



## NOTAT

# NOTAT TIL ELMARKEDSORIENTERING - JUNI 2021

Markedsorienteringen er opdateret i juni 2021 med nye projekter og med ændringer i eksisterende projekter. Dette notat beskriver kort de væsentligste opdateringer og ændringer indenfor de forskellige elmarkedsområder, siden det seneste møde i Elmarkedets Advisory Board. Notatet afsluttes med en tabel, der viser en oversigt over ændrede implementeringsdatoer.

## Systemydelsesmarkedet:

**Leverandør af balancerings tjenester uden energileverance:** Dette implementeringsprojekt er implementeret. For produkterne FFR, FCR og FCR-D er energileverancen så minimal, at håndtering gennem en balanceansvarlig aktør er unødvendig. På baggrund af et pilotprojekt og resultaterne derfra anmeldte Energinet en metode til Forsyningstilsynet i februar 2020, der skulle muliggøre leverance af FFR, FCR og FCR-D uden en balanceansvarlig aktør. Denne metode blev godkendt og er nu implementeret.

**Nyt mFRR markedsdesign i DK2 efter 2020:** Dette implementeringsprojekt er implementeret. Et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR i DK2 blev indført med årsskiftet til 2021. Det nye markedsdesign består af et kombineret dags- og månedsmarked, som erstatter de tidligere 5-årige kontrakter.

**Frequency Containment Reserve (FCR) med Tyskland:** Dette implementeringsprojekt er implementeret. Den 19. januar 2021 blev det vestdanske marked for indkøb af FCR tilsluttet det kontinentaleuropæiske marked, kaldet FCR Cooperation. Tilslutningen er startet med et års prøve-drift med 20 MW, hvorefter eksportmuligheden forventes gradvist øges til 100 MW.

**Øget markedsføring af systemydelser:** Energinet anmeldte i juni 2020 en metode for reguleret pris til afregning af systemydelser ved manglende konkurrence til Forsyningstilsynet. Metoden til afregning af afhjælpende tiltag (cost plus) er anmeldt i november 2020. Formålet med metoderne er at sikre Energinets mulighed for at foretage markedsbaserede indkøb; også i markeder, hvor der af forskellige årsager ikke er konkurrence på det pågældende marked. Forsyningstilsynet afgørelse vedr. Energinets anmeldte metode for reguleret pris er nu sendt i høring af Forsyningstilsynet med frist 2. juli 2021. Projektet er fjernet fra listen i Elmarkedsorienteringen.

**Nordisk aFRR kapacitetsmarked i DK2:** Den forventede implementering af et nordisk marked for automatiske frekvensreserver i Østdanmark er opdateret fra ultimo 2021 til tidligst Q1 2022. Idriftsættelse afhænger af implementeringen af flow-based som kapacitetsberegning-metode. Idriftsættelse af det nordiske aFRR kapacitetsmarked forventes ca. 6 måneder efter igangsættelse af "external parrallel operation" for flow-based kapacitetsberegning.

**Indkøb af kontinuert spændingsregulering:** Energinet har i foråret 2020 gennemført et pilot-projekt på Lolland, for at afprøve mulighederne og stabiliteten af leverancen af kontinuert spændingsregulering. Resultaterne fra pilotprojektet, sammenholdt med yderligere analyser af nettet har vist, at der ikke på nuværende tidspunkt er behov for at indkøbe ekstra spændingsregulering, for at opretholde en stabil drift af nettet. Energinet forventer ikke at lave en meto-deanmeldelse for kontinuert spændingsregulering på nuværende tidspunkt. Implementerings-projektet er derfor udfaset og fjernet fra Elmarkedsorienteringen.

**Afregning af prognoseafvigelse:** Nyt implementeringsprojekt tilføjet til Elmarkedsorienter-ingen. Den nuværende model for effektubalanceafregning ændres og erstattes af en ny metode for afregning af prognoseafvigelse. Modellen skal sikre fortsat retvisende effektplaner fra ak-tører, som Energinet aktivt benytter til at balancere elsystemet proaktivt. Modellen forventes implementeret i Q4 2022.

**Virtuelle målere:** Nyt implementeringsprojekt skal muliggøre anvendelse af virtuelle målere og dermed forbedre adgangen til systemydelsesmarkederne for fleksibelt elforbrug bestående af porteføljer med mange mindre forbrugsenheder. Implementeringsprojektet forventes at blive implementeret ultimo 2022.

## Engrosmarkedet:

**Ny intraday modhandelsmodel:** Navnet på dette implementeringsprojekt er opdateret fra "Ny modhandelsmodel" til "Ny intraday modhandelsmodel". Implementeringstidspunktet er blevet opdateret fra løbende til august – november 2022.

**Implicit nettab (Skagerrak-forbindelser):** Implementeringsprojektet er implementeret. Den 18. februar 2021 blev implicit nettab implementeret på Skagerrak-forbindelserne. Implementerin-gen medfører færre timer med tabsgivende udveksling af el og forbedrer samfundsøkonomien. For den første måned viser beregninger en samfundsøkonomisk gevinst på knap 1,3 mio. kr.

**Implicit nettab (Øvrige DC-forbindelser):** Den forventede implementering er opdateret fra lø-bende efter 2020 til løbende efter 2021. Det forventes at anmelde en metode for Storebælt til regulatorgodkendelse inden sommerferien 2021.

**Fælles kapacitets beregningsmetode i Hansaregion:** Den forventede implementering er opda-tere fra henholdsvis Q4 2021 og Q4 2023 til Q4 2022 og Q4 2023.

**Nordic Regional Implementation Project (Nordic RIP):** Nyt implementeringsprojekt som er føjet til Elmarkedsorienteringen. Projektet introducerer 15 minutters tidsopløsning i intraday og day-ahead markederne i Norden. Projektet er et fælles nordisk samarbejde mellem de 4 nordiske TSOer samt elbørserne EMCO, EPEX Spot, og Nasdaq. Tidsopløsningen forventes at ændres til 15 minutter i intraday markedet i maj 2023 og i day-ahead markedet i Q1 2024.

## Detailmarkedet, afregning og tariffer:

**Nyttiggørelse af serielle operatørmålinger / Aggregatormodel:** Pilotprojektet er afsluttet. Projektet har bestået af et pilotprojekt i samarbejde med Dansk Energi. Målet var at vurdere mulighederne for at nyttiggøre serielle operatørmålinger i forbrugsapparater samt eksisterende forretnings- og kommunikationsprocesser i markedet. Konklusionen fra projektet er, at målere installeret i f.eks. ladestandere eller individuelle varmepumper kan nyttiggøres, så en aggregators/operatørs initiale omkostninger kan reduceres. Måleransvaret fastholdes hos netselskaberne og Dansk Energi arbejder på implementering i markedet.

**Flexafregning:** Flexafregning er implementeret. Flexafregningsprojektet har muliggjort timeafregningen af private elforbrugere og herunder flexafregning af nettoafregningsgruppe 6. Timeafregningen er en af grundforudsætningerne for at aktivere forbruget i et fleksibelt elmarked.

**Nordisk balance- og regulerkraftafregning (eSETT):** Projektet er implementeret. Afregningen af kapacitetsauktioner for systemydelse blev flyttet fra Energinets egne systemer til eSett i oktober 2020 og implementeringen af balance- og regulerkraftafregningen blev flyttet til eSett i februar 2021.

**Afbrydelighed i TSO-nettet:** Den forventede implementering af afbrydelighedstarif for store elforbrugere i transmissionsnettet er opdateret fra 2021 til ultimo 2021. Metoden der blev anmeldt primo 2020 afventer godkendelse fra Forsyningstilsynet.

**Implementering af rollen som uafhængig aggregator:** Nyt implementeringsprojekt tilføjet til Elmarkedsorienteringen. Rollen som uafhængig aggregator er beskrevet i Elmarkedsdirektivet fra Clean Energy package og er med Aggregeringsbekendtgørelsen nu implementeret i dansk lovgivning. Heri har Energinet fået til opgave at udvikle en korrektions- og kompensationsmodel samt implementere den i DataHub. Metodeanmeldelse forventes at blive anmeldt til Forsyningstilsynet i Q4 2021.

**15 minutters ubalanceafregning:** Nyt implementeringsprojekt til Elmarkedsorienteringen. Ubalanceafregningstiden vil i Norden blive ændret fra 60 minutter til 15 minutter i maj 2023 som en del af Nordic Balancing Model projektet mellem Energinet og de øvrige 3 nordiske TSO'er.

PROJEKT	TIDLIGERE FORVENTET IMPLEMENTERING	ÆNDRET/GENNEMFØRT IMPLEMENTERING
<b>Systemydelsesmarkeder</b>		
Leverandør af balancerings tjenester uden energileverance	Ultimo 2020	Implementeret
Nyt mFRR-kapacitets markedsdesign i DK2 efter 2020	Primo 2021	Implementeret
Frequency Containment Reserve (FCR) med Tyskland	19. januar 2021	Implementeret
Indkøb af kontinuert spændingsregulering	Ultimo 2021	Udfaset
Nordic Balancing Model (NBM)	Løbende fra 2020	-
Nordisk aFRR kapacitetsmarked i DK2	Ultimo 2021	Q1 2022
Étprisafregning og én ubalance position for alle ubalancer	1. november 2021	-
Europæiske aktiveringsplatforme for reserver	2023/2024	-
Geografiske regulerkraftbud	Q2 2020	-
Vedvarende energikilder som leverandør af systemydelsesreserver	Ultimo 2021	-
Indkøb af FCR-D nedregulering i DK2	Ultimo 2021	-
Afregning af prognoseafvigelse	-	Q4 2022
Virtuelle målere	-	Ultimo 2022
<b>Engrosmarkeder</b>		
Implicit nettab (Skagerrak-forbindelser)	Februar 2021	Implementeret
Ny intraday modhandelsmodel	Løbende	Aug. - nov. 2022
Transparensplatform	Løbende	-
Implicit nettab (øvrige DC-forbindelser)	Løbende efter 2020	Løbende efter 2021
Fælles nordisk kapacitetsberegning metode	Ultimo 2022	-
Fælles kapacitets beregning metode i Hansaregion	Q4 2021 – Q4 2023	Q4 2022 – Q4 2023
Nordic RSC (Regional Security Coordinator)	Løbende	-
Intraday Cross-Zonal Capacity Pricing/Intraday Auction	Primo 2023	-
Nordic Regional Implementation Project (Nordic RIP)	-	Maj 2023 og Q1 2024
<b>Detailmarkedet, afregning og tariffer</b>		
Nyttiggørelse af serielle operatørmålinger / Aggregatormodel	Primo 2021	Implementeret
Flexafregning	Ultimo 2020	Implementeret
Nordisk balance- og regulerkraftafregning (eSETT)	Primo 2021	Implementeret
Eltarifmodel	2021 - 2023	-
Afbrydelighed i TSO-nettet	2021	Ultimo 2021
Styrke innovation gennem data	Løbende	-
Implementering af rollen som uafhængig aggregator	-	Q4 2021
15 minutters ubalanceafregning	-	Maj 2023