdøgnet skal bud til D-2 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 16.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 20.00 melder Energinet accepteret pris og mængde 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). 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.

2.5.2 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, 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 FCR-N eller den manuelle reserve overtager effektleverancen. FCR-D er i lighed med den vestdanske FCR en hurtig ydelse, hvor 50 procent af effekten skal kunne leveres indenfor 5 sekunder – den resterende effekt indenfor yderligere 25 sekunder. Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve som en automatisk nedreguleringsreserve ved overfrekvens på 50,1 Hz er planlagt implementeret i DK2 fra starten af 2022.

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. Fordi ydelsen p.t. kun dækker områder *under* 49,9 Hz, købes leverancer alene som opreguleringsressourcer.

Ligesom ved FCR-N foregår indkøb af FCR-D gennem en todelt proces. Størstedelen af det samlede behov indkøbes to døgn før driftsdøgnet (D-2), mens den resterende mængde indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1). Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller i blokke med varighed på op til 6 timer (D-2) og 3 timer (D-1).

- Kl. 15.00 to døgn før driftsdøgnet skal bud til D-2 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 16.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 20.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.

Som andre reserver afregnes buddene med en rådighedsbetaling (kr./MW). Rådighedsbetalingen for FCR-D svarer til den pris aktøren har budt (pay-as-bid). For FCR-D afregnes energileverancen ikke særskilt og energien fra levering af FCR-D indgår derfor i den almindelige ubalanceafregning.

2.5.3 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

I 2021 indkøbes FFR 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 fra frekvensen.

3. Systembærende egenskaber

Udover frekvens-systemydelserne har Energinet behov for en række andre tekniske ydelser, som i dag primært leveres af centrale kraftværker, fra Energinets synkronkompensatorer, som der er i alt fem af fordelt i Danmark, samt fra HVDC-forbindelserne. Disse ydelser går under ét begreb: 'systembærende egenskaber' og dækker over produkter, der på forskellig vis sikrer driften af elsystemet og som ikke kan handles som almindelig effekt eller tilvejebringes i reservemarkederne. De tre primære produkter eller ydelser er; inert, kortslutningseffekt og spændingsregulering. Ydelserne kan ofte kun leveres af værker af en vis størrelse (over 150 MW) der er direkte tilsluttet transmissionsnettet (>100 kV).

Som udgangspunkt er der ikke et behov for rådighed over kraftværker til levering af systembærende egenskaber ved intakt net. Energinet foretager ad-hoc indkøb af systembærende egenskaber, når der opstår et behov. Ofte er det et forudsigteligt behov i forbindelse med vedligeholdelsesarbejde hvor ledningsstrækninger skal kobles ud. Til tider opstår der behov med kortere varsel. For eksempel som følge af havarier. Systembærende egenskaber indkøbes så vidt muligt ved udbud. Når der kun er én byder ved det pågældende udbud, skal Energinet, jf. Elforsyningsloven, anvende reguleret pris til afregning af ydelsen

4. Ændringer til markedet for systemydelser implementeret i 2021

I forbindelse med udvikling af markedet for systemydelser, er der i 2021 lavet flere store ændringer. Ændringerne for de enkelte markeder vil blive gennemgået herunder.

4.1 FCR i Østdanmark

De nordiske TSO'er har udarbejdet fælles tekniske krav til FCR-N og FCR-D og arbejder nu på en implementeringsplan. I forbindelse med implementeringsplanen planlægger TSO'erne at undersøge mulighederne for et fælles nordisk marked for FCR.

4.1.1 FCR i Vestdanmark

Energinet samarbejder med tyske TSO'er og myndigheder omkring integration af markedet for FCR i Vestdanmark med et fælles marked for Belgien, Frankrig, Holland, Schweiz, Tyskland og Østrig. DK1 blev i januar 2021 en del af dette fælles FCR-marked.

4.2 aFRR i Vestdanmark

I fremtiden skal DK1 være en del af det fælles nordiske aFRR-marked (se næste afsnit). Når vi når dertil, vil reservationen på DK1's forbindelser til det øvrige nordiske marked blive revurderet løbende. Desuden vil forvaltning af flaskehalse i systemet ske i realtid. På sigt er det planen at DK1 også skal indgå i det nordiske aFRR kapacitetsmarked.

4.3 aFRR i Østdanmark

De nordiske TSO'er arbejder på at tage et nyt fælles nordisk aFRR kapacitetsmarked i brug i 2021. I det nye markedsdesign skal der handles på et dagligt marked med fælles nordisk indkøb. Markedet vil anvende standard aFRR-kapacitetsbud med mindste budstørrelse til 1 MW og gyldighed på en time. TSO'en offentliggør og angiver et aFRR-behov i MW pr. retning og

budzone. Indkøbsfunktionen vil optimere indkøb på tværs af alle 11 nordiske budzoner på basis af alle aFRR-bud og prisen på transmissionskapaciteten. De valgte bud vil blive prissat ud fra marginalprissætningsmetoden. Det kan bemærkes at der som standard maksimalt kan bruges 10% af transmissionskapaciteten mellem to budzoner til aFRR-udveksling.

4.4 mFRR (Balanceudligning)

Energinet har d. 1. januar 2021 taget et nyt markedsdesign i brug for mFRR. Det nye markedsdesign for indkøb af mFRR er et todelt marked i DK2 bestående af et månedsmarked og et timebaseret dagsmarked. 60 % af behovet i DK2 indkøbes i et månedsmarked og 40 % af behovet i DK2 indkøbes i et dagsmarked. I DK1 dækkes hele behovet i et timebaseret dagsmarked. Energinet arbejder på at dagsmarkedet i DK1 og DK2 håndteres som et fælles marked med en dynamisk reservation af kapacitet til udveksling af mFRR kapacitet via Storebæltsforbindelsen.

5. Udviklingen i nærmeste fremtid

Markedet for systemydelse er i en løbende udvikling. Inden for de seneste år er en række europæiske lovgivningsinitiativer implementeret som net regler, hvilket sætter rammen for udviklingen af markederne for systemydelse, herunder specielt integrationen på tværs af landegrænserne i Europa. Electricity Balancing Guideline (EBGL) trådte i kraft den 18. december 2017, og fastsætter et mål om fælles europæiske markedsplatforme for aktivering af aFRR (PICASSO) og mFRR (MARI). De to markedsplatforme forventes at gå i drift i løbet af sommeren 2022, dog vil de nordiske TSO'er inkl. Energinet bede om udskydelse af dette indtil 2024.

Net reglen sætter desuden krav om harmonisering af prissætning af balance energi, definerer ubalanceperioden til 15 minutter mod de nuværende 60 minutter, og kræver delvis harmonisering af ubalanceafregning på tværs af Europa. De detaljerede metoder til dette er udviklet, og i 2020 godkendte ACER de endelig forslag, hvorefter de skal implementeres nationalt. Høringer og godkendelser kan løbende følges på Energinets [hjemmeside](#).

Tabel 4.1. Forventede fremtidige tiltag

	2021	2022	2023	2024
Elmarkedet				
Balancering	Ændret ubalanceafregning (étprisafregning for alle typer ubalancer og én samlet ubalance position for produktion, forbrug og handel)	Nordisk marked for aFRR kapacitet	15 min Imbalance Settlement Period (ISP) Nyt Nordisk marked for mFRR aktivering	Tilslutning til europæiske markeder for aktivering af aFRR (PICASSO) og mFRR (MARI)
	DK1 med i europæisk FCR marked		Nordisk marked for mFRR kapacitet	
Øvrige	Rapport om balancering if. EBGL art. 60		Rapport om balancering if. EBGL art. 60	

5.1 Nordic Balancing Model (NBM)

De nordiske TSO'er; Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid og Statnett, er gået sammen om at videreudvikle det fælles nordiske balancerings samarbejde ved at introducere ACE (area control error) baseret balancering i Norden. I Danmark er det i første omgang DK2, der er en del af det fælles nordiske balanceringskoncept. Arbejdet spænder bredt og omhandler for eksempel:

- Forbedring af FCR-reserven
- Fælles nordisk marked for aFRR kapacitet
- Fælles nordisk marked for aFRR aktivering

- Fælles nordisk marked for mFRR kapacitet
- Fælles nordisk marked for mFRR aktivering
- 15 minutters ubalance afregning
- Ny ubalancepris; én samlet ubalanceposition og étprisafregning for alle ubalancer

Det fælles nordiske balanceringskoncept udvikles og implementeres løbende frem mod 2024 og kan følges via [NBMs hjemmeside](#).

Mange af disse projekter er allerede udført eller i proces, for yderligere information se afsnit 4 for hvor langt i udviklingen de enkelte typer af systemydelser er.

Følgende projekter der indgår i Nordic Balancing Model (NBM), samt deres forventet implementerings tidspunkt:

- Q4 2021: Single Price model
- Q1 2022: National aFRR capacity market
- Q1 2022: Nordic aFRR capacity market
- Q4 2022: Automated Nordic mFRR EAM (energy activation market)
- Q2 2023: 15 min intraday market
- Q2 2023: 15 min ISP (imbalance settlement period)
- Q4 2023: Nordic mFRR capacity market
- Q2 2024: European aFRR EAM, PICASSO
- Q2 2024: European mFRR EAM, MARI

Ændringerne vil medføre at Norden bliver mere kompatibel med balanceringskonceptet i det kontinentale synkronområde, og vil kunne tilslutte sig de europæiske balanceringsplatforme.

5.2 Forventede behov for frekvensreserver i nærmeste fremtid

Energinet vurderer løbende det fremtidige behov for reserver. Den til enhver tid seneste vurdering, ligger tilgængelig på Energinets hjemmeside med titlen [Behovsvurdering for systemydelser](#). Denne rapport indeholder ligeledes en årlig status på markedsgørelse af systemydelser.

Når Energinet vurderer det fremtidige behov for systemydelser, sker det ved at fremskrive udviklingen som den ser ud på det tidspunkt vurderingen finder sted. Mange ting ændres mellem en vurdering og dens realtid. Derfor skal tallene bruges med passende forbehold og i den rigtige kontekst.

Tabel 4.2. Prognose i MW for reservebehov i hhv. 2021, 2022 og 2025

	FCR, DK1	FCR-N, DK2	FCR-D, DK2	aFRR, DK1	aFRR, DK2	FRR, DK1	FRR, DK2
2021	20	18	44	90	12	684 ¹	623
2022	20	18	44	- ³	- ³	684	623
2025	20	18	44	- ³	- ²	684	623

¹Dette behov dækkes delvis af FCR, aFRR og reserver i DK2.

²Der er ikke fastlagt behov for aFRR, da nye dimensioneringskriteriet er under udarbejdelse og forventes færdigudviklet ved udgangen af 2021.

³ Der er stor usikkerhed omkring behovet for aFRR i de kommende år, da markedet for aFRR bliver væsentligt ændret.

Tabel 4.3. Prognose i MW for reserveindkøb i hhv. 2021, 2022 og 2025

	FCR, DK1	FCR-N, DK2	FCR-D, DK2	aFRR, DK1	aFRR, DK2	mFRR, DK1	mFRR, DK2
2021	20	18	44	90 ²	12	284	Op til 638
2022	20	18	44	90	12-24	284	623
2025	20	18	44	- ³	- ¹	284	623

¹D er ikke fastlagt behov for aFRR, da nye dimensioneringskriteriet er under udarbejdelse og forventes færdigudviklet ved udgangen af 2021.

²10 MW af de 90 MW aFRR der indkøbes i DK1 deles med DK2 via Storebæltsforbindelsen.

³Der er stor usikkerhed omkring behovet for aFRR i de kommende år, da markedet for aFRR bliver væsentligt ændret.

Energinet frasiger sig ansvar for dispositioner foretaget på baggrund af ovenstående fremskrivning af behovet for reserver.

Bemærk at et behov ikke nødvendigvis er lig med den mængde der vil blive indkøbt løbende. For eksempel kan dele af behovet dækkes ved en anderledes disponering af anlæggene og der kan være midlertidige ændringer i hvilke anlæg, der er til rådighed.