

Anmodning om undtagelse for tidsfristen for implementering af 15 min ubalance afregning.



13. marts 2020

1. Indledning.....	4
2. Det juridiske grundlag.....	5
3. Definitioner/forkortelser.....	6
4. De bestemmelser, der ønskes en undtagelse fra.....	7
5. Den ønskede undtagelsesperiode.	7
6. Implementeringsplan og grundlag for anmodning om undtagelse.....	7
7. En vurdering af den ønskede undtagelses konsekvenser for tilgrænsende markeder.....	11
8. En vurdering af de mulige risici for integrationen af balancemarkeder i hele Europa som følge af den ønskede undtagelse.	12
9. Vanskeligheden ved at gennemføre ISP15 inden for den fastsatte tidsfrist.....	13
10. Risiciene ved og følgerne af den eller de omhandlede bestemmelser for så vidt angår driftssikkerheden.	13
11. Foranstaltninger, der er truffet for at fremme gennemførelsen af den eller de omhandlede bestemmelser.....	14
12. 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 prisleksibelt elforbrug og vedvarende energikilder.....	14
13. Konsekvenserne for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur.....	15
14. Indvirkningen på andre balanceområder og generelle konsekvenser for det europæiske markeds integrationsproces.	15
15. Anmodning.....	16

Versionshistorik

Dato	Version	Ændring
25.02.2020	0.1	Kladde
11.03.2020	0.2	Energinet kommentering

1. Indledning

I henhold til KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (herefter benævnt EBGL) anmoder Energinet hermed om undtagelse fra tidsfristen for implementering af afregning af ubalancer på 15 minutter niveau (herefter benævnt ISP15), jf. forordningens artikel 62, stk. 2, litra d, jf. artikel 53, stk. 1.

EBGL fastsætter i artikel 53, stk. 1, at ISP15 skal anvendes senest tre år efter forordningens ikrafttrædelse, hvilket vil sige den 18. december 2020. Energinet søger undtagelse fra denne tidsfrist, således at ISP15 først forventes anvendt ved udgangen af 2. kvartal 2023. Den endelige dato vil blive fastsat af de nordiske TSO'er i fællesskab, senest ved indgivelsen af endelig ansøgning om undtagelse. Det bemærkes, at der kun kan søges om undtagelse én gang.

Helt overordnet er anmodningen om undtagelse begrundet i, at Energinet – i lighed med de øvrige nordiske TSO'er – vurderer, at implementering af ISP15 allerede pr. 18. december 2020 medfører en væsentlig risiko for driftssikkerheden og dermed ultimativt forsyningssikkerheden.

Anmodningen om undtagelse sker nationalt, og de øvrige nordiske TSO'er vil fremsende en tilsvarende anmodning til deres respektive nationale regulatorer. Selv om der sker anmeldelse 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 synkron område inklusive DK1. Opretholdelse af et fælles nordisk regulerkraftmarked og fælles nordisk IT-udvikling er hovedprioriteten bag anmodningen frem mod integrationen til det europæiske elmarked.

Arbejdet med implementering af ISP15 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 ISP15 samt at opnå en samtidigt afstemt beslutning for alle de nordiske lande, der uden ophold sikrer fortsættelsen af det fælles nordiske marked og driftssamarbejde i forbindelse med overgangen til ISP15. Fælles implementering sikrer desuden værdiskabelsen og opretholdelse af værdien af fælles nordiske balanceringsmarkeder, ligesom det fra et dansk perspektiv er væsentligt af hensyn til aktørerne, at overgang til ISP15 sker samtidigt i DK1 og DK2. Den fælles nordiske implementering har i øvrigt opbakning fra aktørerne, jf., disses kommentarer til roadmap-høringen i sommeren 2019.

2. Det juridiske grundlag

Forsyningstilsynet skal helt overordnet i medfør af EBGL artikel 5, godkende de vilkår, betingelser og metoder, som Energinet udarbejder i henhold til forordningen.

EBGL fastsætter i præambel 12 følgende: *"Integrationen af markeder for balanceringsenergi bør muliggøre et velfungerende intraday-marked, således at markedsdeltagerne har mulighed for at komme i balance så tæt på driftsøjeblikket som muligt. Kun de ubalancer, der består efter intraday-markedets lukketid, bør balanceres af TSO'er med balance-markedet. Harmoniseringen af perioden for afregning af ubalancer til 15 minutter i Europa bør understøtte intraday-handelen og fremme udviklingen af en række handelsprodukter med samme leveringsperioder."*

Af EBGL artikel 53, stk. 1, fremgår følgende:

"Senest tre år efter denne forordnings ikrafttrædelse skal alle TSO'er anvende perioden for afregning af ubalancer på 15 minutter i alle balanceområder og sikre, at rammerne for tidsenheder for markedet stemmer overens med rammerne for perioden for afregning af ubalancer".

Af EBGL artikel 62, stk. 2, litra d, fremgår, at en TSO kan anmode om undtagelse fra kravet om *"(...) harmonisering af perioden for afregning af ubalancer, jf. artikel 53, stk. 1"*.

Artikel 62 fastlægger de nærmere krav til en undtagelsesansøgning efter stk. 2. I artikel 62, stk. 5, fastsættes således følgende:

"Anmodningen om en undtagelse skal 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"*.

I artikel 62, stk. 8, er der nævnt en række aspekter, som de regulerende myndigheder skal overveje i forbindelse med en anmodning 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”.*

Af artikel 62, stk. 9, fremgår endelig, at en undtagelse kan meddeles én gang og højst frem til 1. januar 2025.

Der kan desuden henvises til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 (elmarkedsforordningen), præambel 13 og 15 og artikel 5 og 6 samt artikel 8., stk. 4, der fastslår, at perioden for afregning af ubalancer skal være 15 minutter i alle planlægningsområder senest 1. januar 2021, medmindre der gives en fritagelse, som kan gives frem til 31. december 2024.

3. Definitioner/forkortelser

Frekvensbalanceret system; Det Nordiske synkrone system (=Nordisk LFC blok) er frekvensbalanceret. TSOerne er fælles om at balancere systemet, så frekvensen i synkronområdet holdes inden for aftale grænser.

Områdebalanceret system; Det Centrale Europæiske synkrone system er områdebalanceret. TSOerne holder hver især balancen i eget område, så frekvensen i synkronområdet holdes inden for aftalte grænser.

ACE; "Area Control Error", ubalancen i et områdebalanceret system.

ISP15; "Imbalance Settlement Period", afregning af ubalancer på 15 minutter niveau

ISP60; "Imbalance Settlement Period", afregning af ubalancer på time niveau

NBM; "Nordic Balancing Model", Program for udvikling af det nordiske balancemarked i overensstemmelse med Europæisk lovgivning, for mere information se <http://nordicbalancingmodel.net/>

EAM; "Energy Activation Market", energaktiveringsmarked

Der kan herudover henvises til definitioner i de relevante retsakter, herunder særligt EBGL og elmarkedsforordningen.

4. De bestemmelser, der ønskes en undtagelse fra.

Energinet anmoder om undtagelse fra EBGL artikel 53, stk. 1: Tidsfristen for harmonisering af periode for afregning af ubalancer på 15 minutter niveau i alle balanceområder, jf. artikel 62, stk. 2, litra d

5. Den ønskede undtagelsesperiode.

Energinet anmoder om undtagelse således at ISP15 først forventes anvendt ved udgangen af 2. kvartal 2023. Den endelige dato vil blive fastsat af de nordiske TSO'er i fællesskab, senest ved indgivelsen af endelig ansøgning om undtagelse.

6. Implementeringsplan og grundlag for anmodning om undtagelse.

ISP15 er en del af programmet "Nordic Balancing Model" (NBM) som Energinet overfor de nordiske TSO'er har forpligtiget sig til at gennemføre i samarbejde med de øvrige nordiske TSO'er.

I 2019 offentliggjorde Energinet og de øvrige nordiske TSO'er en tidsplan for NBM-programmet. ISP15 er en aktivitet i NBM programmet og andre NBM aktiviteter er en forudsætning for at kunne implementere ISP15 uden tab af driftssikkerhed. I NBM programmet er ISP15 forudset implementeret i 2. kvartal 2023.

ISP15 er planlagt implementeret i det nuværende frekvensbalancerede nordiske synkronsystem før planlagt overgang til et områdebalanceret system (ACE), i lighed med det centraleuropæiske synkronsystem. ISP15 kan derfor kun implementeres i en koordineret proces samtidigt for alle nordiske TSO'er for ikke at forværre en i forvejen udfordret frekvenskvalitet i det fælles frekvensbalancerede system.

For opretholdelse af forsyningssikkerheden i overgangsperioden til ISP15 og sikre en fortsat effektiv økonomisk håndtering af balanceringen, qua det nordiske regulerkraft marked vil overgangen til ISP15 indebære indfasning af ændringer og automatisering af processer i Energinet's og de øvrige nordiske TSOers kontrolcentre kombineret med tilpasning af de nye markedsprocesser i overgangsperioden til ISP15.

De nuværende i stor udstrækning manuelle procedurer i de nordiske kontrolcentre vil ikke være anvendelige ved overgangen til ISP15. Eksisterende manuelle processer skal eksekveres oftere end i dag, i en ny kontekst med kortere tidshorisont, med mere variabel produktion og forventet øget intraday handel.

Tilpasning og håndtering af prognoser på 15 minutters ubalancer vil være en proces der udvikles og forbedres gennem overgangsperioden til ISP15. Risiko for at der opstår fejl i forbindelse med de nye operationelle processer i kontrol centrene kan ikke fuldstændigt ignoreres, ligesom der kan være uforudsete reaktioner fra markedsaktører og introduktionen af 15 minutters start/stop af mFRR vil være et nyt element der skal kunne håndteres af både balanceansvarlige og TSOer gennem overgangsperioden, derfor vil en ekstra understøttelse med aFRR reserve være nødvendig i overgangsperioden til ISP15.

Tidsplanen for ISP15 er derfor koncentreret omkring implementering af et fælles nordisk energiaktiveringsmarked for mFRR (EAM) og en forøgelse af kapaciteten af aFRR reserven i alle nordiske Elspot områder. Efter afsluttet indfasning af ISP15 vil behovet for aFRR reserven blive revurderet som en funktion af frekvenskvaliteten i synkronområdet indtil overgangen til områdebalanceret system (ACE).

Specielt for Energinet gælder at ændringerne i IT-understøttelse af processerne i kontrolcenteret vil blive implementeret samtidig for DK1 og DK2 grundet DK1's tætte tilknytning til det nordiske balancemarked, samt forberedelse for integration med de europæiske balancplatforme MARI og PICASSO.

EAM, Nordisk mFRR-energiaktiveringsmarkedet

Implementering af et fælles nordisk mFRR energiaktiveringsmarked er en aktivitet i nævnte NBM-program. I det nuværende nordiske regulerkraftmarked er budhåndtering, aktivering og flaskehalshåndtering i stor udstrækning en manuel proces. Skift til ny automatiseret nordisk mFRR EAM består af flere moduler:

- Mulighed for elektronisk aktivering af bud i alle nordiske lande. Er implementeret i Energinet's kontrolcenter, men endnu ikke i alle de øvrige nordiske kontrolcentre. En opdateret version skal implementeres i Energinet's kontrolcenter.
- Automatisk budfiltrering funktion, for at filtrere bud, der ikke kan aktiveres (bag flaskehalse), ny automatisk funktion i Energinet's kontrolcenter og de øvrige nordiske kontrolcentre
- En "Allocation Optimization Function" (AOF), der understøtter automatisk bestilling af regulerkraft, baseret på ubalance prognoser, ny automatisk funktion i Energinet's kontrolcenter og øvrige nordiske kontrolcentre.

Udvikling og implementering af mFRR EAM vil ske i en fælles nordisk iterativ proces frem mod overgangen fra det frekvensbalanceret system til et områdebalanceret nordisk synkronsystem (ACE), jf. nedenstående plan for Energinet med reference til fra NBM programmet (fig.1).

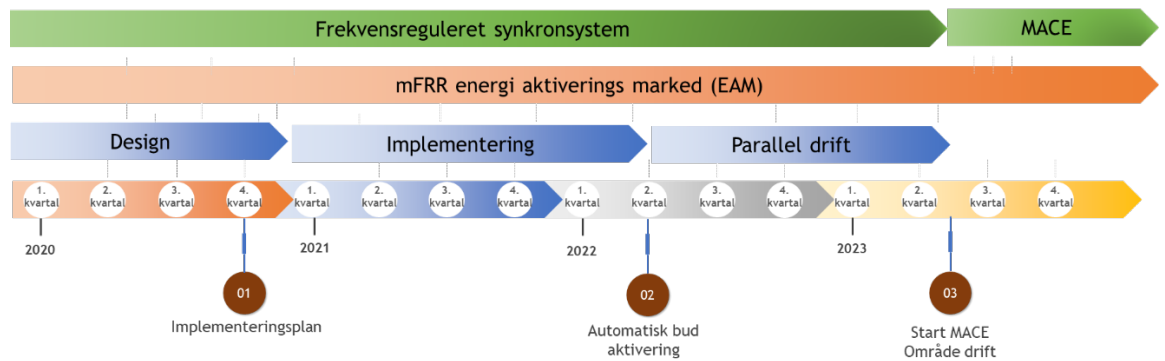


Figure 1: Tidsplan for iterativ implementering af mFRR EAM.

For Energinet er et fælles nordisk mFRR marked afgørende for den nuværende håndtering af balancen i et elsystem med meget VE produktion. Uden adgang til fælles nordiske reserver og endnu ingen adgang til europæiske platforme for mFRR vil driftssikkerheden være udfordret.

For Energinet betyder det aktiv deltagelse i udvikling og implementering af nye fælles nordiske IT-værktøjer for balancering.

aFRR reserver i alle nordiske elspotområder

Tilgængelige aFRR reserver bidrager væsentlig til øget driftssikkerhed i et frekvensbaseret synkronsystem og er samtidig fundament for fremtidens områdebalancerede system (ACE). I overgangsperioden til ISP15 kræves tilstrækkelig aFRR-kapacitet i alle nordiske elspotområder.

Reserven er tæt knyttet til mFRR-reserven i frekvensgenoprettelsesprocessen (SOGL artikel 145) og korrigerer automatisk ubalancen i det synkronsystem som en funktion af aktuel frekvenskvalitet. De danske reserver vil være online kontrolleret fra Energinet’s kontrolcenter.

Tilstrækkelig aFRR-kapacitet på tværs af synkronområdet vil begrænse risikoen væsentlig for reduceret frekvenskvalitet og dermed reduceret driftssikkerhed i overgangsperioden til ISP15.

Uden et fælles nordisk marked frem mod et områdebalanceret system og integration med de europæiske markedsplatforme vil Energinet være udfordret på aFRR-kapacitet i DK2.

De nordiske TSOer har fremsendt et forslag til et fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked i december 2019. Forslaget er p.t. under behandling i ACER.

Balanceansvar ved skift til ISP15

Elbørserne antages at ville være udfordret på at overholde tidsfristen for en markedskobling i december 2020, hvis en kombination af produkter med ISP15 og ISP 60 skal kunne matches samtidigt.

De balanceansvarlige skal have mulighed for at handle de ubalancer, de vil møde med ISP15 i intraday markedet. Med forventet ISP60 minutter i day-ahead markedet, er XBID-plattformen den foretrukne løsning til 15 minutters handel med energi.

XBID platformen skal konfigureres til ISP15 og 15 minutters produkter på alle interne budzone-grænser mellem alle leveringsområder (budzoner) i XBID for Danmark, Finland, Norge og Sverige.

Energinet sendte sammen med de øvrige nordiske TSOer en ændringsanmodning til XBID i januar 2019. Ændringen er planlagt implementeret Q3 2022.

Datahub og eSett

De nationale datahubs og DSOerne er centrale i implementeringen af ISP15.

Der er forskellige udfordringer i de fire nordiske lande, men samlet set vurderes det at eSett og nationale løsninger vil være på plads inden Q2/2023 jf. fig.2 tidsplan for implementering i Energinet datahub, med reference til NBM programmet.

Status for Energinet er, at ændringer i måleropløsning foregår efter planen i forbindelse med ændring til fjernlæsning af elektricitetsmålere ved udgangen af 2020. Datahub er forberedt for 15 minutters tidsopløsning men skal tilpasses de fremtidige vilkår. Forskrifter vil blive harmoniseret i overensstemmelse med ny tidsplan for ISP15.

eSett har udmeldt en udviklingsplan med en varighed på 1½ år. En afklaring vedr. anmodning om ny dato for ISP15 er derfor presserende.

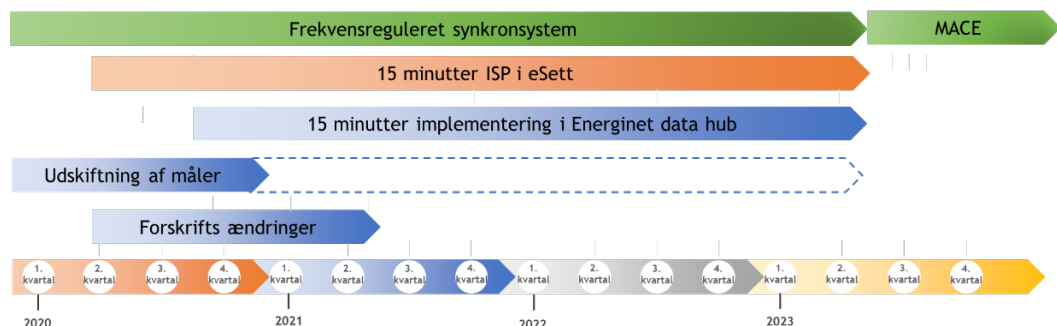


Fig. 2 Tidsplan for implementering i Energinet datahub.

7. En vurdering af den ønskede undtagelses konsekvenser for tilgrænsende markeder.

Af hensyn til forsyningssikkerheden har opretholdelse af det fælles nordiske regulerkraftmarked Energinet's prioritet i integrationen frem til det europæiske el marked.

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. Af disse markedsområder er Holland og Tyskland allerede i ISP15, Storbritannien er i ISP30 og resten er stadig i ISP60. De baltiske lande anmoder om undtagelse indtil 2024, og Polen planlægger stadig at implementere ISP15 i begyndelsen af 2021 i henhold til deres TSO-repræsentanter. Der er i øjeblikket ingen sikre oplysninger om Storbritannien.

Energinet betragter de tyske og hollandske markeder som tilgrænsende markeder.

Holland og Tyskland har internt 15 min ISP produkter hver især, men ikke noget fælles fungerende marked. Der er ikke planlagt etableret noget fælles ISP15 marked mellem nævnte TSOer før overgangen til de fælles europæiske markedsplatforme. Overgangen til de europæiske markedsplatforme forventes at ske i perioden fra Q3 2022 frem til senest Q3 2024 hvor alle TSOer skal være tilsluttet markedsplatformene. HVDC forbindelserne mellem DK1-NL og DK2-DE kræver udvikling af nyt koncept for håndtering af ISP15, nye ramperegler er under overvejelser for HVDC forbindelser ud af det nordiske synkronområde og AC-forbindelsen mellem DK1 og DE er udfordret på kapacitet i Nordtyskland.

Givet at DK1 vil følge den nordiske udviklingsplan, vil koordinering med tilgrænsende markeder afhænge af tidsplanerne for naboområdernes tilslutning til markedsplatformene, men det må forventes at der vil være forskellige markedstidsopløsninger og prioriteringer i Centraleuropa i overgangsperioden til nye markedsplatforme, og en eventuel senere tilslutning end Q3/2022 forventes ikke at have nogen konsekvenser for de tilstødende markeder, da energiblokke med ISP60 kan udveksles som i dag.

Hvis Energinet uden hensyntagen til det nordiske samarbejde besluttede at implementere en fælles ISP15 proces mod Holland og Tyskland ville det udfordre samarbejdet i det fælles nordiske regulerkraftmarked og dermed driftssikkerheden i DK1 og det nordiske synkronsystem og være i modstrid med Energinet's prioritet om opretholdelse af det fælles nordiske regulerkraft marked hen imod de fælles europæiske markeder.

De samme driftsmæssige udfordringer med at sikre overgangen til ISP15 i Energinet's kontrolcenter for DK1 vil også være gældende her som for overgangen til ISP15 i det nordiske synkronområde.

8. En vurdering af de mulige risici for integrationen af balancemarkeder i hele Europa som følge af den ønskede undtagelse.

Balancemarkeder for de nordiske TSOer er mFRR og aFRR energiaktiveringsmarkeder. De fremtidige europæiske platforme for disse balancerende energimarkeder er MARI for mFRR og PICASSO for aFRR.

I henhold til EBGL skal markedsplatformene MARI og PICASSO være implementeret Q3/2022. TSOer kan dog anmode om undtagelse for tilslutning til platformene indtil Q3/2024. ISP15 er en forudsætning for at deltage i begge markeder.

MARI – mFRR

I det nordiske synkronområde har TSOerne besluttet at etablere et fælles nordisk mFRR energiaktiveringsmarked (EAM), som overordnet beskrevet i afsnit 6, for understøttelse af overgangen til ISP15 og før integrationen til den europæiske MARI-platform.

Implementering af den nordiske platform for mFRR EAM kræver ændringer i processer og automatisering i Energinet's kontrolcenter. I henhold til de nordiske TSOers implementeringsplan vil mFRR-energiaktiveringsmarked være implementeret og klar til test Q2 2022.

I løbet af det første år derefter vil der være parallel drift, hvilket betyder, at nordisk mFRR EAM fungerer i 1 times opløsning (ISP60), samtidig med at man opretholder muligheden for at håndtere mFRR-markedet manuelt. Formålet med det første års drift er at sikre markedets funktion, inden man flytter til ISP15, hvor den manuelle håndtering er begrænset.

Den nordiske mFRR EAM forventes at "go-live" samtidig med overgangen til ISP15, så udskydelse af tidsfristen for ISP15 til Q2 2023, vil ikke være begrænsende faktor i integrationen til det europæiske mFRR-balancemarked.

Ifølge EBGL skal tidspunktet for integration med MARI-platformen ske senest 23.7.2024.

PICASSO – aFRR

I det nordiske synkronområde har TSOerne besluttet at etablere et fælles nordisk aFRR energiaktiveringsmarked for understøttelse af overgangen til ISP15 og før integrationen til den europæiske PICASSO-platform. Introduktion af aFRR energiaktiveringsmarked er en af de største udfordringer i det nordiske synkronområde frem mod skiftet fra et frekvensbalanceret system til et områdebalanceret system (ACE).

Uden et fælles nordisk aFRR marked vil Energinet være udfordret på tilstrækkelig kapacitet i DK2.

Når aFRR EAM introduceres ændres aktiveringsprincippet fra nuværende pro-rate regulering med nationale markeder til en regulering med aktivering af bud i en fælles Nordisk "merit order list" (MOL) som forberedelse til integration med den europæiske markedsplatform. Forberedelserne til fælles aFRR EAM i Norden følger udviklingen i den europæiske markedsmodel for balancering og er nødvendige for at muliggøre nordisk deltagelse på det europæiske marked.

I 2. kvartal 2021 vil de nordiske TSO'er offentliggøre en strategi for implementering af aFRR EAM og integrationen til PICASSO.

Ifølge EBGL skal tidspunktet for integration med MARI-platformen ske senest 23.7.2024

9. Vanskeligheden ved at gennemføre ISP15 inden for den fastsatte tidsfrist.

Overgangen til ISP15 vil som nævnt i afsnit 6, kræve store ændringer og automatisering af processer i Energinet's og de øvrige nordiske TSO-kontrolcentre for at kunne opretholde forsyningssikkerheden og sikre en fortsat effektiv økonomisk håndtering af balancering i overgangsperioden til de europæiske markedsplatforme og et områdebalanceret elsystem (ACE). De nuværende og i stor udstrækning manuelle procedurer er ikke tilstrækkelige ved overgangen til ISP15. eksisterende manuelle processer skal udføres fire gange i timen i stedet for en gang i timen som i dag, i en ny kontekst med kortere tidshorisont og forventet øget intraday handel.

De Nordiske TSO'er er endvidere specielt udfordret på at overgangen til ISP15 sker samtidig med implementering af det største fælles nordiske drifts- og IT-projekt nogensinde, for ændring af synkronområdet fra et frekvensbalanceret system til et områdebalanceret system (ACE), hvor der både implementeres nye processer, markeder og it-systemer og det skal ske under hensyntagen til kontrolcentre, som hele tiden skal have den nødvendige understøttelse til at kunne sikre forsyningssikkerheden.

Perioden fra godkendelsen af EBGL og de nordiske TSOers beslutning/forhandling om en ny Nordisk "Corporation Agreement" i forbindelse med ændring af synkronområdet til et områdebalanceret system har været relativt kort, til sammenligning kan nævnes at implementeringen af europæiske markedskobling har været undervejs i 10 år, og her er der afsat ca. 4 år til en harmonisering af balancemarkedet, som foregår real-time.

10. Risiciene ved og følgerne af den eller de omhandlede bestemmelser for så vidt angår driftssikkerheden.

Det nordiske synkronsystem er defineret som en fælles kontrolblok (= Nordisk synkronområde) med fælles dimensionering af reserver for balancering.

Energinet og de øvrige nordiske TSOer har udviklet fælles balancemarkeder og effektiv fælles udnyttelse af reserver gennem mange år. Da Sverige og Norge som tilgrænsende områder også anmoder om undtagelse fra tidsfristen for ISP15, ville det være en udfordring for Energinet ikke at følge den i NBM-programmet fælles aftalte plan, givet fleksibel produktionskapacitet i nabolandene til understøttelse af forsyningssikkerheden.

Energinet og de nordiske TSOer erkendte i 2019, at det ikke var muligt at automatisere processerne og markederne inden EBGL-tidsfristen for implementering af ISP15. Energinet og de nordiske TSOer har undersøgt mulighederne for at implementere en "ISP15 light" løsning med begrænset opdatering af IT-værktøjer til rådighed for kontrolcentrene for balancering. TSOerne så ingen muligheder for at opfylde kravene i EBGL uden også at kunne understøtte energihandel på 15 minutter som gør det nødvendigt at have stærkt automatiseret operatørsupport i TSOernes kontrolcentre i form af energiaktiveringsmarkeder for mFRR og aFRR.

11. Foranstaltninger, der er truffet for at fremme gennemførelsen af den eller de omhandlede bestemmelser

I 2018 underskrev de nordiske TSOer en samarbejdsaftale, hvor principperne for design, udvikling og drift af nordisk balancering blev beskrevet. Som et resultat af samarbejdsaftalen blev Nordic Balancing Model (NBM) -programmet oprettet for at sikre en effektiv overgang mod et grønt, integreret og harmoniseret europæisk marked. Implementering af ISP15 er et projekt under NBM-programmet.

Energinet har forpligtiget sig til at følge og aktivt deltage i udviklingen af NBM programmet, herunder implementering af ISP15.

12. 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 prisleksibelt elforbrug og vedvarende energikilder

En udskydelse af tidsfristen for implementering af ISP15 skaber ikke nye barrierer for prisleksibelt elforbrug og muligheden for vedvarende energikilder i at deltage i balancemarkederne. Alle typer af teknologier kan deltage som nu, enten i form af aggregering af enheder eller porteføljeregulering, under hensyntagen til eksisterende regler og forskrifter.

Tyskland og Holland har allerede hver især internt 15 minutters produkter og 15 minutters ubalance afregning. Udveksling af energi over grænserne sker på timebasis. Situationen forventes at være uforandret frem til idriftsættelse af de nye europæiske

markedsplatforme hvor også nye ramperestriktion for udveksling af energi på 15 minutters niveau mellem områderne vil være implementeret (se endvidere afsnit 14).

Udviklingen af nye typer produkter for balanceregulering er en selvstændig proces, som vil forandre sig med transformationen af de europæiske elsystemer til mere vedvarende energi. Det er givet at en ændring af ISP vil være en del af den udviklingsproces.

13. Konsekvenserne for den generelle økonomiske effektivitet og intelligent elnetinfrastruktur

Qua Energinet's forpligtigelse til at opretholde forsyningsikkerheden og opretholdelse af det fælles Nordiske regulerkraft marked er en væsentlig prioritet for Energinet, frem mod integrationen til de europæiske el markeder, vil den mest effektive måde at implementere ISP15 på være en samtidig fælles nordisk proces, der minimerer paralleldrif i flere IT-systemer.

Den nordiske aftale vedr. Nordic Balancing Model (NBM) skal sikre en koordineret og driftssikker overgang til ISP15.

For at opnå den fulde værdi af ISP15 skal afregningsmåling ændres til måling i af energi i 15 minutters tidsopløsning. I DK1 og DK2 følger udskiftning/kalibrering en i forvejen planlagt plan for udskiftning/kalibrering af afregningsmålere frem mod 2021.

Energinet's datahub er forberedt til håndtering af 15 minutters afregning, men skal tilpasses de fremtidige vilkår.

På nordisk niveau skønnes en udskydelse af tidsfristen for ISP15 at have en samlet set positiv økonomisk indflydelse på udskiftningen af afregningsmålere, levetiden af eksisterende elmålere taget i betragtning.

Implementering og drift af datahub i kombination med 15 minutters afregningsmåling er afgørende for intelligent elnetinfrastruktur. På den måde understøtter ISP15 udskiftningen af afregningsmålere og intelligent elnetinfrastruktur

14. Indvirkningen på andre balanceområder og generelle konsekvenser for det europæiske markeds integrationsproces.

Integrationsprocessen til de europæiske markeder vil ske med en overgangsperiode med forventet start i Q3/2022 hen imod Q3/2024. Det er givet at der i overgangsperioden, vil være forskellige markedstidsopløsninger i det Centraleuropæiske el system og forskellige implementeringsplaner for IPS15 og dermed forskellige vilkår for markedsaktørerne.

Eksempelvis har Frankrig udmeldt en undtagelse til 2025 og de Baltiske lande planlægger en anmodning om undtagelse indtil 2024.

Med den plan der nu er lagt på nordisk niveau sikres en fælles og styret overgang til integration med de europæiske markedsplatforme.

15. Anmodning

Som anført indledningsvist fastsætter EBGL i præambel 12 følgende:

"Integrationen af markeder for balanceringsenergi bør muliggøre et velfungerende intraday-marked, således at markedsdeltagerne har mulighed for at komme i balance så tæt på driftsøjeblikket som muligt. Kun de ubalancer, der består efter intraday-markedets lukketid, bør balanceres af TSO'er med balancemarkedet. Harmoniseringen af perioden for afregning af ubalancer til 15 minutter i Europa bør understøtte intraday-handelen og fremme udviklingen af en række handelsprodukter med samme leveringsperioder."

Markedsdeltagerne får ved kortere ISP, værktøjer og økonomisk incitament til at holde sig i balance på alle tidspunkter. Ideelt set bør det på sigt føre til mindre ubalancer uden at involvere systemoperatøren. Kortere ISP vil sandsynligvis også til en vis grad reducere de deterministiske frekvensafvigelser omkring ISP skift. Hvis man antager, at energi, der handles i day-ahead og intraday markederne, sandsynligvis vil være billigere end balanceenergi, vil overgangen til ISP15 ideelt set føre til et mere omkostningseffektivt elsystem og reducerede indkøbsomkostninger for balanceenergi. Derfor medfører den senere implementering af ISP15 teoretisk set tabte gevinster i balancemarkedet i overgangsperioden.

Grundtanken i kravet om skift til ISP15 er, at skiftet skal have direkte indflydelse på fysikken og driften af det fremtidige elsystem og kan derfor ikke ses isoleret fra de medførte og ovenfor beskrevne påvirkninger på de tekniske og driftsikkerhedsmæssige forhold som et skift til ISP15 vil medføre.

Energinet har et ansvar for både effektiv og sikker drift af elsystemet, både i eget område og i samarbejde med naboområderne. Anmodningen om undtagelse er balanceret med hensyn til driftsikkerhed og tidspunktet for aktørernes mulighed for at deltage i de nye europæiske markeder.

Energinet's anmodning om udsættelse af tidsfristen for ISP15 ikke er i konflikt med andre TSOers interesser, påvirker ikke andre balanceområder negativt og forsinker ikke integrationen til de europæiske fælles markeder jf. EBGL. Det lægges herved til grund, at de øvrige nordiske TSO'er tillige opnår en undtagelse på samme vilkår som Energinet.