



Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
14. januar 2022

Forfatter:
SCR/SCR

ANMODNING OM UNDTAGELSE FOR TIDSFRISTEN FOR IMPLEMENTERING AF DEN EUROPÆISKE AFRR PLATFORM (PICASSO) 24. JULI 2022

1. Indledning

I henhold til Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (herefter benævnt EB GL) anmoder Energinet hermed om undtagelse fra tidsfristen for implementering af den europæiske aFRR platform, jf. forordningens artikel 62, stk. 5, jf. artikel 21, stk. 6.

Energinet ønsker at anmode om maksimal udsættelse af tiltrædelse på den europæiske aFRR platform (PICASSO), og ønsker dermed udskydelse til og med 24. juli 2024. De nordiske TSO'er anmoder alle om maksimal udsættelse, og forventer at tilslutte sig den europæiske aFRR platform i løbet af Q2 2024. Energinet vil løbende holde markedsaktørerne grundigt informeret omkring tidsplaner og processer. Kommunikationen med markedsaktørerne vil ske både gennem Energinets egen hjemmeside, den fælles NBM-hjemmeside, samt ved øvrige aktørmøder. Energinet vil i god inden overgangen til den europæiske markedsplatform informere markedsaktørerne om den endelige dato.

EB GL fastsætter i artikel 21, stk. 6, at den europæiske aFRR platform skal anvendes senest 30 måneder efter godkendelsen af forslag til rammerne for implementering af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (aFRRIF). Den 24. januar 2020 godkendte Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), på anmodning fra alle regulerende myndigheder og i henhold til EBGL artikel 5, stk. 7, TSO'ernes forslag. Tidsfristen for anvendelsen af PICASSO er dermed den 24. juli 2022.

Energinet søger undtagelse fra denne tidsfrist, således at den europæiske aFRR platform først forventes anvendt fra den 24. juli 2024. Det bemærkes, at udsættelsen kun kan indrømmes én gang for en periode på højst to år jf. EBGL artikel 62, stk. 9.

Helt overordnet er anmodningen om undtagelse begrundet i, at det er nødvendigt at implementere afregning af ubalancer på 15 minutters opløsning (herefter benævnt ISP15) samt tilkoble sig den europæiske mFRR platform (MARI), førend de nordiske TSO'er kan tilgå den europæiske aFRR platform. ISP15 implementeres i de nordiske lande den 22. maj 2023, hvorefter det forventes at de nordiske TSO'er kan overgå til den europæiske mFRR platform i Q4 2023 / Q1 2024. Energinet vurderer – i lighed med de øvrige nordiske TSO'er – at det er nødvendigt at alle de nordiske TSO'er overgår til den europæiske aFRR platform på samme tid, for at opretholde en sikker drift af elsystemet.

Arbejdet med implementering af den europæiske aFRR platform og dermed også grundlaget for anmodningen om undtagelse er sket i regi af det nordiske samarbejde vedrørende Nordic Balancing Model, NBM. Energinet og de øvrige nordiske TSO'ers fælles mål for anmodningen om udsættelse af tidsfristen er en sikker og kontrolleret fælles overgang til den europæiske aFRR platform, samt at opnå en samtidigt afstemt beslutning for alle de nordiske lande, der, uden ophold, sikrer fortsættelsen af det fælles nordiske balancemarked og driftssamarbejde i forbindelse med overgangen til de europæiske platforme.

Anmodningen om undtagelse sker nationalt, og de øvrige nordiske TSO'er vil fremsende en tilsvarende anmodning til deres respektive nationale regulatorer. Selvom anmodningen om undtagelse sker nationalt, er der tale om en koordineret anmodning fra de nordiske TSO'er. Anmodningen fremsættes i kontekst af et historisk operationelt og markedsfølsomt samarbejde i det frekvensbalancerede nordiske synkrone område inklusive DK1. Opretholdelse af et fælles nordisk regulerkraftmarked og fælles nordisk IT-udvikling er hovedprioriteten bag anmodningen frem mod integrationen til det europæiske balancemarked.

Energinet finder derfor, at det er nødvendigt, at beslutningen vedrørende anmodningen om undtagelse af tidsfristen for implementering af den europæiske aFRR platform harmoniseres mellem de nordiske regulatorer. Det anses dermed *ikke* som en mulighed, at én af de nordiske lande overgår til den europæiske aFRR platform før de øvrige lande er klar.

2. Juridisk grundlag

Energinet skal, ifølge artikel 21 stk. 6 i EB GL:

Senest 30 måneder fra tidspunktet for godkendelsen af forslaget til en ramme for gennemførelse af en europæisk platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering eller – i det tilfælde, at alle TSO'er forelægger et forslag til ændring af den europæiske platform i henhold til stk. 5 – senest 12 måneder efter godkendelsen af forslaget til ændring af den europæiske platform skal alle TSO'er, der varetager den automatiske frekvensgenoprettelsesproces i henhold til del IV i forordning (EU) 2017/1485, gennemføre og gøre den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering operationel samt anvende den europæiske platform til at:

- a) afgive alle bud på balanceringsenergi fra alle standardprodukter vedrørende frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering*
- b) udveksle alle bud på balanceringsenergi fra alle standardprodukter vedrørende frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering med undtagelse af utilgængelige bud i henhold til artikel 29, stk. 14*
- c) bestrebe sig på at opfylde alle deres behov for balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering.*

Dette betyder, at Energinet, som udgangspunkt, skal tilslutte sig den europæiske platform for frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering, den såkaldte aFRR platform, PICASSO, senest den 24. juli 2022.

Energinet kan efter EB GL artikel 62, stk. 2, litra a anmode Forsyningstilsynet om en undtagelse fra fristerne for, hvornår Energinet skal anvende de europæiske platforme, jf. artikel 21, stk. 6 i samme:

”En TSO kan anmode om en undtagelse fra følgende krav:

a) fristerne for, hvornår en TSO skal anvende de europæiske platforme, jf. artikel [....]20, stk. 6, [....]”

Det følger af artikel 62, stk. 3, at undtagelsesprocessen skal være *”gennemsigtig, ikkediskriminerende, upartisk, veldokumenteret og baseres på en begrundet anmodning.”*

Energinet skal indgive en skriftlig anmodning til Forsyningstilsynet seks måneder inden den 24. juli 2022, som er den dato, som Energinet ønsker en undtagelse fra:

”TSO'er skal indgive en skriftlig anmodning om en undtagelse til den relevante regulerende myndighed senest seks måneder inden datoen for ikrafttrædelsen af de bestemmelser, hvorfra der ønskes undtagelse.”

Ansøgningen skal, jf. artikel 62, stk. 5 i EBGL indeholde følgende:

- a) de bestemmelser, der ønskes en undtagelse fra*
- b) den ønskede undtagelsesperiode*
- c) en detaljeret plan og tidslinje, der præciserer, hvordan gennemførelsen af de berørte bestemmelser i denne forordning vil blive håndteret og sikret efter udløbet af undtagelsesperioden*
- d) en vurdering af den ønskede undtagelses konsekvenser for tilgrænsende markeder*
- e) en vurdering af de mulige risici for integrationen af balancemarkeder i hele Europa som følge af den ønskede undtagelse.*

Forsyningstilsynet skal efter EBGL artikel 62, stk. 8 inddrage følgende aspekter ved vurderingen af anmodningen om Energinets ansøgning om undtagelse:

- a) vanskelighederne i forbindelse med gennemførelsen af den eller de omhandlede bestemmelser*
- b) risiciene ved og følgerne af den eller de omhandlede bestemmelser for så vidt angår driftssikkerheden*
- c) foranstaltninger, der er truffet for at fremme gennemførelsen af den eller de omhandlede bestemmelser*
- d) konsekvenserne af en manglende gennemførelse af den eller de omhandlede bestemmelser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagere, navnlig for så vidt angår prisfleksibelt elforbrug og vedvarende energikilder*
- e) konsekvenserne for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur*
- f) indvirkningen på andre balanceområder og generelle konsekvenser for det europæiske markeds integrationsproces*

Undtagelsen kan, jf. EBGL artikel 62 stk. 9 kun indrømmes én gang og for en periode på højst to år. Energinet ønsker dermed, med denne ansøgning, at anmode om maksimal udsættelse af tiltrædelse af den europæiske aFRR platform, PICASSO, og ønsker dermed udskydelse til og med 24. juli 2024.

3. Definitioner / forkortelser

I nærværende anmodning om undtagelse anvendes de nedenfor listede forkortelser.

ACE-balancering	"Area Control Error"-balancering	Differencen mellem produktion, forbrug og udveksling på kabler
ISP15	"Imbalance Settlement Period"	Afregning af ubalancer på 15 minutter niveau
NBM	"Nordic Balancing Model"	Program for udvikling af det nordiske balance-marked i overensstemmelse med Europæisk lovgivning. For mere information se nordicbalancingmodel
EAM	"Energy Activation Market"	Energiaktiveringsmarked
EBGL	"Electricity Balancing Guideline"	Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet
MARI	"Manually Activated Reserves Initiative"	Den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering – den europæiske mFRR platform
PICASSO	"Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation"	Den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering – den europæiske aFRR platform

4. Bestemmelser, der ønskes en undtagelse fra

Energinet anmoder om undtagelse fra EBGL artikel 21 stk. 6: Tidsfristen for anvendelse af den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering, jf. artikel 62, stk. 2, litra a.

5. Ønskede undtagelsesperiode

Energinet anmoder om maksimal udsættelse på 2 år, således at den europæiske aFRR platform, PICASSO, først forventes anvendt efter implementering af ISP15, den 22. maj 2023, og implementeringen af den europæiske mFRR platform i Q4 2023 / Q1 2024, dog senest den 24. juli 2024. Den endelige dato vil blive fastsat af de nordiske TSO'er i fællesskab, og vil blive kommunikeret i god tid til markedsaktørerne.

6. Udfordringen i at tilslutte sig aFRR platformen inden for den fastsatte tidsfrist

En af forudsætningerne for at kunne tilslutte sig de europæiske balanceplatforme er at kunne måle ubalancer og afregne balanceansvarlige i samme tidsenhed, som platformene opererer i.

Den europæiske mFRR platform opererer med en driftsenhed på 15 minutter. For at kunne tilslutte sig den europæiske mFRR platform, vil det derfor være nødvendigt, at de nordiske TSO'er, herunder Energinet, har implementeret 15 minutters ubalanceafregning (ISP15), således at afregningsperioden for ubalancer også er tilpasset længden af driftsenheden for mFRR platformen.

De nordiske tilsynsmyndigheder har i marts 2021 godkendt de nordiske TSO'ers anmodning om undtagelse i forbindelse med ændringen til ISP15¹. Det er i den forbindelse besluttet, at den nordiske område skal overgå til ISP15 den 22. maj 2023. Da det ikke er muligt at tilkoble sig den europæiske mFRR platform, inden 15 minutters ubalanceafregning er implementeret, er dette dermed den tidligst mulige dato, de nordiske lande kan tilslutte sig den europæiske mFRR platform, MARI.

Juridisk set har de nordiske lande maksimalt 14 måneder fra overgangen til ISP15 til tilkobling til de europæiske platforme for både mFRR og aFRR (hhv. MARI og PICASSO). Dette giver således mulighed for at tilslutte sig den europæiske aFRR platform i perioden 22. maj 2023 til den 24. juli 2024. I denne periode skal de nordiske TSO'er således tilslutte sig både den europæiske mFRR platform, samt den europæiske aFRR platform. De nordiske TSO'er har i fællesskab vurderet, at det er nødvendigt at tilslutte sig den europæiske mFRR først, og derefter tilslutte sig den europæiske aFRR platform. Det er samtidig, på baggrund af nuværende viden, vurderet, at det vil kræve ca. 6 måneder fra implementeringen af ISP15 til at teste og forbinde de nordiske lande til den europæiske mFRR platform. Herefter vil det kræve yderligere ca. 6 måneder før den europæiske aFRR platform kan tilsluttes. Estimatet er forbundet med stor usikkerhed, og det er vurderet, at det vil være yderst vanskeligt at tilkoble sig den europæiske mFRR platform før tidligst Q4 2023/Q1 2024, og dermed den europæiske aFRR platform før Q2 2024.

Det bemærkes, at overgangen til ISP15 ikke er en forudsætningen for at tilslutte sig den europæiske aFRR platform, PICASSO. Overgangen til ISP15 samt implementeringen af den nordiske AOF kræver dog store ændringer og automatisering af processer i Energinets og de øvrige nordiske TSO'ers kontrolcentre, for at kunne opretholde forsyningssikkerheden og sikre en fortsat effektiv økonomisk håndtering af balanceringen i overgangsperioden til de europæiske markedsplatforme og et områdebalanceret elsystem (ACE). For at sikre, at fristen for overgangen til ISP15 er overholdt, er det nødvendigt, at der er fuld fokus på denne, samt det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked. Derfor bør forberedelserne til overgangen til den europæiske aFRR platform *ikke* prioriteres højere end det nordiske mFRR energiaktiveringsmarked.

De Nordiske TSO'er er endvidere specielt udfordret af, at overgangen sker samtidig med implementering af det største fælles nordiske drifts- og IT-projekt nogensinde; ændringen af synkronområdet fra et frekvensbalanceret system til et områdebalanceret system (ACE). I projektet implementeres både nye processer, markeder og it-systemer, og det skal ske under hensyntagen til kontrolcentrene, som hele tiden skal have den nødvendige understøttelse til at kunne sikre forsyningssikkerheden.

De nordiske TSO'er vurderer det overordnet set udfordrende at nå deadline for tilkobling til den europæiske mFRR platform, selv med anmodningen om undtagelse for tidsfristen den 24. juli 2022. Årsagen til dette findes bl.a. i et stort IT ressourcebehov til at udvikle de interne IT-systemer, der kan håndtere de krav der stilles, både i forbindelse med implementeringen af ISP15, det nordiske mFRR EAM marked, samt den europæiske mFRR platform. Da det er de

¹ [Forsyningstilsynet godkender Energinets anmodning om en undtagelse fra at implementere 15-minutters ubalanceafregning](#)

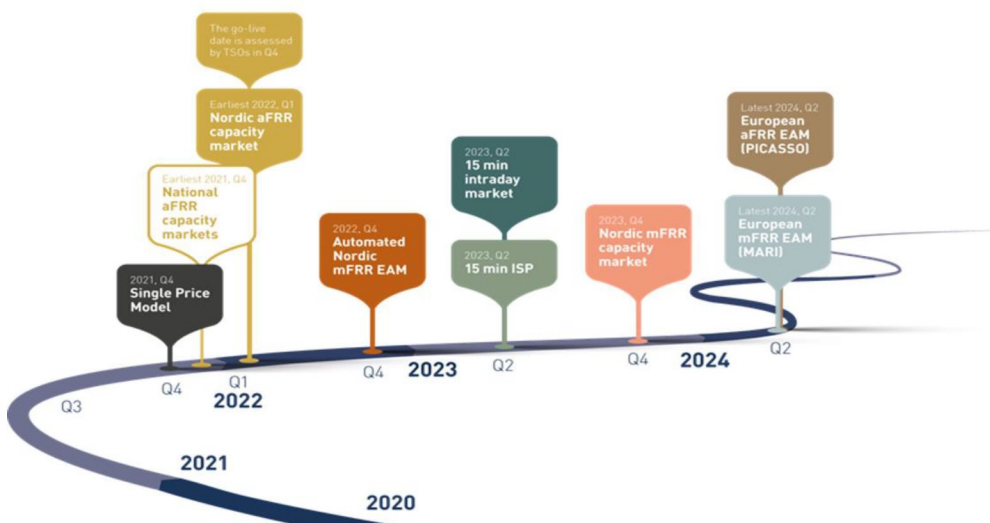
samme ressourcer der efterfølgende skal benyttes til at tilslutte sig den europæiske aFRR platform, vil det dermed også være udfordrende at nå denne deadline, også selv med anmodningen om undtagelse for tidsfristen den 24. juli 2022.

Overgangen til selve den europæiske aFRR platform vurderes at være meget krævende. Dette skyldes primært den nuværende nordiske struktur i aFRR processen. Markederne for aFRR er i Norden i dag meget forskellige, og aFRR aktiveres i dag pro-rata baseret på den nordiske frekvens. Der bruges derudover kun et begrænset volumen, og aFRR benyttes i nogen nordiske lande ikke i alle døgnets timer. Derudover benyttes aFRR for Danmarks vedkommende kun i DK1, og der eksisterer derfor ikke et marked for aFRR i DK2.

Overgangen til den europæiske aFRR platform er baseret på en 6-trins proces, som beskrives i afsnit 8. Denne overgang inkluderer bl.a. installation af LFC controllere i hver enkelt budzone i SCADA systemet, således aFRR energiaktiveringsbud kan aktiveres ud fra en merit-order liste. Energinet forventer med disse seks trin ikke at opstarte et aFRR energiaktiveringsmarked før overgangen til PICASSO, hverken nationale eller nordisk, men derimod give mulighed for at teste inden overgangen til den fælles europæiske platform

7. Foranstaltninger truffet for at lette tilslutningen til den europæiske aFRR platform

De nordiske TSO'er; Statnett, Svenska kraftnät, Fingrid og Energinet etablerede i 2017 det nordiske samarbejde, Nordic Balancing Model (NBM). Samarbejdet blev etableret, fordi man fandt det strengt nødvendigt, at de nordiske TSO'er koordinerede og samarbejdede omkring overgangen til de europæiske platforme for udveksling af balanceringsenergi, herunder håndteringen af både juridiske og tekniske ændringer. Dette skyldes, at de nordiske TSO'er er tæt forbundne, samt at der i Norden er en lang tradition for at samarbejde omkring balancering af el-systemet, bl.a. igennem ét fælles regulerkraftmarked. De nordiske TSO'er koordinerer samlet set en række projekter, der skal lette overgangen til de europæiske markedsplatforme. Af disse projekter kan nævnes overgangen til ét-pris-modellen (Single Price Model), som trådte i kraft 1. november 2021, automatiseret nordisk mFRR energiaktiveringsmarked, 15 min intraday-marked, ISP15 samt nordisk aFRR kapacitetsmarked, se Figur 1. Det nordiske NBM-samarbejde vurderes essentielt for at imødekomme overgangen til de europæiske markedsplatforme, herunder aFRR platformen.



Figur 1: Oversigt over NBM projekter

Ændringen af den nordiske systemdrift og de nordiske markeder i forbindelse med den europæiske aFRR platform vurderes at være betydelig. Overgangen til både den europæiske mFRR platform og den europæiske aFRR platform medfører en helt ny balanceringsfilosofi, hvor der skiftes fra manuel balancering af elsystemet, til automatisk balancering. Forberedelsen til dette sker på mange niveauer og igennem mange processer.

I forbindelse med udarbejdelsen af et aFRR energiaktiveringsmarked pre-study blev det vurderet, at det er strengt nødvendigt, at de nordiske TSO'er tilslutter sig den europæiske aFRR platform samtidig. Beslutningen vedrørende anmodningen om undtagelse af tidsfristen for implementering af den europæiske aFRR platform bør således harmoniseres mellem de nordiske regulatorer. I det tilfælde, at de nordiske lande tilslutter sig den europæiske aFRR platform én efter én, vil det påvirke det operationelle samarbejde, der er på tværs af de nordiske lande i dag. Dette vil medføre en vanskelig operationel periode på sandsynligvis flere måneder. I denne periode vil det være nødvendigt med flere forskellige ekstraordinære løsninger, for at sikre en sikker drift af elsystemet. Dette vil samlet set medføre øgede omkostninger for elforbrugeren i form af ekstra indkøb af reserver. Det anses dermed *ikke* som en mulighed, at én af de nordiske lande overgår til den europæiske aFRR platform før de øvrige lande er klar.

Ud over samarbejdet i NBM deltager Energinet, såvel som de øvrige nordiske TSO'er, aktivt i de europæiske arbejdsgrupper der udvikler og definerer detaljerne i markedsdesignet for den europæiske aFRR platform.

De nordiske TSO'er anmoder alle om maksimal udsættelse af tidsfristen for implementering af den europæiske aFRR platform, men arbejder mod at tilslutte sig den europæiske platform så tidligt som muligt (efter ISP15). Undervejs i processen vil Energinet, sammen med de øvrige nordiske TSO'er, holde markedsaktørerne grundigt informeret omkring tidsplaner og processer.

8. Detaljeret plan og tidslinje for tilslutning af den europæiske aFRR platform efter undtagelsesperiodens udløb

Det er igennem aFRR pre-study vurderet, at der er seks trin mod tilslutningen til den europæiske aFRR platform, PICASSO. Disse trin er udarbejdet i det fælles nordiske koordineringssamarbejde, NBM.

De seks trin er vurderet ud fra tanken om at undgå en pludselig overgang til den europæiske aFRR platform. På denne måde gives der mulighed for at teste driften af individuelle komponenter, før overgangen til den fælles europæiske platform. Især idriftsættelse af nye LFC-controllere samt merit-order aktivering er vurderet til at være så store opgaver, at de ikke kan implementeres simultant, uden betydelig risiko for alvorlige driftsproblemer. Energinet forventer med disse seks trin ikke at opstarte et aFRR energiaktiveringsmarked før overgangen til PICASSO, hverken nationale eller nordisk, men derimod give mulighed for at teste inden overgangen til den fælles europæiske platform.

Første og andet trin forventes at blive implementeret i Q2 og Q3 2023. I trin ét installerer alle de nordiske TSO'er deres LFC-controllere. Der installeres én LFC-controller per budzone, således der samlet set installeres 11 LFC-controllere i Norden. I dette trin testes at ACE (Area Control Error) er beregnet korrekt, og at LFC-controlleren fungerer. ACE er et udtryk for områdebilancen opgjort som differencen mellem produktion, forbrug og udveksling på kablet.

I andet trin vil LFC-efterspørgslen fra alle 11 controllere blive sendt til en central funktion, der summerer de lokale krav til et summeret nordisk krav. Dette sammenholdes herefter med resultatet af den gamle frekvensbaserede metode.

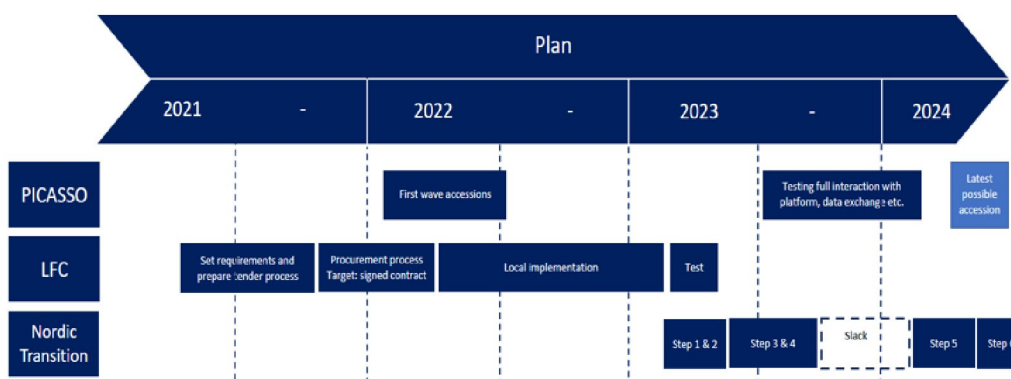
Trin tre og fire forventes at blive implementeret i Q3 2023 og Q1 2024. I trin tre vil den nordiske 'distribution box' træde i kraft, og de 11 LFC-controllere tages i brug. Den centrale funktion beregner en pro-rata fordeling af aFRR, baseret på budzonens andel af den samlede mængde aFRR bud samt tilgængelig kapacitet på grænsekablerne, og sender et FRCE (Frequency restoration control error) korrektionssignal i overensstemmelse hermed. I trin fire testes ligeledes BSP bud-infrastrukturen. Her kan udvalgte LFC-udbydere levere standard energibud til de lokale TSO'er. BSP-bud testes udelukkende og har ikke indvirkning på den faktiske drift.

Trin 5 forventes at blive implementeret i Q2 2024. I trin 5 vil de nordiske TSO'er tilslutte sig den europæiske aFRR platform.

Trin 6 forventes at blive implementeret i Q4 2024. I trin 6 vil de nordiske TSO'er gradvist inkludere udvekslingskapacitet på HVDC-forbindelse og dermed opnå fuld forbindelse til det europæiske aFRR marked. Dette vil ske, når der er konstateret et velfungerende aFRR marked i det nordiske synkronsystem. Da DK1 er koblet til det kontinentale elsystem med vekselstrømskabler gælder dette step ikke DK1 som anses for fuldt implementeret efter trin 5.

Grunden til den efterfølgende gradvise tilslutning af HVDC-forbindelserne skal findes i den eksplicite styring af forbindelserne og de tekniske udfordringer i at korrigere driften af forbindelsen hvert 4. sekund.

De seks trin mod tilslutningen af den europæiske aFRR markedsplatform, PICASSO, er vist i Figur 2 nedenfor.



Figur 2: Seks trin mod tilslutning til den europæiske aFRR platform, PICASSO

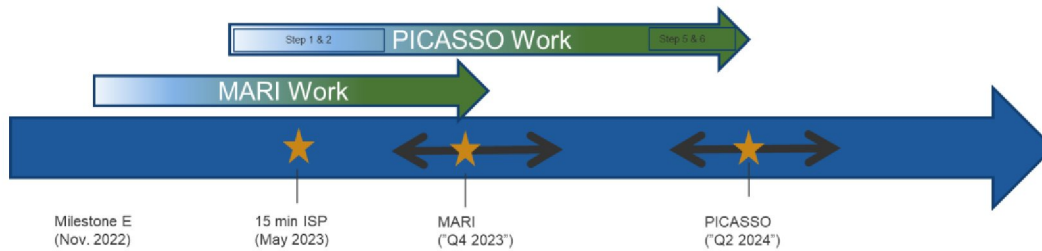
8.1 Ønske om hurtigst mulig tilkobling til den europæiske aFRR platform

De nordiske TSO'er ønsker at tilkoble sig de europæiske markedsplatforme så hurtigt som muligt. Dette skyldes først og fremmest, at TSO'erne har en økonomisk interesse i at blive en del af større og harmoniserede markeder. Denne interesse blev allerede identificeret i 2013 i et studie, der viste signifikante fordele ved at danne et fælles nordisk-tysk marked². Samtidig ar-

² Feasibility study regarding the cooperation between the German and Nordic pilot projects on electricity balancing, Consentec, 2013

bejder de nordiske TSO'er generelt set for at give de nordiske markedsaktører adgang til de europæiske platforme og dermed større markeder. Dertil kommer, at integration af de europæiske markedsplatforme for balancering er ét af hovedmålene for NBM-programmet.

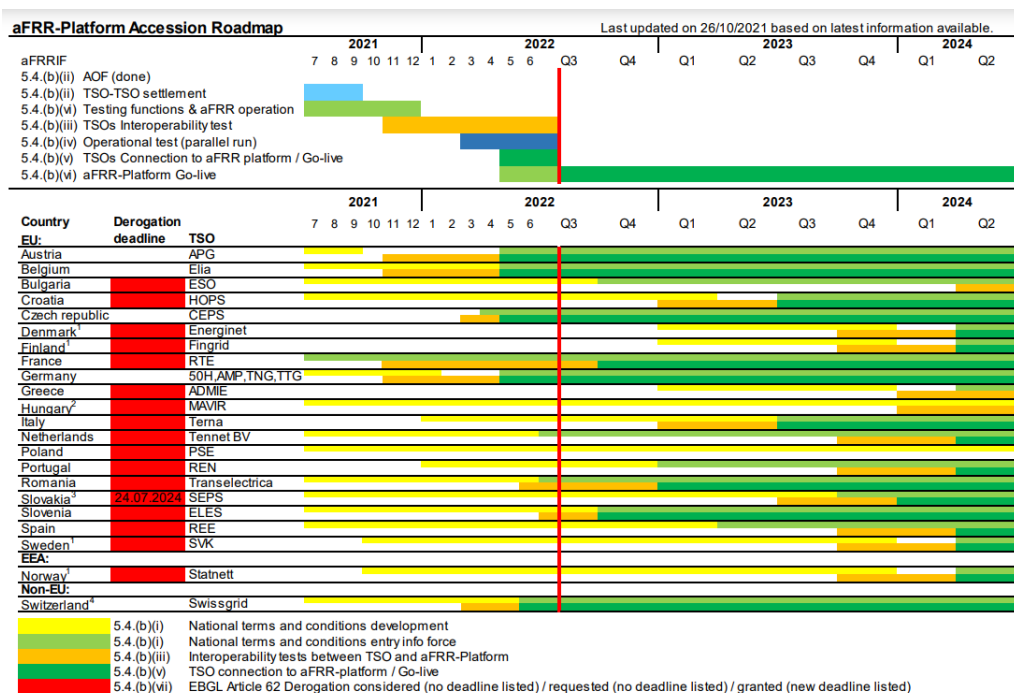
Efter implementeringen af den europæiske mFRR platform, MARI, er det, som nævnt ovenfor, estimeret, at det kræver yderligere ca. 6 måneder, før de nordiske lande kan tilslutte sig den europæiske aFRR platform, PICASSO. Årsagen til dette findes bl.a. i, at det er de samme ressourcer, som gør klar til tilkoblingen af den europæiske mFRR platform, som skal gøre klar til at implementere den europæiske aFRR platform. Det vurderes derfor ikke muligt at implementere de to platforme simultant. Tidsplanen for implementering af de to platforme er vist i Figur 3 nedenfor.



Figur 3: Tidsplan for implementering af de europæiske markedsplatforme, MARI og PICASSO

Det er blandt de nordiske TSO'er vurderet, at der er en stor risiko forbundet med at arbejde forud for ovenstående tidsplan. Det vurderes derfor ikke, på trods af, at de nordiske TSO'er ønsker at tilslutte sig de europæiske markedsplatforme så hurtigt som muligt, at det er muligt at tilslutte sig den europæiske mFRR platform før tidligst Q4 2023 / Q1 2024, og dermed den europæiske aFRR platform i Q2 2024.

Ud over de nordiske lande, overvejer, eller ansøger, følgende lande om undtagelse for tidsfristen for implementering af den europæiske aFRR platform 24. juli 2022; Bulgarien, Kroatien, Frankrig, Grækenland, Ungarn, Italien, Holland, Polen, Portugal, Rumænien, Slovakiet, Slovenien og Spanien. Det fulde potentiale af den fælles europæiske aFRR platform vil derfor først opnås når samtlige lande har tilkøbt sig platformen.



1) The Nordic TSOs are currently preparing their request for derogation. The detailed steps towards accession to PICASSO will be assessed as part of this process. The plan presented in this roadmap shall be regarded as a preliminary, non-binding estimate. The planned connection time is expected in Q2 2024. 2) MAVIR has already initiated discussions with its NRA with the intention to ask for derogation. 3) Derogation was granted by local NRA until 24. 7. 2024, but SEPS ambition is to join aFRR-Platform in Q1 2024 (depends on advancement of processes related to local implementation). 4) The participation of Switzerland in the aFRR-Platform is regulated based on article 1.6 and 1.7 of the EB Regulation and currently the subject of litigation by Swissgrid at the General Court of the European Union.

Figur 4: Accession Roadmap, den europæiske aFRR platform

9. Konsekvenser af en senere tilslutning af den europæiske aFRR platform

I de følgende afsnit gennemgås konsekvenserne af en senere tilslutning af den europæiske aFRR platform. Det bemærkes, at konsekvensanalysen er lavet i overensstemmelse med artikel 62 i EBGL, men at Energinet vurderer, at det ikke er praktisk muligt at tilslutte sig den europæiske aFRR platform den 24. juli 2022, og samtidig opretholde driftssikkerheden.

9.1 Konsekvenser for tilgrænsende markeder

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 5 litra d i ABGL skal Energinet foretage en vurdering af den ønskede undtagelses konsekvenser for tilgrænsende markeder.

Samlet set er det vurderet, at der er en signifikant fælles europæisk samfundsøkonomisk gevinst ved at foretage en integration af de europæiske balancemarkeder. Disse gevinster forventes at stige med tilførslen af mere VE, og er i 2030 vurderet til samlet set at være i omegnen af 3 milliarder euro per år³.

I forhold til tilslutningen af den europæiske aFRR platform forventes der væsentlige gevinster forbundet med tilslutningen. Årsagen til dette findes i, at der i dag ikke er et fælles nordiske aFRR marked. De økonomiske gevinster ved at tilslutte sig den europæiske aFRR platform er dog ikke vurderet isoleret, og dermed er det heller ikke vurderet, hvad de økonomiske konsekvenser ved senere tiltrædelse vil være. Dette afhænger primært af prisbilledet i Europa når den europæiske aFRR platform træder i kraft.

³ Samlet set for både aFRR, mFRR og FRR

Introduktionen af et fælles europæisk aFRR energiaktiveringsmarked er dog et vigtigt element i overgangen til fuld ACE-baseret balancering i norden, og dermed et vigtigt element i at realisere den nordiske balanceringsmodel (NBM).

Følgende markeder betragtes som tilgrænsende til det nordiske marked: Baltikum (Estland, Letland, Litauen), Polen, Tyskland, Holland og Storbritannien. Rusland betragtes ikke, da de ikke følger EBGL, og der kun er bilateral handel mellem Finland og Rusland.

Energinet betragter de tyske og hollandske markeder som tilgrænsende markeder.

Tyskland og Holland kan opleve en samfundsøkonomisk gevinst, når norden tilslutter sig den europæiske aFRR platform. Dette skyldes, at balanceringspriserne historisk set har været højere i Tyskland og Holland end i norden. Effekten vurderes dog at være usikker og afhænger af prisbilledet i henholdsvis det nordiske område og Tyskland og Holland, hvor priserne den senere tid har nærmet sig hinanden. Den samfundsøkonomiske gevinst i Tyskland og Holland vil derfor udskydes fra juli 2022 til senest juli 2024, når de nordiske lande tilslutter sig den europæiske aFRR platform. Holland forventer ligeledes først at tilslutte sig den europæiske aFRR platform på et senere tidspunkt, og er derfor ikke påvirket af Danmarks senere tilslutning.

9.2 Konsekvenser for integration af balancemarkeder i hele Europa

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 5, litra e i EBGL skal Energinet foretage en vurdering af de mulige risici for integrationen af balancemarkeder i hele Europa som følge af den ønskede undtagelse.

Fra et balanceringsperspektiv er implementeringen af et fælles nordisk energiaktiveringsmarked nødvendigt for at minimere tiden, hvor der opereres med ACE baseret mFRR og frekvensbaseret aFRR. Det kan derfor argumenteres, at den europæiske aFRR platform burde implementeres inden den europæiske mFRR platform, for dermed at opnå størst muligt økonomisk effekt. Dette vil dog medføre en betydelig risiko for, at det ikke vil være muligt at implementere ISP15 den 23. maj 2023.

Det er Energinets vurdering, at konsekvenserne af en senere tilslutning vil være meget små eller ikke eksisterende. Dette skyldes primært at størstedelen af landene forventer at tilslutte sig den europæiske mFRR platform i 2023 eller 2024. Effekten vil således først opnås når samtlige lande har tilsluttet sig platformen.

9.3 Konsekvenser for så vidt angår driftssikkerheden

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 8 litra b i EBGL skal Energinet foretage en vurdering af de mulige risici ved, og følgerne af, en senere tilslutning af den europæiske aFRR platform for så vidt angår driftssikkerheden. I artikel 3, stk. 2, litra f præciseres at medlemsstaterne, de relevante regulerende myndigheder og systemoperatørerne skal respektere det ansvar, der er pålagt den relevante TSO med henblik på at sikre systemsikkerheden, herunder i henhold til kravene i national lovgivning.

Hensynet til forsyningssikkerheden er den primære årsag til, at Energinet og de øvrige nordiske TSO'er ønsker at tilslutte sig de europæiske platforme løbende over en periode på omkring ét år. TSO'erne ønsker i den forbindelse i første omgang at opretholde det fælles regulerkraftmar-

ked og herunder implementeringen af det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked. Herefter ønsker de nordiske TSO'er først at tilslutte sig den europæiske mFRR platform, og derefter, ca. 6 måneder senere, at tilslutte sig den europæiske aFRR platform.

Af hensyn til forsyningssikkerheden har etableringen af det fælles nordiske aFRR energiaktiveringsmarked Energinets prioritet i integrationen frem til det europæiske elmarked.

Hvis Energinet, uden hensyntagen til det nordiske samarbejde, besluttede at tilslutte sig den europæiske aFRR platform ville det udfordre samarbejdet i det fælles nordiske balancemarked, og dermed driftssikkerheden i det nordiske synkrone system. Energinet vurderer derfor, at der vil være store konsekvenser for forsyningssikkerheden, hvis Energinet skal tilslutte sig den europæiske aFRR platform den 24. juli 2022. Dette skyldes hovedsageligt, at de nødvendige tekniske systemer til at oprette forbindelse til en europæisk aFRR platform, i form af LFC-controllere, tidligst vil blive implementeret Q2 2023. Herefter skal LFC-controllerne testes for at sikre, at de fungerer på nationalt og nordisk niveau, samt teste og tilpasse sig ny budinfrastruktur med aktiveringer i prisrækkefølgen. Det er dermed ligeledes hensynet til driftssikkerheden der er årsag til, at Energinet ønsker at implementere den europæiske aFRR platform igennem de seks trin, der er beskrevet ovenfor i afsnit 8. For Energinet er et fælles nordisk aFRR marked afgørende for den nuværende håndtering af balancen i overgangen til et fuldt ACE-baseret balanceringsystem.

Da DK1 er forbundet til kontinentet via jævnstrømskabler og dermed ikke indgår i den nordiske LFC blok, er det i teorien teknisk muligt at lade DK1 tilgå den europæiske aFRR platform tidligere end DK2 og resten af norden. Det er dog vurderet at DK1 og DK2 bør tilsluttes den europæiske aFRR platform samtidig. Den primære grund er, som tidligere nævnt, at de interne ressourcer der skal udvikle og implementere LFC controlleren og den europæiske aFRR platform allerede er benyttet i implementeringen af ISP15 samt den europæiske mFRR platform. Ydermere vurderes det, at systemsikkerheden risikerer at falde som følge af mange simultane implementeringer af nye mere komplekse systemer i kontrolcentret.

Det vurderes dermed samlet set ikke som muligt at tilkoble sig den europæiske aFRR platform før tidligst Q2 2024. Det vurderes ligeledes heller ikke at have signifikant effekt, at tilkoblingen først sker Q2 2024.

9.4 Konsekvenser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagerne

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 8, litra d i EBGL skal Energinet foretage en vurdering af de mulige konsekvenserne af en manglende gennemførelse af den eller de omhandlede bestemmelser for så vidt angår ikkediskrimination og konkurrence med andre europæiske markedsdeltagere, navnlig for så vidt angår prisfleksibelt elforbrug og vedvarende energikilder.

Det er Energinets vurdering, at en senere tilslutning til den europæiske aFRR platform ikke vil have nogen væsentlige konsekvenser for ikkediskrimination og konkurrence med de andre europæiske markedsdeltagere. Dette vurderes også at være gældende for at vidt angår prisfleksibelt elforbrug og vedvarende energikilder.

Dette skyldes, at 17 ud af 24 TSO'er planlægger at tilslutte sig den europæiske aFRR platform på et senere tidspunkt end den 24. juli 2022, jf. accession roadmap i afsnit 8.1. Dette betyder generelt, at den økonomiske effekt af at have én samlet europæisk aFRR platform udskydes til, at alle lande har tilsluttet sig platformen.

9.5 Konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 8, litra e i EBGL skal Energinet foretage en vurdering af de mulige konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur.

Det er Energinets vurdering, at en senere tilslutning til den europæiske mFRR platform ikke vil have nogen væsentlige konsekvenser for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur. Dette skyldes først og fremmest, at norden planlægger at implementere et fælles nordisk aFRR, som er første skridt i retningen mod det fælles europæiske aFRR marked. Dette marked vil sandsynligvis realisere nogle af de samfundsøkonomiske gevinster, som der er forbundet med det fælles europæiske aFRR marked for energiaktivering, da de nordiske lande, er de lande vi er tættest forbundet med.

Som beskrevet i afsnit 9.4 vil størstedelen af TSO'erne derudover anmode om senere tilslutning til den europæiske aFRR platform. Den generelle økonomiske effektivitet udskydes dermed til, at alle lande har tilsluttet sig platformen.

9.6 Konsekvenser på forward, day-ahead og intraday markederne

I overensstemmelse med artikel 62, stk. 8, litra f i EBGL skal Energinet foretage en vurdering af de mulige indvirkninger på andre balanceområder og generelle konsekvenser for den europæiske markedsintegrationsproces.

Manglende integration af nationale balanceringsmarkeder er en væsentlig hindring for udviklingen af et fælles europæisk elmarked. Muligheden for at byde ind på balancemarkederne i tilfælde af, at man ikke er aktiveret gennem enten spot- eller intraday markedet giver en øget afsætningsmulighed for markedsaktørerne. I dag handles både spot og intraday på europæisk plan, hvorfor der, for de danske aktører, er afsætningsmuligheder på europæisk plan på både spotmarkedet og intraday markedet. Derimod er der, indtil i første omgang overgangen til det nordiske aFRR energiaktiveringsmarked, og derefter den fælles europæiske aFRR platform, kun afsætningsmuligheder på aFRR markedet i DK1. Muligheden for at aktørerne kan afsætte i det marked, der giver den største samfundsøkonomiske værdi opnås først til fulde, når norden overgår til den europæiske aFRR platform (se trin 6 under afsnit 8).

Der vurderes dog ikke at være konsekvenser på hverken forward, day-ahead eller intraday markederne ved en senere tilslutning til den europæiske aFRR platform.

Det vurderes samlet set ikke som muligt at tilkoble sig den europæiske aFRR platform før Q2 2024. Det vurderes ligeledes heller ikke at have signifikant effekt, at tilkoblingen udskydes til dette tidspunkt.