

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
18. december 2018

Forfatter:
LKB/ARY

FØLGEBREV TIL 'ALL TSO PROPOSALS' FOR AFRR IMPLEMENTATION FRAMEWORK (PICASSO), MFRR IMPLEMENTATION FRAMEWORK (MARI), PRICING PROPOSAL, TSO-TSO SETTLEMENT, ACTIVATION PURPOSE OG IMBALANCE SETTLEMENT HARMONISATION

I henhold til artikel 4 i KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (herefter kaldet EBGL) skal alle TSOer i fællesskab udarbejde et fælles forslag til rammen for:

- ✓ mFRR Implementation Framework (MARI), EBGL art. 20
- ✓ aFRR Implementation Framework (PICASSO), EBGL art. 21
- ✓ Pricing Proposal, EBGL art. 30
- ✓ TSO-TSO Settlement, EBGL art. 50.1
- ✓ Activation Purpose, EBGL art. 29.3
- ✓ Imbalance Settlement Harmonisation, EBGL. Art. 52.2

Energinet fremsender hermed ovennævnte forslag til godkendelse hos Forsyningstilsynet, jf. artikel 5 i EBGL. Ovennævnte forslag er ALL TSO proposals, udarbejdet af alle TSO'erne, og afledt deraf skal de ligeledes godkendes af alle regulatorerne. Energinet skal senest 12 måneder efter forordningens ikrafttræden fremsende forslag til Forsyningstilsynet godkendelse, jf. de ovenstående artikler.

Forsyningstilsynet skal træffe afgørelse om de fremlagte vilkår, betingelser og metoder seneste seks måneder efter, at de, eller i givet fald den sidste berørte relevante regulerende myndighed, har modtaget de omhandlende vilkår, betingelser og metoder, jf. artikel 5, stk. 6 i EBGL.

Forslagene er alle udarbejde via et samarbejde mellem alle TSO'erne faciliteret af ENTSO-E. I denne proces har der været afholdt diverse workshops med aktørerne, og der har været afholdt løbende møder med alle regulatorerne.

TSO-TSO settlement forslaget er ikke omfattet af kravet om offentlig høring jf. EBGL art. 10. De øvrige forslag har været i offentlig EU-høring. Hvert forslag har været i høring jf. kravene for de enkelte forslag i perioden medio april 2018 til medio november 2018. Alle de indkomne høringsvar samt besvarelserne hertil er vedlagt i bilag. Bilagene er listet ved navns nævnel-

se på den følgende side. Til hvert forslag er der desuden udarbejdet et forklaringsdokument som også er vedlagt.

Efter Energinet's vurdering lever alle forslagene fuldt op til alle kravene i artikel 3 i EBGL, og Energinet har ikke haft nogle betænknings ved at stemme positivt for forslagene. Alle forslagene blev godkendt på ENTSO-E Markedskomitemøde den 12. december 2018. Der var bred opbakning fra alle TSO'erne til alle forslagene, så alle blev vedtaget med meget stort flertal. Kun ganske få TSO'er undlod at stemme positivt for forslagene.

Det skal bemærkes, at der er meget stort sammenfald mellem mange af artiklerne i aFRR og mFRR implementation frameworks, hvilket er naturligt da EBGL art. 20 og 21 stiller mange af de samme krav. De tilhørende forklaringsdokumenter til aFRR og mFRR er ikke så sammenfaldene som selve forslagene, men komplimenterer hinanden godt. Det kan derfor være en fordel at læse begge forklaringsdokumenterne sammen med aFRR og mFRR forslagene. Desuden kan det anbefales at behandle forslagene i den rækkefølge de er listet, da dette giver den forståelsesmæssige bedste sammenhæng mellem forslagene. Det skal også pointeres, at der er store indbyrdes afhængigheder mellem forslagene, så krav om rettelser i et af forslagene kan have kraftig indflydelse på de andre forslag.

På de følgende sider angives for hvert af ovenstående forslag særlige bemærkninger. Herunder angives, hvad der har været diskuteret særligt i relation til udarbejdelsen af de enkelte forslag.

Spørgsmål til forslagene kan rettes til Martin Høgh Møller (mhm@energinet.dk).

Nærværende anmeldelse består af følgende dokumenter:

Legal documents:

- All TSOs' proposal for the **implementation framework** for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with **manual** activation in accordance with Article 20 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing
- All TSOs' proposal for the **implementation framework** for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with **automatic** activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing
- All TSOs' proposal on **methodologies for pricing balancing energy** and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process pursuant to Article 30(1) and Article 30(3) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- All TSOs' proposal for common **settlement rules** applicable to all intended exchanges of energy as a result of the reserve replacement process, frequency restoration process with manual and automatic activation and the imbalance netting process pursuant to Article 50(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- All TSOs' proposal for classification methodology for the **activation purposes** of balancing energy bids pursuant to Article 29(3) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing
- TSOs' proposal to further specify and **harmonise imbalance settlement** in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

Explanatory documents:

- Explanatory Document to All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- Explanatory Document to all TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation in accordance with Article 20 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- Explanatory Document to all TSOs' proposal for a methodology to determine prices for the balancing energy and cross-zonal capacity used for exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process in accordance with Article 30 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- Explanatory Document to all TSOs' proposal for a methodology for the TSO-TSO settlement rules for the intended exchange of energy in accordance with Article 50(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- Explanatory Document to all TSOs' proposal for classification methodology for the activation purposes of balancing energy bids pursuant to Article 29(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing
- Explanatory document to all TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017, establishing a guideline on electricity balancing

Responses:

- ENTSO-E's response to the public consultation on "All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing"

-
- *ENTSO-E's response to the public consultation on "All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation in accordance with Article 20 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November"*
 - *ENTSO-E response to the public consultation on "All TSOs' proposal on methodologies for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process pursuant to Article 30(1) and Article 30(3) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing"*
 - *ENTSO-E response to the public consultation on "All TSOs' proposal for classification methodology for the activation purposes of balancing energy bids pursuant to Article 29(3) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing"*
 - *ENTSO-E response to the public consultation on "All TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing"*

Bemærkninger til mFRR Implementation Framework

Full Activation Time (FAT)

Det var til særlig diskussion, hvor lang FAT skulle være i MARI. Diskussionen om FAT havde et forslag på 5 minutter, som det ene yderpunkt og 15 minutter som det andet yderpunkt. Argumenterne for 5 minutter har været stillet af teknologier med meget hurtig respons, mens argumenterne for 15 minutter har fokuseret på at skabe mest mulig likviditet. Herudover skal Time To Restore Frequency (TTRF) på 15 minutter overholdes jf. SOGL. Der er i MARI indstillet til en FAT på 12,5 minutter, hvilket sikrer, at TTRF kan overholdes med øje for algoritmens behandlingstid, kommunikationstid m.v.

En FAT på 12,5 minutter forventes ikke at være et problem for danske aktører. Det kan potentielt minimere udbuddet fra danske aktører en smule, men det forventes ikke at holde dem ude af markedet.

Gate-Closure-Time (GCT)

I MARI er det blevet diskuteret indgående, hvor lang GCT skal være for henholdsvis BSP og TSO. GCT for BSP er blevet fastsat til 25 minutter før den kvarters periode, som buddet gives til. Her har diskussionerne handlet om at sikre, at BSP'en kan afgive bud så tæt på driftsøjeblikket som muligt, samtidig med at TSO'en kan nå at gennemgå og eventuelt filtrere bud, inden TSO'en skal sende buddene op til platformen. GCT for TSO'en er fastsat til 12 minutter før den respektive periode. Den lavest mulige GCT for TSO'en var på forhånd fastsat til 10 minutter af hensyn til algoritmens behandlingstid og kommunikationstid. GCT for TSO'en på 12 minutter er fastsat ud fra et ønske om at have tid til at gå over på en fall-back solution, hvis kommunikation eller lignende svigter.

De fastsatte GCT på 25 minutter er i overensstemmelse med forventningerne fra danske aktører. Energinet har ej heller problemer med at overholde TSO GCT.

Direct versus Scheduled bids

Det har været diskuteret indgående, hvorvidt der skal være både Direct (DA) og Scheduled (SA) bids. Der har været modstand mod, at det skal være muligt at indsende bud, der er scheduled only. Herudover har det særligt været diskuteret, hvordan aktiveringsrækkefølgen af SA og DA bids skal være. Heri om DA skal aktiveres før eller efter SA.

Rækkefølgen med DA efter SA forventes ikke at påvirke danske aktører negativt, men medvirker til at GCT kunne nedbringes til 25 min.

Maksimum budstørrelse for udelelige bud

Det har været diskuteret, hvorvidt der er behov for en maksimumsbudstørrelse på udelelige bud. Fortalere herfor vil sikre størst mulig fleksibilitet i platformen og maksimering af sandsynligheden for at møde efterspørgslen efter energi eksakt. Modstandere ønsker ikke noget loft på budstørrelsen for udelelige bud for at øge likviditeten i markedet.

For danske aktører er det positivt, at der ikke er et maksimum på budstørrelsen på udelelige bud. Såfremt der blev indført en maksimum budstørrelse på udelelige bud, forventes det dog at være så højt, at det ikke vil påvirke danske aktører negativt.

Guaranteed Volume

Det har været særligt diskuteret, hvorvidt det på platformen skal være muligt at reservere en mængde DA bud til eget brug, så hver TSO altid er sikker på at kunne leve op til sin egen dimensionering. Nogle TSO'er mener, at guaranteed volume er en selvfølge for tilfredsstillende robusthed i et fællesmarked. Fortalere for guaranteed volume mener, at TSO'en vil være nødsaget til at tilbageholde en hvis kapacitet til eget brug, hvis ikke det er muligt at reservere den på platformen. TSO'er, der er imod guaranteed volume, mener, at det minimerer likviditeten markant på platformen og tror på, at der er tilpas mange bud til, at hver TSO til hver en tid kan hente den nødvendige energi ved behov. Modstandere mod guaranteed volume mener, at det begrænser effektiviteten af en fælles platform. Hvis TSO'er markerer bud som værende util-

gængelige for andre, jf. EBGL art. 29.14, skal dette fremgå tydeligt via et "tag", således at omfanget kan overvåges.

Guaranteed volume betyder for danske aktører, at deres bud kan blive reserveret til "egne formål". Det er uvist, hvordan dette vil udspille sig i praksis og hvilken økonomisk betydning det vil have for danske aktører. Energinet tror på, at der vil være tilstrækkeligt med bud i et fælles marked, hvis alle TSOer indsender deres faktiske kapacitet, og Energinet har derfor ikke umiddelbart planer om at markere en mængde danske bud som værende utilgængelige for andre. Der vil være overvågning på platformen, der sikrer indgriben mod free-riding.

Counteractivations

Der har været indgående diskussion af og uenighed om, hvorvidt counteractivations skal tillades. Modstanden fokuserer primært på, at algoritmen ikke skal have økonomisk optimering som fokus. Counteractivations er blandt andet besluttet at indføre, da det gør det lettere for algoritmen at finde optimum.

Idet counteractivations blot vil medføre flere aktiveringer forventes det ikke at skabe problemer for danske aktører. Energinet bakker op om counteractivations. Se desuden beskrivelsen under aFRR.

Bemærkninger til aFRR Implementation Framework

Full Activation Time (FAT)

De seneste 2 år har man fokuseret på værdierne 5 minutter og 7,5 minutter. Det har været påpeget, at 5 minutter begrænser den tilgængelige mængde aFRR, der vil blive til rådighed, fordi det er for skrappt et krav til visse typer anlæg. Modsat har det været påpeget, at 7,5 minutter vil lede til for dårlig frekvenskvalitet, især hvor man i dag opererer med kortere FAT. Derfor er datoen for harmonisering af FAT sat til år 2025, så alle kan nå at tilpasse sig. FAT bliver 5 minutter.

Indtil 2025 er FAT 7,5 minutter, men det er ikke et bindende krav. Det betyder, at anlæg med en FAT længere end 7,5 minutter stadig kan levere indtil 2025, men den tilsluttede TSO vil få tildelt den ubalance, der hidrører fra leverancer med en FAT dårligere end 7,5 minutter. Der henvises til Explanatory Document omkring valget af FAT. Danske aktører har typisk leveret aFRR fra termiske anlæg, som har sværere ved at overholde en FAT på 5 minutter. Den lange periode før egentlig harmonisering vil give dem mulighed for en vis tilpasning, og der vil også i den periode finde et naturligt teknologiskifte sted.

Exchange models

Dette handler om, hvilket signal der udveksles mellem platformen og den enkelte TSO. Modelerne på tale er "Control Demand" og "Control Request", og det er den første, der er valgt til platformen. Dette valg faldt meget tidligt i udviklingsarbejdet; for over 3 år siden.

Control Demand anses for mere robust, fordi der ikke bliver ændringer i det sekundære kontrol-loop, der allerede i dag findes i hvert LFC-område, og som er en integreret del af de enkelte TSOers SCADA system.

Energinet er tilhænger af Control Demand på grund af robusthed og enklere implementering.

Gate Closure Time (GCT)

BSPer skal indlevere bud senest 25 minutter før den periode, hvor buddet kan aktiveres. Buddene leveres til den forbundne TSO, som skal videresende buddene til PICASSO platformen senest 10 minutter før begyndelsen af næste kvarter.

TSOen kan på et hvilket som helst tidspunkt efter fremsendelse til platformen markere et bud som værende ikke-tilgængeligt. Et bud kan også markeres som tilgængeligt igen. Dette er den eneste modifikation af buddene, der kan finde sted.

Danske aktører og Energinet har interesse i at have en GCT, der er så tæt som muligt på real-time, fordi det skaber en dynamik, der kan øge volumen på platformen. Det sker blandt andet ved mange frivillige bud fra anlæg, der kort før leverings-kvarteret af den ene eller anden grund, ikke har fået aftale på levering af andre produkter.

Counteractivations

I et stort europæisk marked for opregulerende og nedregulerende balanceprodukter vil der opstå tilfælde, hvor platformen vil kunne "tjene penge" på at aktivere et højt nedreguleringsbud med et lavt opreguleringsbud, selvom der ikke var noget balanceringsbehov. Dette er et meget kontroversielt emne, som har været heftigt diskuteret blandt NRAer, aktører og TSOer. Der henvises til separat notat om dette emne.

Energinet og Nordiske aktører har generelt været tilhænger af at tillade counteractivations. Beslutningen blev at forbyde counteractivations i PICASSO, men tillade det i MARI. Se desuden beskrivelsen under mFRR.

Bemærkninger til Pricing Proposal

Balancing Energy Pricing Period (BEPP) for aFRR

BEPP er fastlæggelsen af den periode, der udgør en indkøbsrunde. Når vi har besluttet at anvende marginalprissætning, er det væsentligt at slå fast, hvilken periode en marginal pris dækker afregningen af alle andre aktiverede bud. Simpelt fremstillet skal det enten være de 15 minutter som også er gyldighedsperioden for aFRR-standardproduktet, eller de få sekunder, der går imellem hver control-cycle i et LFC-område. "Control cycle" er hver gang en Load Frequency Controller måler ACE og aktiverer i henhold hertil. Control Cycle varierer pt. i Europa fra 2 til 10 sekunder.

Pricing Proposal indebærer en BEPP på control cycle niveau, altså cirka 4 sekunder. Den vigtigste begrundelse er, at priserne vil blive for høje, hvis få sekunders aktivering kan sætte prisen for hele 15 minutters perioden. Et forbehold man kunne have er, at der vil kunne være flere tusinde forskellige priser på en enkelt dag, og de vanskeligheder der dermed kan være med at udføre opfølgende kontrol med levering og afregning.

BSPer i hele Europa er tilhængere af BEPP på 15 minutter, fordi det giver højere priser på aktivering. Derimod er foreningen for ALLE slutbrugere i hele EU meget imod en BEPP på 15 minutter, fordi de i sidste ende vil give højere priser for forbrugerne. Det forslås derfor, at der etableres en marginalpris for hver control cycle

Cross Border Marginal Pricing

Et centralt princip i medfør af forslaget er, at den marginale pris har afsmittende virkning ud over budzoner og bliver prissættende, så langt som der ikke er kapacitetsbegrænsninger (flaskehalse). EBGL kræver marginalprissætning, men ikke nødvendigvis ud over budzone grænser. Dette er samme princip som kendes fra Day-Ahead markedet, og som har været gældende i det nordiske Balancemarked de sidste mange år. I starten var mange europæiske TSOer modstandere af cross border marginal pricing, men nu er der generelt enighed blandt TSOerne om denne metode.

Price determination in aFRR

Til at slå fast hvilket bud, der får lov til at sætte prisen for aFRR, altså hvilket der er det marginale bud, er det valgt at anvende det aktiveringssignal, der udsendes fra aktiverings-optimerings-funktionen (AOF). Der var to andre muligheder; at tage det aktiveringssignal, der sendes fra TSO til forbundet BSP eller tage den faktiske leverance.

Valget er faldet på AOF-signalet, fordi det er transparent og utvetydigt; det vil sige det kan ikke betvivles af nogen part. Desuden betyder det, at AOF har al nødvendig information til afregning, og vil ikke være afhængig af data fra den enkelte TSO.

Grunden til at det ikke er enkelt at anvende den faktiske levering er, at den ikke måles konsekvent og løbende. Metoderne og præcisionen er vidt forskellig fra område til område.

Energinet har været fortalere for det trufne valg, og det er formentlig også det valg danske aktører foretrækker.

Pricing of System Constraints

Det har været særligt diskuteret, hvorledes bud aktiveret til andre formål end balancering skal afregnes. Der har været rejst flere forskellige muligheder for afregning heraf, som menes at

være kompatibel med EBGL. Heri har været diskuteret én marginal pris uanset formål, og der har været diskuteret to marginal priser; én pris for bud aktiveret til balanceringsformål og én pris for bud aktiveret til andre formål end balancering, men det endelige forslag stiller pay-as-bid som afregningsmetode for bud aktiveret til andre formål end balancering. Det vedtagne materiale afspejler kun diskussionerne af henholdsvis én marginal pris og pay-as-bid, som afregningsmetode. Det primære argument for pay-as-bid som forslag til afregningsmetode for bud aktiveret til andre formål end balancering er, at betydningen for ubalanceprisen og eventuel kompensation herfor ved én marginal pris for alle formål er svær gennemskuelig. Det er ikke ønskværdigt, at ubalanceprisen påvirkes af aktiveringer, der skyldes andre formål end balancering.

Dette er et område, som danske aktører, har stillet spørgsmål ved i høringsprocessen. Energinet bakker op om de danske aktørers kommentarer og mener ikke, at en anden løsning end pay-as-bid er umulig at implementere.

Bemærkninger til TSO-TSO Settlement

Overordnede principper

Settlement Proposal (SP) er såvel en udmøntning af netreglernes krav om, at hver TSO kommunikerer med egne tilsluttede BSP'er - også når de leverer til andre TSO'er - som en harmonisering af afregningsprincipperne mellem TSO'erne.

SP håndterer den tilsigtede udveksling af balanceringsenergi (intended exchange of energy) mellem TSO'er og knytter sig derfor direkte til de standardprodukter og øvrige markedsparametre, der defineres for de fire platforme for RR, mFRR, aFRR og IN samt de respektive 'implementation frameworks'.

Hver af de fire platforme udregner centralt den samlede afregning mellem TSO'er. Den nødvendige information om volumen og pris ligger i optimeringsfunktionerne i form af de indmeldte bud og den aktivering, platformen har beregnet.

Det til grund liggende volumen, hvad angår mFRR-produkter, beregnes simpelt ud fra produktdefinitionen, fordi mFRR produkter leveres i deres helhed. Hvad angår aFRR-produkter, der ofte ikke vil levere muligt maksimum-volumen på grund af den løbende aktivering, beregnes volumen ud fra det aktiveringssignal, der udsendes fra AOF i hver kontrol-cyklus.

Ligesom i day-a-head markedet vil der opstå en flaskehalsindtægt når der udveksles balanceenergi mellem områder med forskellige marginalpriser. Denne flaskehalsindtægt fordeles uden undtagelse efter ejerandelene på den enkelte interkonnektor.

Bemærkninger til Activation Purposes

Der foreslås kun 2 forskellige aktiveringsformål: Balancering eller system udfordringer. Nogle få regulatorer har krævet flere formål, men der har ikke været den store diskussion.

Bemærkninger til Imbalance Settlement Harmonisation

Harmonisering af ubalanceafregning har været væsentlig for mange aktører, og anses for at være en meget vigtig parameter blandt aktørerne. Det er måske også en af de sværeste parametre at harmonisere, idet den har stor indflydelse på hvordan aktørerne opfører sig i markedet. Det er ubalanceprisen der giver incitamenterne for aktørerne til at bringe sig i balance i enten day-a-head, intraday eller realtime. Derfor har de forskellige lande i EU stærke holdninger til hvordan ubalanceprisen skal udregnes, og man er langt fra enige. Derfor lykkedes det heller ikke da man skrev EBGL, at stille stærke krav til harmonisering af ubalanceafregning. Forslaget ses af mange aktører som værende uambitiøs, men det holder sig inden for rammerne af EBGL. Dette forhindrer ikke TSO'erne i at foreslå en stærkere harmonisering, men der er ingen enighed om præcis hvilken metode der skal benyttes. Der er heller ikke fra aktørerne et

klart forslag til hvordan prisen skal udregnes, blot et ønske om mere ambitiøs harmonisering. For Energinet er forslaget OK, og det giver tilpas frihed til at vi i Norden kan lave en mere harmoniseret løsning, men Energinet er fortalere for en øget harmonisering på EU niveau.