

Til Sekretariatet for Energitilsynet

Tonne Kjærvej 65  
7000 Fredericia  
Tel. +45 70 10 22 44  
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk  
www.energinet.dk  
cvr-nr. 28 98 06 71

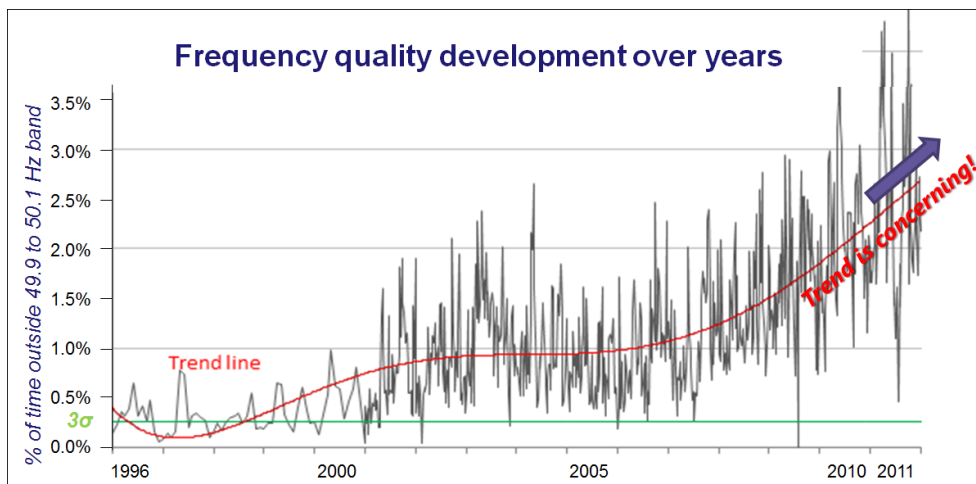
## Anmeldelse af nyt marked for aFRR kapacitet i Norden

16. februar 2017  
HEP/HEP

Med henvisning til Elforsyningslovens § 73a anmoder Energinet.dk hermed Energitilsynet om godkendelse af ny metode til indkøb af aFRR kapacitet i Norden.

### 1. Baggrund

Frekvensen i det nordiske område er gradvis blevet forværret gennem de sidste 15 år, jf. nedenstående figur 1.



**Figur 1:** Den nordiske frekvenskvalitet (andel af tiden uden for 49,9 - 50,1Hz)

På baggrund af dette forløb besluttede de nordiske TSO'er for flere år siden at iværksætte et projekt med henblik på at introducere et nyt systemydelsesprodukt, aFRR<sup>1</sup>, i det nordiske synkronområde.

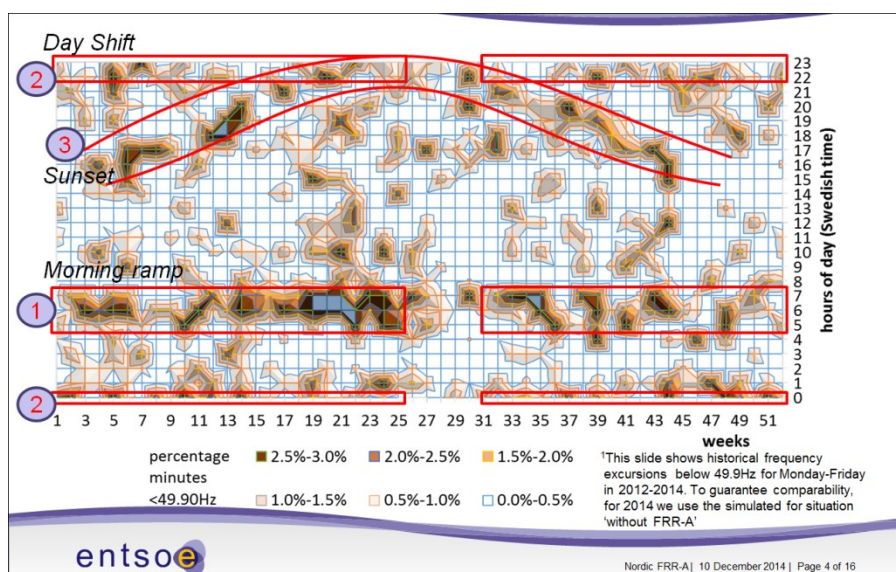
<sup>1</sup> Automatic Frequency Restoration Reserves er den nye ENTSO-E betegnelse. Produktet har været anvendt i Kontinental Europa i en årrække og kendt under navnet sekundære reserver eller LFC (load frequency control).

Danske aktører er blevet orienteret om fremdriften i projektet gennem en række workshops:

- September 2011 i Helsinki: Teknisk gennemgang og løsningsmetoder.
- Maj 2012 i København: Endelig produktspecifikation, fremtidig indkøbsmodel og testplan for 2013.
- December 2014 i København: Rapportering af forsøg med reservationer af transmissionskapacitet (Hasle-projektet) og roadmap for 2015-2017.

Siden starten af 2013 har der været indkøbt varierende mængder af aFRR i form af nationale indkøb, hvor de landevise mængder blev bestemt af en fast fordelingsnøgle. Østdanske aktører har ikke taget del i denne del af projektet, da de danske mængder var meget begrænsede (4-12 MW). I stedet blev de danske forpligtelser til synkronområdet leveret fra Vestdanmark via Storebæltsforbindelsen<sup>2</sup>.

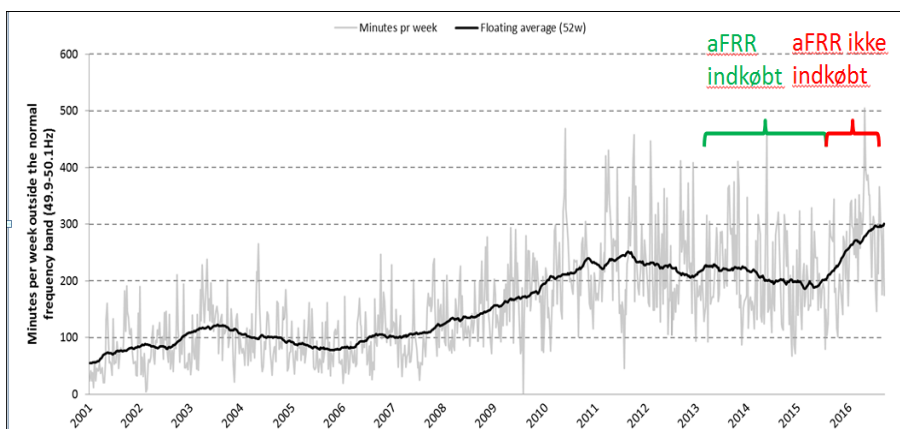
Projektet og testforløbet har vist, at 300 MW aFRR på nordisk plan, indsat i ca. 1500 timer pr. år, for nærværende er i stand til at få bugt med frekvensproblemerne. Nedenstående figur 2 viser i hvilke timer af døgnet og året, at frekvensproblemerne har været fremherskende, og som derfor har været retningsgivende for indkøbet.



**Figur 2:** Timer med frekvensproblemer

Omstående figur 3 viser frekvensforløbet med og uden indkøb af aFRR.

<sup>2</sup> Denne overgangsløsning blev forelagt og tiltrådt af SET efter møde den 9. august 2012.



**Figur 3:** Frekvenskvalitet med og uden indkøb af aFRR

## 2. Ny fællesnordisk indkøbsmodel for aFRR kapacitet

Med baggrund i projekterfaringerne, planlægger de nordiske TSO'er nu at etablere en ny, fællesnordisk markedsplads for indkøb af aFRR kapacitet i det nordiske synkronområde.

Som led i denne beslutning, har de nordiske TSO'er den 16. november 2016 undertegnet en "Agreement on a Nordic Market for Frequency Restoration Reserves with automatic activation (aFRR)". Denne samarbejdsaftale indeholder en række appendikser, som gengiver detaljerne i den foreslåede markedsmode, og på denne måde er aftalen en integreret del af denne metodeanmeldelse. Aftalekomplekset er vedlagt denne metodeanmeldelse.

Den overordnede plan er at indkøbe den nødvendige aFRR kapacitet gennem daglige auktioner ved brug af timeprodukter. Indkøbet sker simultant i 11 prisområder.

Vestdanmark, der ligger uden for det nordiske synkronområde, er ikke omfattet af den nye markedsmode i første omgang.

For at sikre likviditet i markedet og effektivitet i indkøbet opererer forslaget endvidere med mulighed for reservation af transmissionskapacitet på daglig basis (dynamisk reservation) forudsat at det giver en samfundsøkonomisk gevinst at overføre en del af handelskapaciteten fra spot- og intraday-markedet til markedet for systemydelser med henblik på at udveksle aFRR kapacitet.

På denne måde er forslaget i tråd med Energinet.dk's målsætning om at skabe internationale markeder for systemydelser, som kan sikre danske aktører større afsætningsmuligheder og samtidig billigere indkøbet.

### 2.1 Reservation af handelskapacitet

Et centralt element i indkøbsmodellen er muligheden for at reservere transmissionskapacitet, hvis det viser sig, at gevinsten ved at udveksle aFRR ressourcer overstiger tabet ved at begrænse handelskapaciteten i spot- og intraday markedet.

Følgende koncept, som har været testet igennem det såkaldte Hasle-projekt i efteråret 2014<sup>3</sup>, lægger til grund:

- Forskellen mellem spotprisen i de forskellige prisområder prognosticeret time for time om formiddagen dagen før driftsdøgnet<sup>4</sup>.
- De indkomne bud for aFRR kapacitet i de forskellige prisområder sammenholdes med de estimerede spotprisforskelle.
- Hvis prisforskellen mellem aFRR bud i tilgrænsende prisområder overstiger prisforskellen i spotmarkedet, reserveres transmissionskapacitet på den pågældende forbindelse. I modsat fald undlades reservation i den pågældende time.
- Ovenstående afvejning gennemføres dag for dag i en optimeringsmodel, der tillige indeholder følgende betingelser:
  - Startværdierne til modellen bestemmes af Initial Geographical Distribution
  - Maksimalt 10% af handelskapaciteten på en forbindelse kan reserveres.
  - Den estimerede prisforskel i spotmarkedet tillægges 1 €/MWh.

De ekstra betingelser er udtryk for en konservativ tilgang til reservationer, idet betingelserne giver større sikkerhed for, at reservationer kun gennemføres, når det er økonomisk fordelagtigt.

I Kommissionens udkast til Guideline on Electricity Balancing<sup>5</sup>, er anført tre forskellige metoder vedrørende reservationer og udveksling af reserver. Den ovenfor foregående metode følger principperne i "Market based allocation", jf. Article 41.

### *2.1.1 Initial Geographical Distribution*

For at minimere omfanget af kapacitetsreservationer, er der foretaget analyser af flaskehalse i det nordiske område. Den såkaldte "Initial Geographical Distribution" repræsenterer en fordeling af den samlede aFRR kapacitet på prisområder, som vil kunne aktiveres fuldt ud uden at skabe flaskehalse.

Derfor indgår "Initial Geographical Distribution" som startværdier til optimeringsalgoritmen, og det er kun i den udstrækning, at hvis den endelige fordeling af aFRR kapacitet afviger fra startfordelingen, at kapacitetsreservationer er påkrævet.

Den præcise beregning af "Initial Geographical Distribution" er gengivet i "Agreement on a Nordic Market for Frequency Restoration Reserves with automatic activation (aFRR)", appendix 2, afsnit 2c.

### *2.1.2 Beregning af samfundsøkonomi*

Metoden med dynamiske reservationer har været testet ved brug af optimeringsmodellen og baseret på de afgivne aFRR-bud igennem første halvår af 2015. Analysen viste, at der kunne skabes en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 15 mio.kr. ved at udveksle aFRR mellem prisområder og et afledt tab som følge af kapacitets-

<sup>3</sup> Der er udarbejdet et separat rapport om Hasle-projektet, som er vedlagt denne metodeanmeldelse.

<sup>4</sup> For at sikre maksimal transparens anvendes en uhyre simpel prognosemodel: prisforskellen i morgen antages at være den samme som i dag, dog med korrektion for hverdag/weekend.

<sup>5</sup> EB Guideline – Version 24.01.2017.

reservationer på ca. 1,5 mio.kr<sup>6</sup>. Altså sammenlagt et klart samfundsøkonomisk overskud ved dynamiske reservationer.

## **2.2 Markedsdesign**

Det samlede udbud af aFRR kapacitet forventes i den indledende fase at blive i størrelsesordenen 300 MW på nordisk plan svarende til den mængde, der sammenlagt har været indkøbt ved nationale udbud. Svarende til nuværende praksis, forventes indkøbet desuden kun foretaget i afgrænsede tidsrum på hverdage, i alt ca. 1500 timer pr. år. Fremadrettet vil behovet blive i øvrigt revurderet regelmæssigt og eventuelt nye behov vil blive udmeldt i god tid til aktørerne.

Med henvisning til, at reservation af handelskapacitet kan komme på tale på Øresundsforbindelsen som led i indkøbet, betyder ovenstående, at østdanske aktører "ser ind i" et aFRR kapacitetsmarked på ca. 150 MW i udvalgte tidsrum.

### *2.2.1 Produktdefinition*

Som udgangspunkt købes aFRR kapacitet time for time i én bestemt retning (op eller ned) – dvs. asymmetriske bud. Den balanceansvarlige aktør skal være i stand til at levere fuldt respons fra de tilsluttede anlæg inden for 5 minutter efter at besked er blevet afsendt<sup>7</sup>.

### *2.2.2 Budstørrelse og budtyper*

Mindste budstørrelse er 5 MW og bud skal være i trin af 5 MW. Dette layout er en integreret del af aFRR markedet til start bl.a. med henblik på at kunne foretage de mange afvejninger af kapacitetsreservationer versus udveksling af aFRR kapacitet.

Bud fra enkeltanlæg kan puljes sammen, og bud kan sammenkædes – linkes - både med hensyn til op- og nedregulering (symmetriske bud) og i tid (blokbud).

Bud indtil 50 MW kan markeres som udelelige – dvs. enten tager man hele budet eller slet ingenting.

### *2.2.3 Fremsendelse af bud*

Bud kan enten fremsendes til den fælles indkøbsplatform (B2B eller web interface) eller direkte til Energinet.dk. Budformaterne baseres på ENTSO-Es standard for indkøb af reservekapacitet - Reserve Ressource Process (EERP). Detaljerne i budformatet vil blive fastlagt senere.

### *2.2.4 Gate closure*

Deadline for bud til kapacitetsauktionen er fastsat til kl. 20:00 to dage før driftsdøgnet. Tidspunktet er fastsat under hensyntagen til, at resultatet af den østdan-

<sup>6</sup> Ved bestemmelse af tabet ved kapacitetsreservationer er alene medtaget nedgangen i flaskehalsindtægter – dvs. det er antaget, at kapacitetsreservationer ikke påvirker prisdannelsen på hver side af forbindelsen. Denne antagelse understøttes af Hasle-projektet, hvor Nord Pool Spot genbereggede spotpriserne uden reservationer. Konklusionen var, at prispåvirkningen af reservationerne var meget lille, jf. Hasle-rapportens afsnit 9.2.

<sup>7</sup> I ENTSO-E regi (Working Group Ancillary Services) drøftes p.t. standardprodukter. For så vidt angår aFRR og FAT (full activation time), kandiderer et 5-minutters produkt til at blive standard overalt i Europa.

ske-svenske auktion over FCR-N & FCR-D skal foreligge inden auktionen af aFRR slutter.

#### 2.2.5 *Udvælgelse af bud*

Som udgangspunkt sorteres budene efter pris pr. MW, dog anvendes princippet om, at det samlede behov vil blive dækket med mindst mulige omkostninger.

#### 2.2.6 *Prisfastsættelse*

Afregning af aFRR kapacitet sker efter pay-as-bid princippet, hvilket aktuelt benyttes i Finland, Sverige og Danmark ved indkøb af aFRR kapacitet.

#### 2.2.7 *Valuta*

Alle priser og afregning foregår i Euro.

### **3. Energiaktivering**

De balanceansvarlige aktører og anlæg, som får tilslag i kapacitetsauktionerne, vil naturligvis blive afregnet særskilt for den leverede energi. I første omgang vil aFRR aktivering ske pro-rata – dvs. hvis eksempelvis det samlede behov for aktivering på et givet tidspunkt er halvdelen af den samlede indkøbte mængde, da vil alle aktører blive bedt om at levere halv ydelse. Energiaktiveringer afregnes i første omgang til en forud defineret pris, nemlig til den bedste af spotprisen og regulerkraftprisen.

Det er planen i det nordiske aFRR projekt at udbygge modellen med et energiaktiveringsmarked på et senere tidspunkt. Et energiaktiveringsmarked indebærer, at aktører kan indmelde frivillige bud samt angive krav til aktiveringspris. Aktivering under disse omstændigheder sker nu i prisrækkefølge, hvor både frivillige bud og rådighedsbud indgår - helt som det er kendt fra regulerkraftmarkedet i dag – og afregning af den leverede energi sker til marginalpris.

Detaljerne i energiaktiveringsmarkedet er endnu ikke helt på plads. Når principperne er klar, vil der blive foretaget en ny høring af aktørerne og Energitilsynet skal efterfølgende tage stilling til forslaget i forbindelse med en ny metodeanmeldelse. Det er intentionen at energiaktiveringsmarkedet kan startes i slutningen af 2018.

### **4. Aktørernes kommentarer**

Som led i godkendelsesprocessen har Energinet.dk i perioden 2.-30. november 2016 gennemført en høring blandt danske aktører af udkastet til indkøbsmodel.

Der indkom høringssvar fra fem selskaber/organisationer, og reaktionerne kan inddeles i følgende kategorier:

- DK1 skal være en del af det nordiske aFRR marked fra starten af
- Dimensionering af behovet skal være transparent
- Klar sammenhæng mellem aFRR og øvrige systemydelsesprodukter
- Reservation af handelskapacitet er kompleks
- Gate closure ligger for tidligt
- Afregningsprisen for aktivering bør genovervejes
- Mindste budstørrelse bør sættes ned

- Responstiden (full activation time) bør sættes op
- Marginalprisen bør anvendes i stedet for pay-as-bid
- Vindmøller bør kunne deltage i kapacitetsmarkedet

De samlede kommentarer fra aktørerne og Energinet.dk's reaktion herpå fremgår af "Høringsnotat vedrørende indførelse af nyt marked for aFRR kapacitet i Norden" af 3. januar 2017. Høringsnotatet er vedlagt denne metodeanmeldelse.

Det bemærkes, at forslaget til indkøbsmodel ikke er ændret i kølvandet på aktørernes kommentarer. Det skyldes, at forslaget til fællesnordisk indkøbsmodel kommer i separat høring i hvert af de nordiske lande ligesom de nationale regulatorer i varierende grad skal behandle forslaget inden det eventuelt kan træde i kraft. Denne fremgangsmåde indebærer, at Energinet.dk ikke som vanligt i en høringsproces har kunnet give tilsagn om eventuelt at ændre delelementer i den foreslåede markedsmodel, da eventuelle justeringer skal aftales på nordisk plan og godkendes af de nordiske regulatorer.

## 5. Tidsplan

Det er planen at iværksætte den nye, fællesnordiske indkøbsmodel for aFRR kapacitet medio 2018.

Det er aftalt mellem de nordiske TSO'er, at de forskellige elementer i markedsdesignet fastlåses for en 3-årig periode. Mere præcist gælder, at TSO'erne vil evaluere markedsmodellen efter to års drift med henblik på eventuelt at ændre designelementer ved udgangen af år 3.

Energinet.dk har i en periode indkøbt aFRR leveringsevnekontrakter i DK2, jf. Energitilsynets metodegodkendelse af 20. maj 2015. Indkøbet blev stoppet med udgangen af februar 2016 som følge af, at markedet for aFRR kapacitet i Norden ville blive forsinket. Som meddelt i evalueringen<sup>8</sup>, vil indkøbet af leveringsevnekontrakter i DK2 først blive genoptaget, når starttidspunktet for det fællesnordiske marked for aFRR kapacitet ligger endeligt fast. Herudover gælder, at indkøbet af leveringsevnekontrakter helt vil bortfalde, når først det nordiske marked for aFRR kapacitet er en realitet og i gang.

## 6. Økonomi

### 6.1 TSO-TSO cost sharing

Fordelingen af de samlede, nordiske omkostninger til indkøb af aFRR kapacitet på de fire TSO'er er ganske kompleks<sup>9</sup>.

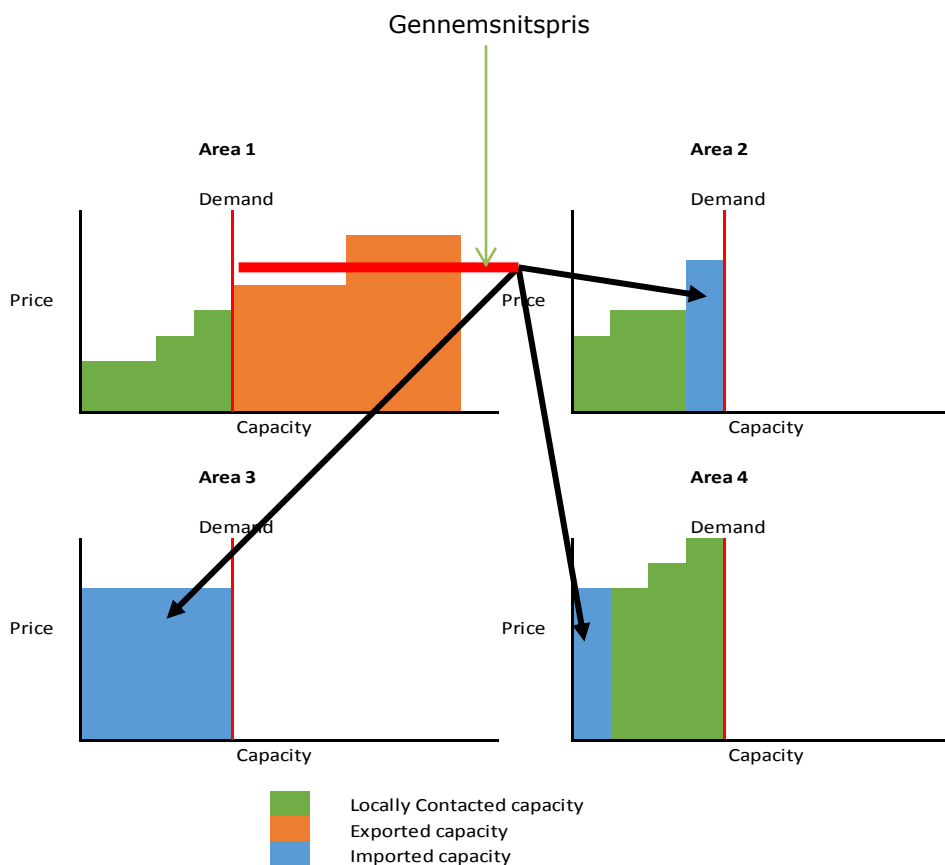
Indledningsvis bestemmes den andel af den samlede kapacitet, som den enkelte TSO er økonomisk ansvarlig for at dække (local demand). Det sker ved hjælp af en

<sup>8</sup> Dok.nr. 14/24314-14 "Redegørelse for markedet for FRR-A leveringsevnekontrakter" af 11. oktober 2016.

<sup>9</sup> Metoden er beskrevet i detaljer i "Agreement on a Nordic Market for Frequency Restoration Reserves with automatic activation (aFRR)", appendix 2.

“pollution-based sharing key”, som beregnes ud fra de utilsigtede udvekslinger på transmissionsforbindelserne mellem landene på minutbasis. Med den lokale efterspørgsel således fastlagt, får den enkelte TSO herefter adgang til de billigste, indkøbte bud i eget område, mens resten importeres/eksporteres.

Afregningsprincippet er illustreret i nedenstående figur 4. Som det fremgår af figuren, er brugen af pay-as-bid i afregningen af aktører en vigtig forudsætning for, at modellen til fordeling af omkostninger fungerer retmæssigt.



**Figur 4:** Honorering af aFRR kapacitetsbud og import/eksport af bud.

## 6.2 Finansiering af Energinet.dk’s udgifter

Energinet.dk’s forventede udgifter til indkøb af aFRR kapacitet efter ovenstående model er estimeret til 7-12 mio.kr. på årsbasis. Der er naturligvis tale om et skøn, idet de faktiske udgifter vil være meget afhængige af de priser for aFRR kapacitet, som danske aktører indmelder.

Det er oplægget, at Energinet.dk’s årlige udgifter til aFRR kapacitet skal finansieres via systemtariffen – dvs. udgiften socialiseres og bæres af de samlede elforbrugere.