

UDKAST

ENERGINET
ElsystemansvarEnerginet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59Dato:
28. februar 2019Forfatter:
MHM/PMR

NOTAT

ORIENTERING TIL FORSYNINGSTILSYNET OM PLAN FOR DELTAGELSE AF DK1 I KOMMENDE NORDISKE RESERVEMARKEDER

Den 19. december 2018 udgav Forsyningstilsynet en rapport, om Energinets indkøb af reserver i elsystemet. Rapporten indeholder en række opfølgninger og anbefalinger, herunder en anmodning til Energinet om at udarbejde en plan for, hvordan DK1 vil deltage i de kommende markeder for reserver i Norden og EU, anbefaling nummer fem som lyder:

5. *Den igangværende regionale integration af reservemarkederne forventes strukturelt at føre til mere velfungerende markeder, herunder ved en integration af Vestdanmark (DK1) i den regionalisering af markederne, der pågår i Norden.*
 - a. *Forsyningstilsynet vil tilskynde Energinet til fortsat at arbejde aktivt for integrationen af markederne for reserver i Norden og EU og vil anmode Energinet om senest 1. kvartal 2019 at sende tilsynet en plan for, under hvilke betingelser og hvornår samarbejdet også kan omfatte DK1*

Dette notat er Energinets svar på Forsyningstilsynets anmodning. Som en generel kommentar til både tidsplaner og indhold, skal der tages forbehold for, at metoderne kan godkendes af regulatorerne, og denne godkendelse ikke tager længere tid end de fastsatte tidsfrister jævnfør netreglerne.

1. Nye europæiske regler medfører gentænkning

Internationaliseringen af systemydelsesmarkederne ændrer sig markant de kommende 1-5 år, både som følge af netreglerne System Operation (SOGL) og Electricity Balancing (EBGL). De Nordiske TSO'er har bl.a. på den baggrund iværksat en større ændring af, hvordan det nordiske system balanceres, hvilket er kommunikeret som New Nordic Balancing Model, NBM. Dette koncept indeholder også etablering af tværnationale markeder for køb af reservekapacitet. Derudover indeholder forordningen om nyt el-markedsdesign fra Clean Energy Package, en række krav til, hvordan indkøb af reserver fremadrettet skal faciliteres på regionalt niveau¹. På nuværende tidspunkt foreligger der ikke nogen nærmere fælles forståelse blandt TSO'er, om betydningen af disse provisioner fra Clean Energy Package.

Danmark er delt i to områder, Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), som tilhører hvert sit synkronområde. Historisk set har DK1 været tæt integreret i det nordiske regulerkraftmarked for aktivering af manuelle reserver, men samtidig tilhørt den tyske LFC blok og en del af Ten-nets GmbH LFC område. Med de kommende ændringer er det aktuelt at offentliggøre en plan for DK1 i de kommende markeder.

2. Nye muligheder i DK1

DK1 er med i det nordiske regulerkraftmarked, og får leveret 90 MW aFRR og 10 MW FCR i af-tale med Statnett via SK4, som udløber ultimo 2019. Historisk set har DK1 været tæt knyttet til Norden, selvom det rent teknisk er del af tyske LFC blok og kontinentale synkronområde.

Når EU-plattformen MARI for mFRR aktiveringer og PICASSO for aFRR aktiveringer går i drift ul-timo 2021, bliver Tyskland også en del af det europæiske marked, og der er mulighed for ud-veksling af både mFRR og aFRR energi. Samtidig pågår der et arbejde på at frigøre DK1 fra Ten-nets LFC område, således at DK1 bliver selvstændigt LFC område som del af den tyske LFC blok. DK1 har i praksis fungeret som et "virtuelt" LFC område, så driftsmæssigt medfører det ikke store forandringer, men juridisk skal DK1 fremadrettet leve op til kravene for LFC område fra SOGLⁱⁱ. Det forventes, at DK1 bliver selvstændigt LFC område ved udgangen af 2019.

Fra Q3 2019 bliver DK1 direkte forbundet med Holland via Cobra kablet. Planen er at eventuel ledig kapacitet på kablet (efter Intraday), vil kunne benyttes til udveksling af energi via IGCC, MARI og PICASSO.

Idet der allerede nu ligger en plan for energiaktiveringsmarkederne via MARI og PICASSO som det er obligatorisk at deltage i, kan spørgsmålet om DK1 rolle begrænses til kapacitetsmarke-derne (FCR, aFRR og mFRR), samt om DK1 skal deltage i RR energiaktiveringsmarkedet via TERRE platformen:

- Skal DK1 deltage i det Nordiske aFRR og mFRR kapacitetsmarked?
- skal DK1 deltage i det kontinentale FCR marked?
- Skal DK1 deltage i TERRE platformen for RR aktiveringer?

3. Analyse af mulighederne og den overordnede timing

I forbindelse med New Nordic Balancing Model¹ er der i samarbejdsaftalen tilføjet en hensigts-erklæring² om, at DK1 kan deltage i nordiske aFRR og mFRR kapacitetsmarkeder. Nedenstå-ende tabel giver overblik over den potentielle markedsudvikling, hvor usikre muligheder er markeret med "?", og "allerede planlagt implementering" markeret med fed skrift.

¹ <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2018/03/09/Agreement-on-future-Nordic-balancing>

² Afsnit 10 side 9 i Cooperation Agreement

2019	2020	2021	2022
DK1 med i europæiske indkøb af FCR? Sidste år med indkøb af aFRR og 10 MW FCR fra Statnett Nordisk mFRR energimarked fortsætter	<ul style="list-style-type: none"> • DK1 nationalt marked for aFRR og FCR? • DK1 med i fælles østrigsk/tysk aFRR marked? • Synkronaftaler og blokaftaler for udveksling af FCR og FRR træder i kraft • DK1 deltage i nordisk mFRR kapacitets marked? • TERRE går live – skal DK1 deltage? 	DK1 med i nordisk aFRR kapacitets marked?	Europæiske aFRR og mFRR energimarked (MARI og PICASSO)

Den 26/4 -2019 udsendte TSO'erne en meddelelse om at der er opstået forsinkelser i forbindelse med implementeringen af den Nordiske Balancerings Model – herunder overgangen til kvarters-afregning³. Samtidig blev det oplyst at man i samarbejde med aktørerne vil udarbejde en ny tidsplan og roadmap. Derfor er der i skrivende stund usikkerhed omkring timingen og rækkefølgen omkring både kapacitetsmarkederne og den efterfølgende energiaktivering. Ovenstående tabel afspejler den oprindelig plan – og ikke den reviderede.

3.1 Usikre rammer for DK1's deltagelse i reserve kapacitetsmarkeder

Regulatoriske og markedsmæssige rammer

Der er ikke fuld klarhed over, hvilke regionale reservekapacitets markeder, der vil opstå i det kontinentale synkronråde, samt hvilke regler der vil komme til at gælde. Energinet er bekendt med et tysk-østrigsk samarbejde om fællesindkøb af den automatiske reserve, og er ikke bekendt med andre fælles reservekapacitetsmarkeder i det nære kontinentale område⁴. De fleste kapacitetsmarkeder er stadig kun nationale.

Der er desuden usikkerhed om, hvilken kapacitet der vil være til udveksling af reserver på den dansk-tyske grænse, og dermed DK1's adgang til eventuelle kontinentale markeder. Dette har været særligt synligt i forbindelse med DK1's forsøg på deltagelse i FCR markedet. I el-markedsforordningen, gældende fra 1. januar 2020 jf. art. 71, er der nu indskrevet i art. 5.8:

“ The procurement of balancing capacity shall be performed by the transmission system operators and may be facilitated on a regional level and reservation of cross-border capacity to that end may be limited.”

Dette er en meget åben formulering, som i princippet giver både regulator eller ministerium en hjemmel til at fastsætte kapaciteten til udveksling af reservekapacitet mellem to områder til nul. Der er ikke krav om nogen metode eller argumentation, og derfor er det usikkert, hvordan dette vil blive fortolket og håndhævet.

Tekniske rammer

Selvom DK1 har erfaring med udveksling af reserver over HVDC forbindelser (aFRR og FCR på SK4), er der stadig teknisk usikkerhed om, hvad der kan implementeres på de forskellige HVDC forbindelser. Særligt fordi Norden er ved at overgå til ACE baseret balancering som del af det nordiske balanceringskoncept, er der usikkerhed om de endelige tekniske løsninger. De valgte

³ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2019/04/26/nordiske-TSOer-bekraefter-behov-for-at-udskyde-implementering>

⁴ Udveksling af reserver kræver kun ske mellem områder der er direkte forbundne.

løsninger kan have indflydelse på, hvordan og hvornår det rent teknisk og implementeringsmæssigt vil være muligt for DK1 at deltage i de nordiske markeder. Et eksempel på en teknisk udfordring er, hvordan en pludselig ændring på en HVDC forbindelse påvirker det bagvedliggende net, og hvordan en netanalyse til håndtering af situationen udføres tæt på realtime. Ved det nuværende setup med udveksling af aFRR på SK4, er det en "konstant" situation, hvor det bagvedliggende net altid skal kunne klare 0-100 MW fra de samme 2-3 på forhånd udvalgte anlæg i Sydnorge. I det nye setup, er der ikke denne konstante situation. I Norden er det besluttet, at aFRR og mFRR kapacitetsmarkederne skal udvikles efter samme principper, og forventningen er, at man kan lave en "copy paste" af aFRR løsningerne til mFRR. Således, at der kan spares store omkostninger til udvikling af IT-systemer mv. Et fælles Nordisk kapacitets marked for mFRR, hvor både DK1 og DK2 deltager, kan være fordelagtigt, og pga. linket til aFRR IT-systemerne kan det tale for at DK1 tilknyttes Norden.

DK1 vil forventeligt kunne deltage i et Nordisk mFRR kapacitetsmarked, før end et aFRR kapacitetsmarked, på trods af at Norden indfører et fælles aFRR kapacitetsmarked før end et fælles mFRR marked. Dette skyldes at aFRR energi aktiveringen i starten af det Nordiske aFRR marked er baseret på frekvensen, og først når der skiftes til ACE balancering vil DK1 kunne deltage. Rent teknisk kan man måske kunne finde en løsning så DK1 kunne deltage i det Nordiske aFRR kapacitetsmarked fra starten af, men det er vurderet til at være kompliceret og tidskrævende, og vil desuden stadig kun være en midlertidig løsning.

3.2 Mulighed for deltagelse i kontinentale FCR marked

Energinet er med i europæiske samarbejde om fælles FCR indkøb siden 2015, og indtil videre har Tennet DE udskudt diskussionen om deltagelse i selve indkøbet som følge af EU kommissionens konkurrencesag⁵. Denne sag er nu afsluttet og Energinet genoptager dialogen med Tennet om deltagelsen i forventning om at kunne få besluttet deltagelsen i FCR markedet i løbet 2019. Definition af FCR produktet og rammer for udveksling af FCR i nye synkronaftaler begrænser muligheden for udveksling af FCR mellem DK1 og Norden. Deltagelsen af DK1 i det kontinentale FCR marked skal godkendes af Forsyningstilsynet.

Der er på nuværende tidspunkt ingen konkrete planer for et fælles Nordisk FCR marked, hvor DK1 eventuel ville kunne deltage i.

3.3 Mulighed for DK1's deltagelse i det nordiske aFRR marked

Energinet har i dag allerede en godkendt metode til at foretage aFRR kapacitetsindkøb i DK1, når SK4 er ude til revision. Når Norden skifter fra frekvensbaseret aFRR aktiveringer til ACE baseret aktiveringer i 2021, er det forventningen, at DK1 vil kunne deltage i et fælles nordisk aFRR kapacitetsmarked. I overgangsperioden fra SK4 aftalen udløber ultimo 2019, og indtil DK1 kan deltage i det kommende nordiske aFRR kapacitetsmarked, er planen derfor at benytte den allerede godkendte metode med månedskontrakter til indkøb i DK1.

Tyskland er ved at starte et fælles aFRR kapacitetsmarked op sammen med Østrig, som er baseret på månedsreservationer. Dette er langt fra det design Nordic Balancing Model arbejder på, nemlig med daglige aktioner. Daglige auktioner øger muligheden for, at vind og sol kan deltage, og er også den foretrukne model i Clean Energy Packageⁱⁱⁱ. Et fælles aFRR kapacitetsmarked kræver en reservation af overførelseskapacitet på den DK1-tyske grænse, som skal udvikles i regi af reglerne i Balancing Guideline. Hvis DK1 vælger at forsøge at deltage i et tysk aFRR kapacitetsmarked, vil det som følge af meget forskellige markedsdesign ikke være praktisk muligt

⁵ <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2019/01/21/guaranteeing-minimum>

at forfølge deltagelsen i et nordisk marked for aFRR. Deltagelse i to meget forskellige markeder på samme tid, vil kræve dobbelt op på mange IT systemer, både hos aktører og TSOen. Aktører vil i så-fald også skulle prækvalificeres efter både nordiske og tyske krav.

3.4 Mulighed for DK1's deltagelse i det nordiske mFRR kapacitetsmarked

I DK1 er der i dag et velfungerende mFRR kapacitetsmarked med daglige auktioner. Et fælles nordisk mFRR kapacitetsmarked skal ses i sammenhæng med, hvilken model for indkøb af mFRR kapacitet, der anbefales for DK2, når nuværende fem-årige kontrakte udløber i 2021. Det er en vurdering, der pågår nu, og som er en selvstændig analyse jf. Forsyningstilsynet anbefaling nummer 4 i rapporten om indkøb af reserver, og vil derfor ikke blive behandlet her. Rent teknisk vil DK1 relativt nemt kunne deltage i et fælles nordisk mFRR kapacitetsmarked og er ikke afhængig af indførelsen af ACE baseret balancering i Norden, som det er tilfældet for aFRR kapacitetsmarked.

SOGL indeholder en række krav til, hvad man må udveksle/dele mellem synkronområder, og hvem der i givet fald skal godkende dette^{iv}. Udover hvad der må deles mellem synkronområder, skal der også etableres regler for, hvad der må udveksles/deles mellem LFC blokke^v. Begge regelsæt er stadig under udarbejdelse, og derfor er det usikkert, hvilke regler der vil komme til at gælde for udveksling/deling mellem DK1 og DK2, og hvordan de vil påvirke den nuværende aftale på at dele 300 MW mellem DK1 og DK2.

Planen er, at have DK1 med i nordiske markeder så hurtigt som muligt, også selvom det kun vil være på udvalgte ydelser. En udvalgt ydelse, kan f.eks. være at i starten kan DK1 kun deltage med "planlagte aktiveringer" af mFRR, da der her ikke er samme udfordringer med pludselige ændringer i HVDC flowet. Dette er sådan som DK1 i dag også deltager i mFRR aktiveringerne. Energinet vil løbende melde ud til aktørerne, efterhånden som planerne bliver mere konkrete.

3.5 Mulighed for DK1's deltagelse i TERRE platformen

På nuværende tidspunkt har Energinet ikke nogle planer om at benytte sig af RR produkterne til balancering. Det er ikke en ydelse, der er efterspurgt af Energinet til at dække behovet for balancering, så der vil ikke være nogen national efterspørgsel på dette produkt. Hvis danske aktører skulle have mulighed for at levere dette produkt til andre TSO'er, som benytter sig af dette, vil det kræve, at Energinet var nabo til en sådan TSO. Det er vurderingen, at regulatorerne fra lande, der ikke benytter TERRE platformen, ikke vil tillade at f.eks. danske aktører kunne levere et RR produkt til Frankrig med Tyskland som transitland. Regulatorerne har meldt ud, at "tredjeparts" landes transmissionskapaciteter ikke må påvirkes af aktiveringer fra den frivillige TERRE platform. DK1 grænser på nuværende tidspunkt ikke op til nogle områder som benytter sig af RR reserven. Når Viking Link forventes at gå i drift 2023, vil DK1 være forbundet til UK, som benytter sig af RR reserver. På grund af BREXIT er der på nuværende tidspunkt uklart, hvordan UK vil være koblet op på EU balance platformene i fremtiden.

4. Opsummering af plan for DK1

Ud fra ovenstående vurdering er det Energinet El-systemansvars nuværende plan for DK1 at:

- Fortsat arbejde på få DK1 med i europæiske indkøb af FCR
- DK1 som selvstændigt LFC area (nødvendigt for at kunne implementere EBGL og transparens i forhold til blokaftale og dimensionering af reserver).
- DK1 som udgangspunkt laver nationalt indkøb af aFRR i 2020-2021.

- DK1 deltage i nordisk aFRR kapacitets marked i 2021, når LFC og balanceringskoncept er implementeret, og at der i første omgang ikke foretages ekstra indsats for lave mere internationalt marked mod Tyskland/Østrig.
- Arbejde for at DK1 i implementeringen af Nordic Balancing Model kan være med i Nordisk mFRR kapacitetsmarked fra 2020.
- Arbejde for at opretholde mulighed for nuværende deling af reserver mellem DK1 og DK2

5. Slutnoter

ⁱ Clean Energy Package, ANNEX 1, Indkøb af reserver skal faciliteres på regionalt niveau

8. Facilitation of the regional procurement of balancing capacity

8.1 *Regional coordination centres* shall support the transmission system operators in the system operation region in determining the amount of balancing capacity that needs to be procured. The determination of the amount of balancing capacity shall:

- (a) be performed at the day-ahead or intraday timeframe, or both;
- (b) take into account possible substitutions between different types of reserve capacity with the aim to minimise the costs of procurement;
- (c) take into account the volumes of required reserve capacity that are expected to be provided by balancing energy bids, which are not submitted based on a contract for balancing capacity.

8.2 Regional coordination centres shall support the transmission system operators of the system operation region in procuring the required amount of balancing capacity determined in accordance with point 8.1. The procurement of balancing capacity shall:

- (a) be performed at the day-ahead or intraday timeframe, or both;
- (b) take into account possible substitutions between different types of reserve capacity with the aim to minimise the costs of procurement.

ⁱⁱ Some selected LFC Area requirements – non- exhaustive list

SOGL art 128 (4) Where an LFC block consists of more than one LFC area, all TSOs of the LFC block shall specify in the LFC block operational agreement the values of the FRCE target parameters for each LFC area.

SOGL art. 134 (3) Each TSO of a LFC area shall provide the LFC block monitor with the LFC area measurements necessary for collecting frequency quality evaluation data for the LFC block.

SOGL art 141 (4) All TSOs of each LFC area shall:

- (a) continuously monitor the FRCE of the LFC area
- (b) implement and operate a FRP for the LFC area
- (c) endeavour to fulfil the FRCE target parameters of the LFC area as defined in Article 128; and
- (d) have the right to implement one or several of the processes referred to in Article 140(2)

SOGL art 145: Each TSO of each LFC area shall implement an automatic frequency restoration process ('aFRP') and a manual frequency restoration process ('mFRP')

ⁱⁱⁱ Clean Energy Package, Regulation on the internal market for electricity

Art 5 (2): Balancing markets, including prequalification processes shall be organized in such a way as to:

- (b) ensure non-discriminatory access to all market participants, including electricity generated from variable renewable sources, demand response and energy storage, be it individual or through aggregation;
- (c) respect the need to accommodate increasing shares of variable generation as well as increased demand responsiveness and the advent of new technologies.

Art 5 (9): The procurement of upward balancing capacity and downward balancing capacity shall be carried out separately, unless the national regulatory authority approves an exemption from this principle on the basis of the transmission system operator demonstrating that this would result in higher economic efficiency. The contracting of balancing capacity shall be performed for not longer than one day before the provision of the balancing capacity and the contracting period shall have a maximum of one day, unless and to the extent the national regulatory authority has approved earlier contracting and/or longer contracting periods to ensure security of supply or improve economic efficiency. At least for a minimum of 40 % of the standard products and a minimum of 30 % of all products used for balancing capacity, the contracting of the balancing capacity shall be performed for not longer than one day before the provision of the balancing capacity and the contracting period shall have a maximum of one day. The contracting of the remaining part of the balancing capacity shall be performed for a maximum of one month in advance of the provision of balancing capacity and the contracting period of the remaining part of balancing capacity shall have a maximum period of one month

iv SOGL art. 118 Synchronous area operational agreement:

Z: the methodology to determine limits on the amount of exchange of FRR between synchronous areas defined in accordance with Article 176(1) and the methodology to determine limits on the amount of sharing of FRR between synchronous areas defined in accordance with Article 177(1)

v SOGL art 119, LFC Block operational agreements:

(n) the roles and the responsibilities of the reserve connecting TSO, the reserve receiving TSO and of the affected TSO for the exchange of FRR and/or RR with TSOs of other LFC blocks defined in accordance with Article 165(6)

SOGL Annex VII: The TSOs of a LFC block shall ensure that at least 50 % of their total combined reserve capacity on FRR resulting from the FRR dimensioning rules in Article 157(1) and before any reduction due to the sharing of FRR in accordance with Article 157(2) remains located within their LFC block.