



AKTØRARBEJDSGRUPPEMØDE FOR SYSTEMYDELSER

18. marts 2022

AGENDA

- | | |
|-------|---|
| 09:30 | Ankomst og morgenmad |
| 10:00 | 1) Spørgsmål til skriftligt orienteringsmateriale |
| 10:05 | 2) Lokal fleksibilitet |
| 10:20 | 3) Afregning af prognoseafvigelse |
| 10:40 | 4) Implementering af ændringer for FCR |
| 11:15 | 5) Drøftelse af det kommende reservemarked for manuelle reserver i DK2 og status på nordisk mFRR kapacitetsmarked |
| 12:15 | Frokost |
| 13:00 | 6) Status fra Driften |
| 13:15 | 7) Go-live af Flowbased external parallel run |
| 13:45 | 8) Status på aFRR kapacitetsmarkeder |
| 14:15 | 9) Bud-Karakteristika i PICASSO |
| 14:30 | 10) mFRR energiaktiveringsmarked – go-live status |
| 15:00 | Evaluerings og tak for i dag |

SKRIFTLIGT ORIENTERINGSMATERIALE

Tid til spørgsmål eller kommentarer

ORIENTERING AF FØLGENDE EMNER		STATUS OG RELEVANTE DATOER (Kommende høring, i høring, ansøgning til FSTS)	LINK TIL HØRING/ NYHED/HJEMMESIDE	EVT. KOMMENTAR
1)	Revision af markedsforskrift C2 og C3 ifm. 15 min ubalanceafregningsperiode (ISP)	Der pågår en offentlig høring af ændringerne i perioden 14. marts – 15. april 2022.	HØRING – REVISION AF FORSKRIFT C2 OG FORSKRIFT C3 IFM. ISP15 Energinet	Se punkt 1 for mere information.
2)	Teknisk implementering af 15 min ubalanceafregningsperiode (ISP)	Ændringerne træder i kraft til maj 2023.		Se punkt 2 for mere information.
3)	Status på markedsstart for FCR-D nedregulering i DK2	Go-live afventer fortsat Forsyningstilsynets godkendelse af det nuværende dansk/svenske FCR marked.		Se punkt 3 for mere information.
4)	Ny Nordisk metode for FRR-dimensionering	Nordiske TSO'ers forslag til opdateret metode for FRR-dimensionering er i høring fra d. 1. marts til d. 1. april 2022.	Høring af ny nordisk metode for FRR-dimensionering Energinet	
5)	Maksimumprisen på mFRR energiaktiveringsbud (Regulerkraftbud)	Høring af ændring af maksprisen forventes at finde sted fra 1. april til 2. maj 2022.		Forsyningstilsynet har den. 7. marts anmodet Energinet om ændring af maksimumprisen på mFRR energiaktiveringsbud (Regulerkraftbud)

LOKAL FLEKSIBILITET

Design af fremtidig model for lokal fleksibilitet

Lars Jakobsen

BEHOV FOR KRAV TIL GEO-TAG FOR LOKAL FLEKSIBILITET

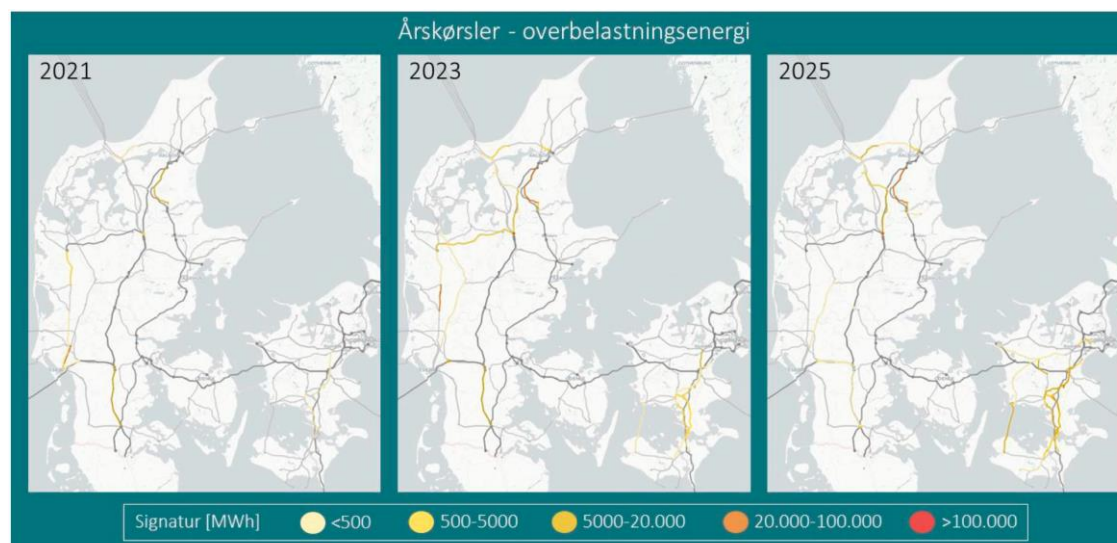
Energinet skal på mFRR EAM og MARI kunne tilbageholde bud, for at aktivere bud til at afhjælpe lokale flaskehalse samt sortere bud fra der vil forværre lokale flaskehalse.

Der forventes i fremtiden at være et større behov for lokal fleksibilitet ([Link til behovsvurdering](#)). Dette kræver automatisering i Energinets processer.

Metode for lokal fleksibilitet blev godkendt i 2021, hvor det er frivilligt om der tilføjes geo-tag.

- Energinet kan ikke sortere bud fra der vil forværre lokale flaskehalse
- Energinet kan ikke med rimelig præcision forudsige behovet tids nok til at give incitament til at tilføje geo-tag, grundet intra-day, modhandel og prognoseafvigelser

Derfor foreslår Energinet en tilføjelse til metoden for krav til geo-tag.



Figur 11 Overbelastningsenergi affødt af Analyseforudsætningerne 2020.

LØSNINGSMODEL 1

- Obligatorisk at melde bud ind med geo-tag
- Der må **ikke** puljes bud på tværs af de enkelte geo-tags

Ved lokale problemer:

- Bud med geo-tags som forværrer problemet, vil blive sorteret fra
- Bud med geo-tags som afhjælper problemet vil blive aktiveret lokalt, og i praksis tilbageholdes fra nordisk mFRR EAM / MARI

Fordel:

- Simpel model som gør at man ikke skal forholde sig til udmeldinger omkring behov

LØSNINGSMODEL 2

- Obligatorisk at melde bud ind med geo-tag
- Der må **gerne** puljes bud med flere geo-tags

Ved lokale problemer:

- Alle bud som delvist forværrer problemet, vil blive sorteret fra
- Bud med geo-tags der alle afhjælper problemet vil blive aktiveret lokalt, og i praksis tilbageholdes fra nordisk mFRR EAM / MARI

Fordele:

- Fastholder muligheden for portofolio based bidding
- Sikrer minimal påvirkning herpå, da geo-tags kun vil påvirke i situationer med lokale flaskehalse i de specifikke områder med lokale behov

EKSEMPEL



AFREGNING AF PROGNOSEAFVIGELSER

Thomas Dalgas Fechtenburg

Opsummering (fra aktørworkshop omkring afregning af prognoseafvigelser)

Energinet opgiver provenuet, der omfordeles til aktørerne efter deres produktions og forbrugs relative størrelse. Indbetalingen sker efter afvigelsens størrelse.

Der indføres et system for opgørelse af prognoseafvigelser, der giver et incitament til at opdatere effektplaner hvert 5. minut med bedste bud på produktion og forbrug 5-45 min fra driftsøjeblikket hvert 5. minut.

Al produktion, regulerbart forbrug og batterier i både DK1 og DK2 vil blive omfattet. Dette omfatter landvind og solceller.

Hvert anlæg/sum af anlæg skal sende en effektplan/prognose.

Aktiveret regulerkraft og aktivering af aFRR sendes i to særskilte tidsserier opdelt på samme anlægsopdeling som for effektplaner/prognoser.

Den samlede prognoseafvigelse per balanceansvarlig aktør opgøres separat for hver af de to afregningspuljer. For hver balanceansvarlig aktør summeres den gennemsnitlige numeriske afvigelse sammen for alle anlægskategorier inden for hver pulje.

Nødvendige ændringer

De nødvendige ændringer omhandler ikke metodens forslag til opgørelse af prognoseafvigelsen baseret på 5 minuts intervallerne 5-45 minutter frem i tid, dødbånd og en plan per anlægskategori.

De nødvendige ændringer omhandler afregningen.

- Afregningsprisen
- Omfordelingsmekanismen
- Numerisk sum
- Separate FRR planer

Forslået ændring til omfordelingsmekanisme og afregningsprisen

Energinet opgiver provenuet, der omfordeles til aktørerne efter deres produktions og forbrugs relative størrelse. Indbetalingen sker efter afvigelsens størrelse.

Energinets prisfastsættelse af Energinets ydelser har hjemmel i offentlig regulering. På EU-niveau er det især elmarkedsdirektivet og elmarkedsforordningen, der danner grundlag for de nationale regler for opkrævningen, herunder at prisen skal afspejle de faktiske omkostninger → Omkostningsægthed

- Energinets myndighedsenhed vurderer at en omfordelingsmekanisme ikke kan være omkostningsægte
- En arbitrært fastsat pris er ikke anvendelig

Forslag til ændring:

Provenuet tildeles Energinet til at dække meromkostningen til energiaktivering af aFRR i stedet for mFRR.

Potentielt på sigt ved ny nordisk dimensioneringsmetode af FRR ([Link til høring](#)), inkluderes omkostning til merindkøb af aFRR kapacitet i stedet for mFRR – Muligt grundet koblingen mellem effektubalancen og kapacitetsindkøb for aFRR.

Forslået ændring til afregningspuljer

Den samlede prognoseafvigelse per balanceansvarlig aktør opgøres separat for hver af de to afregningspuljer. For hver balanceansvarlig aktør summeres den gennemsnitlige numeriske afvigelse sammen for alle anlægskategorier inden for hver pulje.

Grundet behovet for omkostningsægthed afskaffes omfordelingsmekanismen, hvorfor der ikke er behov for at opdele i to afregningspuljer. Derfor foreslås ovenstående at ændres til en pulje per BRP, hvor modsatrettede ubalancer mellem anlægskategorier udlignes (ikke en numerisk sum).

Forslag til ændring:

Summen af prognoseafvigelsen for alle anlægskategorier per BRP anvendes i afregningen

Forslået ændring til indmelding af FRR aktiveringsplaner

Aktiveret regulerkraft og aktivering af aFRR sendes i to særskilte tidsserier opdelt på samme anlægsopdeling som for effektplaner/prognoser.

Ved afskaffelse af afregningspuljerne opstår muligheden for at Energinet kan håndtere hhv. mFRR og aFRR aktiveringer, da det ikke er nødvendigt for Energinet at vide (af afregningsmæssige årsager) hvilket anlægskategori en aktivering placeres på.

Energinet har stadig behovet for at skille FRR aktiveringer ud af effektplanerne for at kunne korrigere request til platformene efter en aktivering

Forslag til ændring:

Energinet anvender standardproduktet for hhv. mFRR og aFRR på energiaktiveringsplatformene, og tillægger dette til den summerede effektplan per BRP.

EFFEKTUBALANCE AFREGNING

Nuværende afregningspriser (Markedsforskrift C2 §12)

§ 12. Afregning af effektubalancer sker på grundlag af 2 priser opgjort på timebasis:

1. Op- og nedreguleringspriser for sædvanlig balancekraft (BALop og BALned) samt
2. Op- og nedreguleringspriser for brug af automatisk reserve (AUTop og AUTned).

Stk. 2. Afregning af effektubalancer gennemføres til forskellige priser afhængig af størrelsesforholdet mellem plan for regulerbar produktion (reg.prod), effektplan og måling i et givet kvarter:

1. Hvis Måling > Effektplan > Reg.prod → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALned} - \text{AUTned})$
2. Hvis Effektplan > Måling > Reg.prod → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALned} - \text{AUTop})$
3. Hvis Måling > Reg.prod > Effektplan → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALop} - \text{BALned})$
4. Hvis Reg.prod > Effektplan > Måling → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALop} - \text{AUTop})$
5. Hvis Reg.prod > Måling > Effektplan → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALop} - \text{AUTned})$
6. Hvis Effektplan > Reg.prod > Måling → $(\text{Måling} - \text{Effektplan}) \times (\text{BALned} - \text{BALop})$

Korrektion til "ordinær balanceafregning"
Udformet specifikt per portefølje

Stk. 3. De fire kvartersafvigelser inden for én time multipliceres derfor med samme afregningspriser, gældende for den pågældende time.

Stk. 4. Hvis afregningspriserne (BALned - AUTned hhv. AUTop - BALop) i en given time bliver negative, erstattes værdierne af 0 kr./MWh.

Stk. 5. Fakturering af effektubalancer gennemføres månedligt af Energinet.

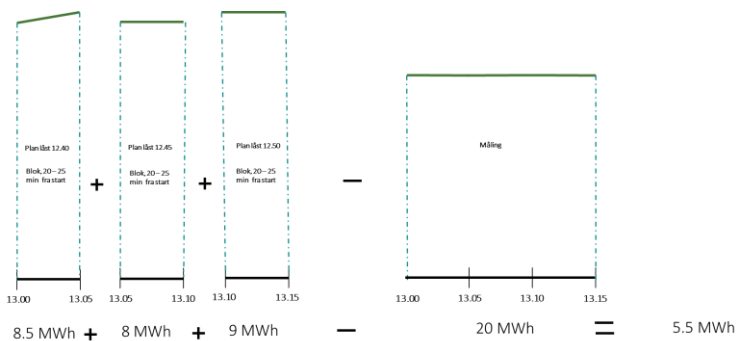
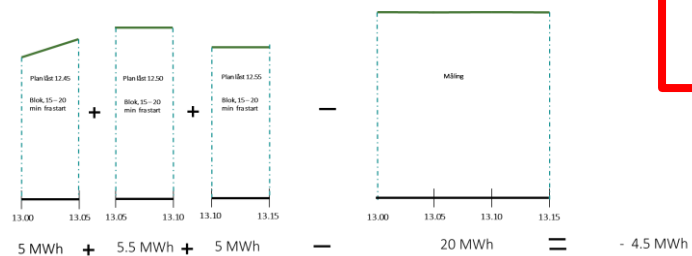
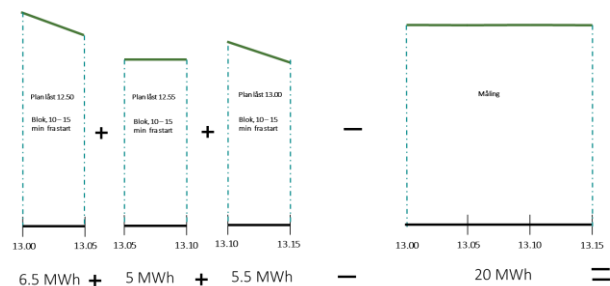
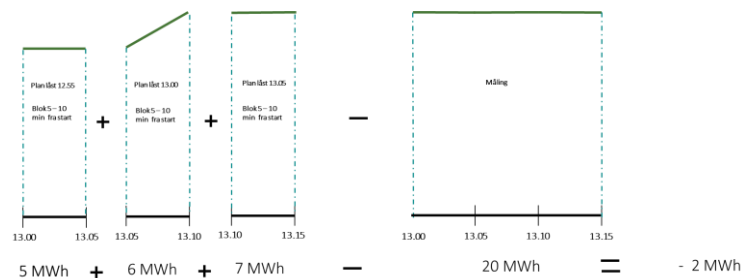
Forslået ændring til afregningsprisen

Omkostningsægthed ➔ Den samlede betaling til Energinet, dækker præcist omkostningen til aktivering af aFRR i stedet for mFRR.

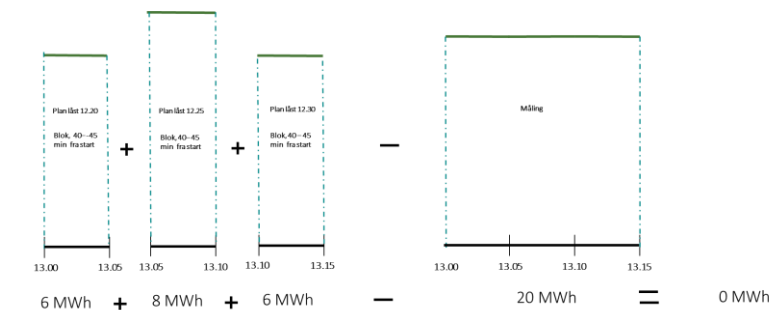
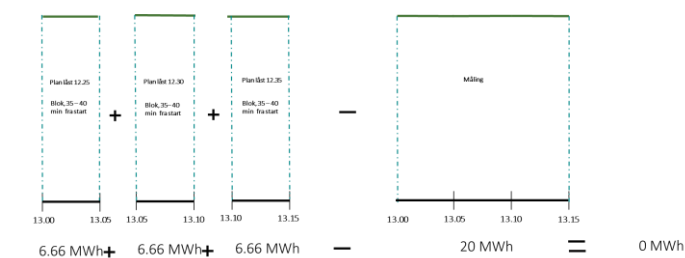
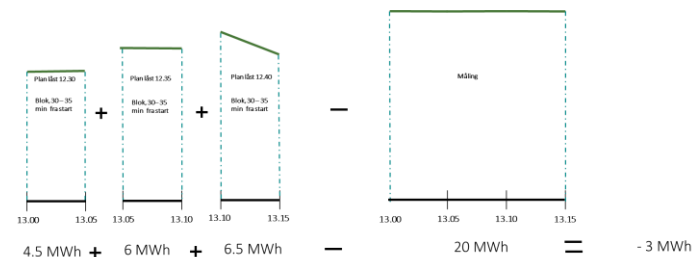
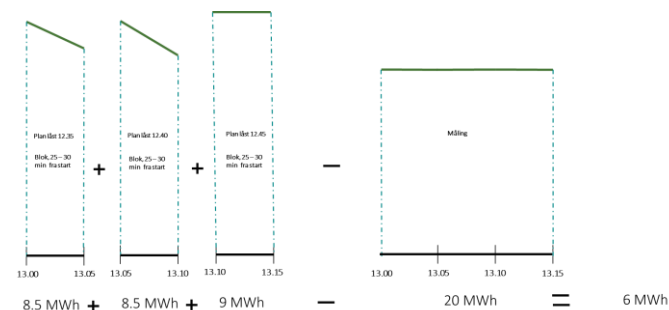
Ved afvigelser i effektplaner vil Energinet have en uforudset ubalance. Forudsete ubalancer håndteres af mFRR, uforudsete af aFRR. Afvigelserne opgøres per 15 minutter hvorfor dette er en valid antagelse.

Ved indgangen til mFRR EAM/MARI beregner vi automatisk mFRR request ud fra effektplaner. Hvorfor alle forudsete ubalancer håndteres ved mFRR.

- Summen af effektubalancen for prisområdet definerer "aFRR-balanceringsretningen".
- Hvis en BRP-effektubalance reducerer systemets effektubalance bliver denne ikke afregnet.
- Hvis en BRP-effektubalance forøger systemets effektubalance afregnes denne til differencen mellem mFRR/ubalanceprisen og aFRR energiaktiveringspriserne.
 - Denne kan ændres, alt efter hvis/hvordan aFRR energiaktiveringsprisen indfases i ubalanceprisen.
- De BRP porteføljer der forøger effektubalancen, dækker omkostningen relativt til deres "bidrag" til totalen.
- Dødbåndet per portefølje gør at Energinet ikke præcist kommer til at dække alle omkostninger til aktivering af aFRR.



Man finder altså
prognoseafvigelsen per
kvarter som gennemsnittet
af disse 8 (numeriske)
værdier.



5 MWh	+	6 MWh	+	7 MWh	—	20 MWh	=	- 2 MWh
6.5 MWh	+	5 MWh	+	5.5 MWh	—	20 MWh	=	- 3 MWh
5 MWh	+	5.5 MWh	+	5 MWh	—	20 MWh	=	- 4.5 MWh
8.5 MWh	+	8 MWh	+	9 MWh	—	20 MWh	=	5.5 MWh
6.66 MWh	+	6.66 MWh	+	6.66 MWh	—	20 MWh	=	0 MWh
4.5 MWh	+	6 MWh	+	6.5 MWh	—	20 MWh	=	- 3 MWh
8.5 MWh	+	8.5 MWh	+	9 MWh	—	20 MWh	=	6 MWh
6 MWh	+	8 MWh	+	6 MWh	—	20 MWh	=	0 MWh

Fortegnet på summen af de 8 blokke definerer retningen på effektubalancen (-1, summeres for alle teknologier).
 Prognoseafvigelsen for hvert kvarter udregnes som gennemsnitlig numerisk fejl, MAE (mean absolute error):

$$\text{MAE} = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - x_i|}{n}$$

$$\text{MAE} = \frac{24}{8} = 3 \text{ MWh}$$

PLANER PER TEKNOLOGIKATEGORI

Omfanget af effektplaner der indgår i afregningen, følger af forskrift C3 § 5:

Stk. 5.

- a. Frem til 31/12 2021 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 10 MW.
- b. Fra den 1.1.2022 frem til den 31.12.2022 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 3 MW.
- c. Fra den 1.1.2023 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 125 kW.

Stk. 6

- a. For havmølleparker ≥ 25 MW indmeldes én effektplan pr. park.
- b. For regulerbar produktion (ikke VE-anlæg) ≥ 10 MW og produktion tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. generatortype.
- c. For regulerbar produktion (ikke VE-anlæg), som ikke er omfattet af litra a og b indmeldes en sum pr. primær brændselstype.
- d. For regulerbart forbrug ≥ 10 MW indmeldes én effektplan pr. forbrugssted.
- e. For forbrug ≥ 10 MW, med forbrug > 100.000 kWh om året, og forbrug tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. forbrugssted.
- f. For regulerbart forbrug, som ikke er omfattet af litra d eller e, indmeldes en sum for alle forbrugssteder.
- g. For vindkraft, der ikke er havmølleparker ≥ 25 MW, indmeldes en sum for alle anlæg.
- h. For solparker indmeldes en sum for alle anlæg.

Hvis flere typer produktion eller forbrug, herunder energilagerenheder, er tilsluttet bag samme målepunkt, er det den kapacitetsmæssigt største enhed, der afgør under hvilken kategori målepunktet hører til. Enhederne skal altså ikke nedbrydes i flere planer og indsendes separat.

EKSEMPEL

$$\text{MAE} = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - x_i|}{n} \quad \text{for alle teknologier i en BRP portefølje for et kvarter summeres.}$$

- Dødbånd på 2,5 MWh per kvarter fratrækkes
- Denne beregning gennemføres for alle BRP'er
- Budzonens netto-effektubalanceposition findes som summen af alle BRP'ers effektubalance efter dødbånd

Simpelt eksempel:

BRP 1 og 2 har en effektubalance efter dødbånd i et givent kvarter på 10 MWh i opreguleringsretningen

BRP 3 har en effektubalance efter dødbånd i et givent kvarter på 10 MWh i nedreguleringsretningen

Systemets retning er 10 MWh op.

BRP 1 og 2 bidrager begge 50 % til systemets netto-effektubalance. BRP 3 bidrager ikke.

BRP 1 og 2 skal begge dække for 5 MWh energiaktivering af aFRR i stedet for mFRR.

HVAD SÅ NU?

Implementering af opgørelsesmetoden og inklusion af de nye anlægskategorier

Energinet forventer at implementere følgende inden mFRR EAM og 15 min ISP:

- Ny opgørelsesmetode for alle anlægskategorier
- Separate FRR planer på BRP-niveau, håndteret af Energinet

Ændringer af afregningsmekanismen implementeres forventeligt først ved separat aFRR EAM

- Nuværende afregningsprincip fastholdes indtil da (6-pris i DK1, ingenting i DK2)

IMPLEMENTERING AF ÆNDRINGER FOR FCR

Jesper Wonsbek Buck

EU – BESTEMMELSER

SOGL §154 stk.2:

Alle TSO'er kan angive yderligere egenskaber for fælles FCR regler, givet der er drifts- og systemmæssige årsager bag tilføjelsen.

Yderligere egenskaber (godkendt af alle europæiske regulatorer):

1. *Aktivering skal være påbegyndt indenfor 2 sekunder*
2. *FCR aktivering skal kunne opretholdes i frekvensbåndet 47,5-51,5 Hz*
3. *Regler for centrale frekvensmålinger og backup løsninger*
4. *Definition og regler for enheder med begrænset energibeholdning (limited Energy reservoir, LER)*

Formål: At reducere uhensigtsmæssig aktivering af FCR samt utilgængelighed af FCR ressourcer under perioder med et presset elsystem.

Tidslinje: Tiltagende blev godkendt d. 21-01-2021 med 2 års implementerings tid – 1 år til TSO implementering og 1 år derfra inden endelig ikrafttrædelse.

● **Status:** Energinet har implementeret og opdateret prækvalifikationsdokumentet.

MINIMUM AKTIVERINGSPERIODE FOR FCR

SOGL §156 stk. 9, 10 & 11:

Alle TSO'er i et synkronområde skal foreslå en fælles minimumsperiode som FCR kontinuerligt skal kunne opretholdes for. Denne periode skal være mellem 15 og 30 min.

Dette kaldes TminLER. TminLER er den periode en leverandør af FCR som minimum skal kunne opretholde en fuld aktivering i Alert State.

DK2

For FCR-D i Norden er 15 minutter TminLER godkendt.

For FCR-N er det ikke relevant, da FCR-N kun er aktiv i standard frekvensbåndet (+/- 100 mHz i Norden). Der etableres et minimumskrav til energilageret svarende til en mulig respons på 30 minutter, for ikke at udelukke LER enheder fra markedet.

DK1

Stadig

For FCR i kontinentet er der ikke enighed blandt TSO'erne om 15 eller 30 minutter og ligger nu til behandling ved regulatorerne. Bedste bud er 6 måneder til NRA beslutninger og herefter yderligere 6 måneder til ACER godkendelse.

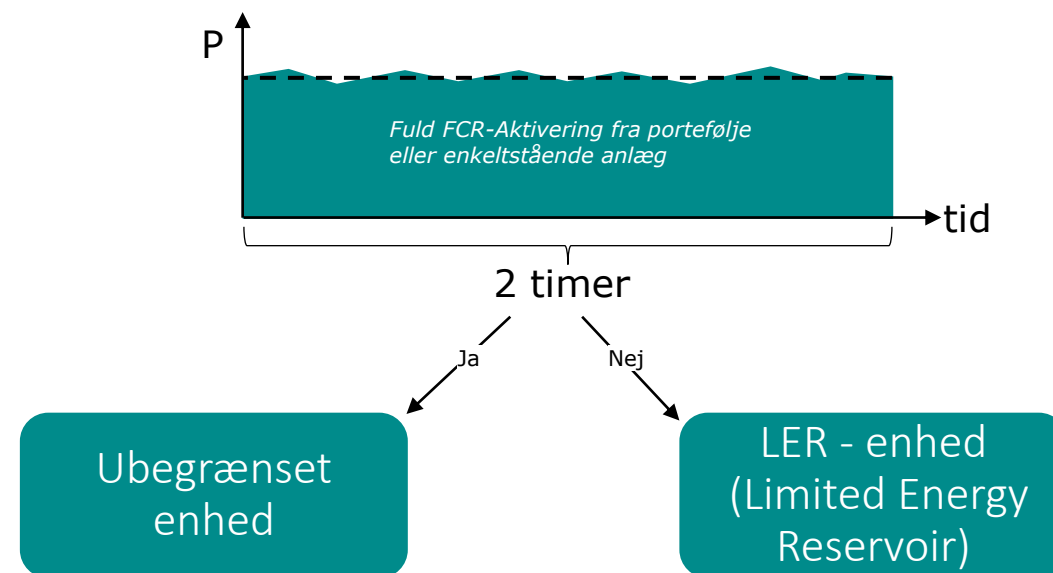
ENHEDER MED BEGRÆNSET ENERGIBEHOLDNING

Definering af enheder eller gruppe af enheder med begrænset energibeholdning (LER) er:

"Enheder eller grupper af enheder, der ikke kan levere en fuld energileverance i 2 sammenhængende timer, anses som enheder med en begrænset energibeholdning."

Der er flere interessante take-aways fra denne definering:

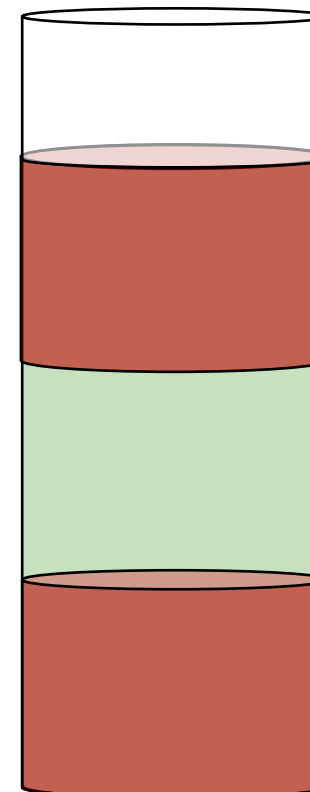
- Definitionen rummer muligheden for en portefølje sammensætning, således energileverancen kan leveres i 2 timer og dermed undgå kategorisering som LER.
- Batterier eller lignende kan, hvis ellers det giver mening, godkendes med en størrelse der sikrer kontinuerlig levering over 2 timer. Eksempelvis et batteri med 1 MW op-/afladning og med 2 MWh lagerkapacitet.
- Termiske begrænsninger (termiske lagre, tærskler for temperatur) kan ligeledes kategoriseres som LER.



KRAV TIL LER ENHEDER

- ☐ Enheder eller portefølje med enheder skal altid råde over minimum 15 minutters fuld aktiveringstid for både DK2 og DK1, således dette altid er tilgængeligt til alert-state (markeret med rød).
- ☐ *Active reservoir management* (ARM) er et system som skal sikre, at energibeholdningen altid overholder reservationskravene (grønt område). ARM må kun være aktivt når elsystemet er i normal tilstand.
- ☐ LER-anlæg/porteføljer kan kun godkendes til en faktor 0,8 af mærkeydelsen for at reservere effekt til ARM-system (markeret med hvid).
- ☐ Ved kritisk energibeholdning (soc) skal enheden eller porteføljen af enheder kunne aktivere *reserve-mode*. Her responderer LER-enheden efter frekvensafvigelser ift. løbende 5 min gennemsnit af frekvensen.

Ændret



Ændret

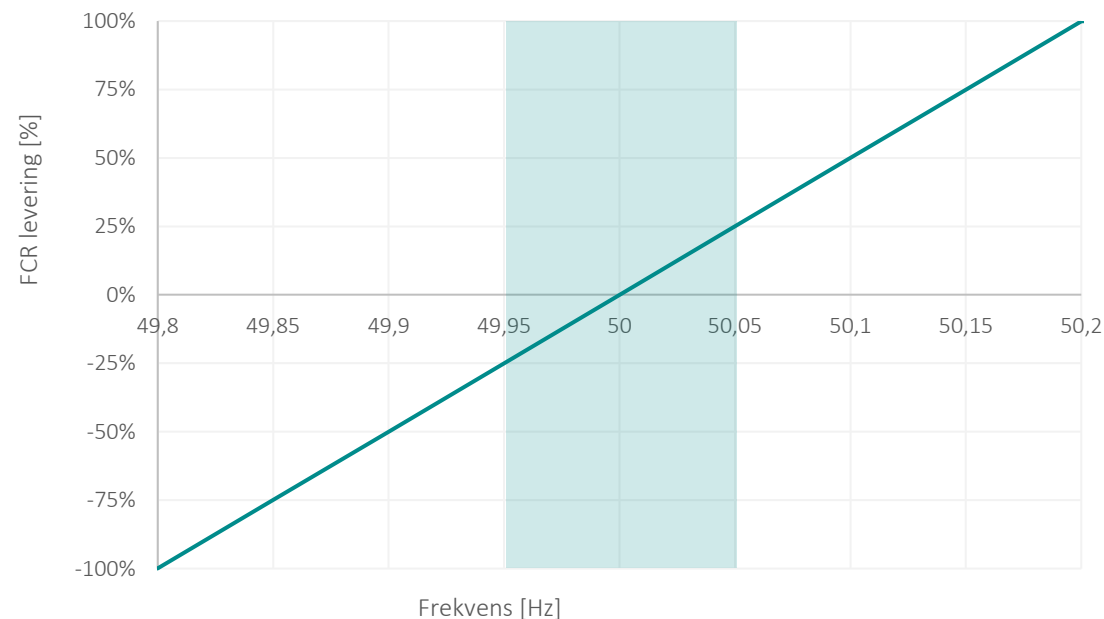
ENERGINET IMPLEMENTERING

- På baggrund af input fra tidligere workshop, så er der fundet mest hensigtsmæssig at begrænse Active Reservoir Management (ARM) til det frekvensbånd der svarer til elsystemets normalområdet (± 50 mHz).

frekvensafvigelse på 50 mHz = 25 % FCR aktivering, svarende til ARM. ARM vil ved normale frekvensafvigelser, som minimum udligne FCR-leverancen.

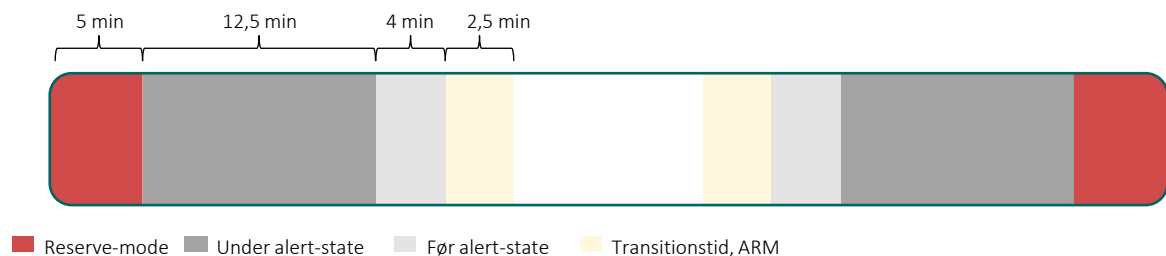
- ARM kunne bestå af ændringer af FCR-leverance på porteføljeniveau og/eller Intraday-handler mv. ARM-systemet skal godkendes i forbindelse med prækvalifikationstesten.
- Eftersom det er yderst vanskeligt at forudsige udviklingen i lagerbeholdningen over længere tid, har vi implementeret følgende tiltag for at sikre levering fra LER-Enheder:
 - Hvis energibeholdningen kommer over/under de tilsvarende ca. 24 minutters fuld aktiveringstid, skal ARM baseret på ubalance op- og afladning aktiveres.
 - ARM baseret på ubalancer har en 5 minutters lineær omstillingstid ved både ud- og indkobling.

FCR – frekvensområde for
Active Reservoir Management System

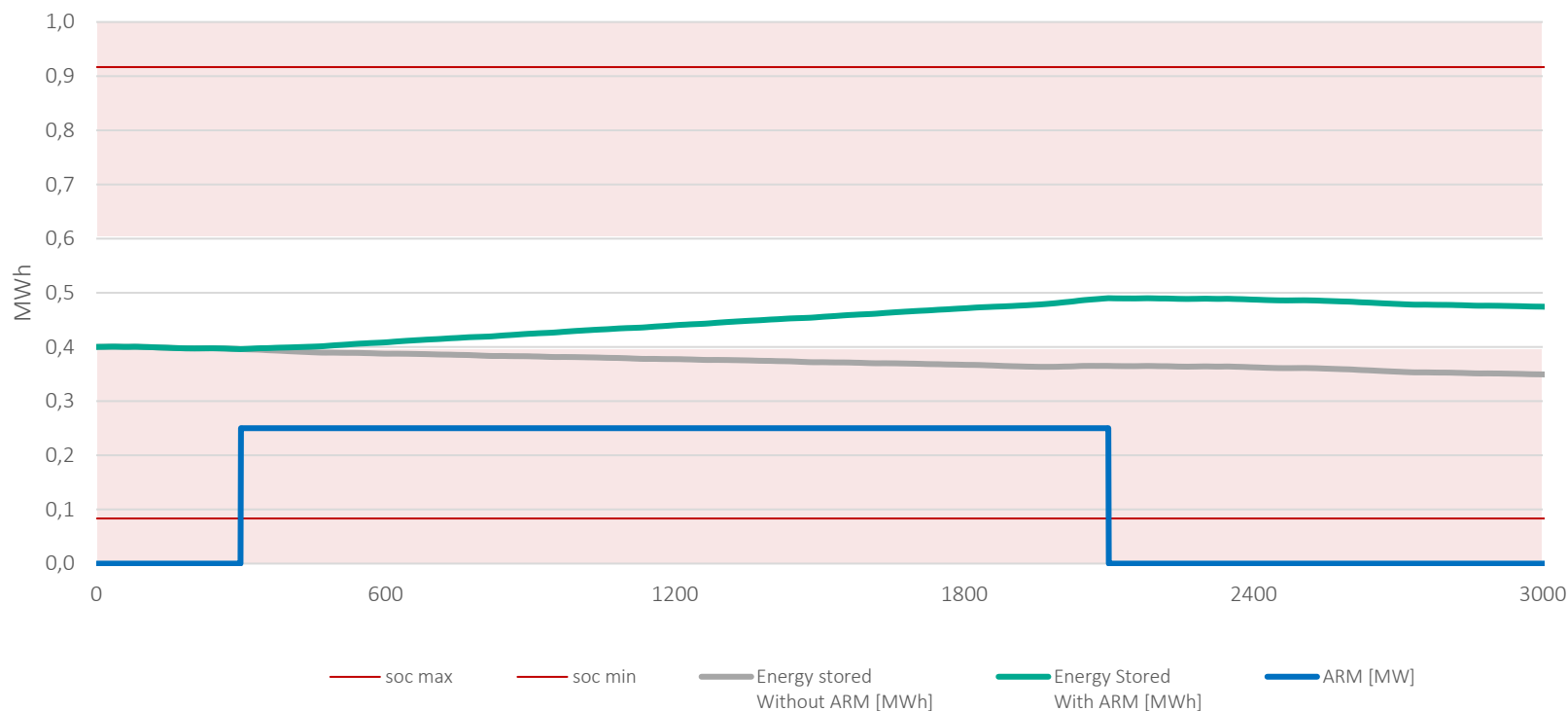
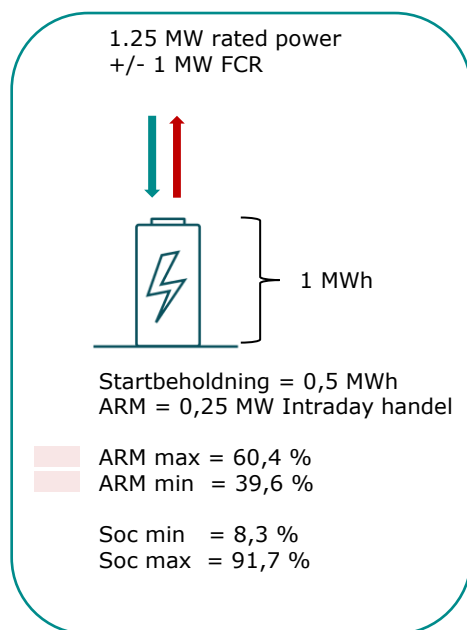


RESERVATIONS KRAV FOR LER ENHEDER

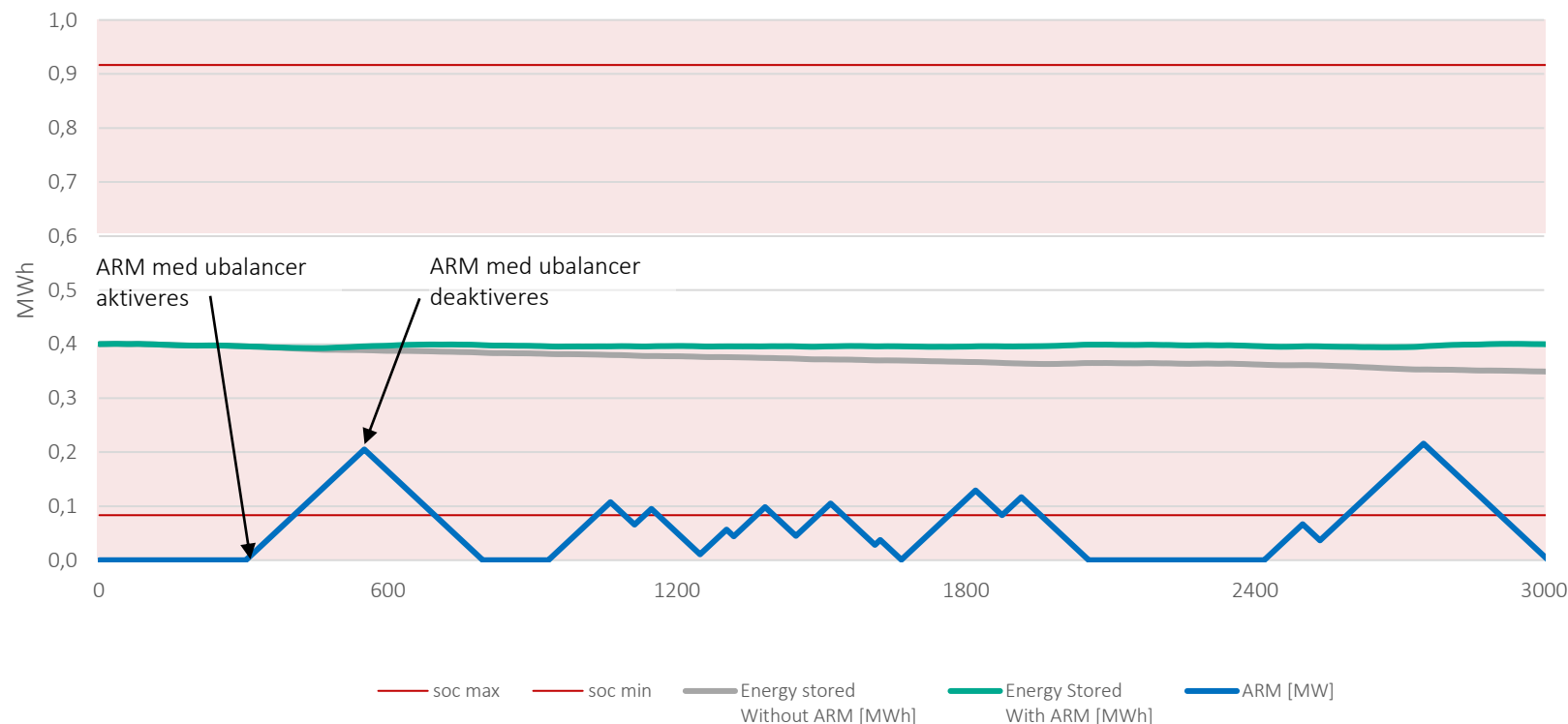
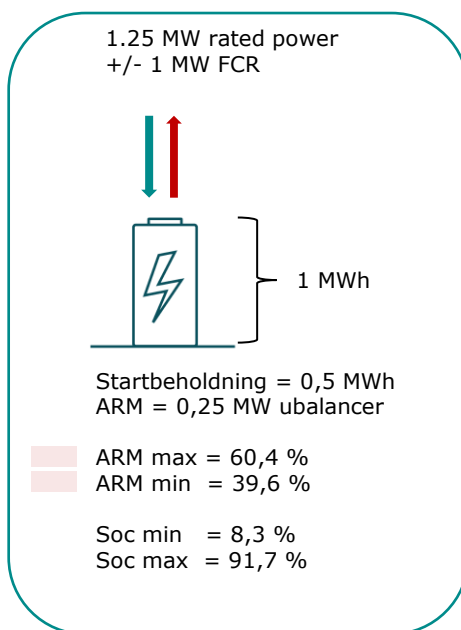
- 1) I situationer hvor frekvensafvigelsen er større end $|50|$ mHz og energibeholdningen er kritisk (tærskelværdi kaldet SOC), skal LER-enheden kunne gå i *reserve-mode*. Der er en 5 minutters lineær overgangsperiode mellem normaldrift og reserve-mode.
- 2) Krav om fuld FCR levering i alert-state i 15 min (T_{minLER} er stadig til diskussion), hvoraf 2,5 minutter leveres under den lineære overgangsperiode til reserve-mode - herfra de 12,5 minutter.
- 3) Reservation af energi til frekvensafvigelser inden systemet går i alert-state, her reserveres ca. 4 minutter fuld aktiveringstid.
- 4) Reservation af energi til aktivering af ARM inkl. transitionsperioden svarer til 2,5 minutter.



EKSEMPEL: ACTIVE RESERVOIR MANAGEMENT - INTRADAY HANDEL

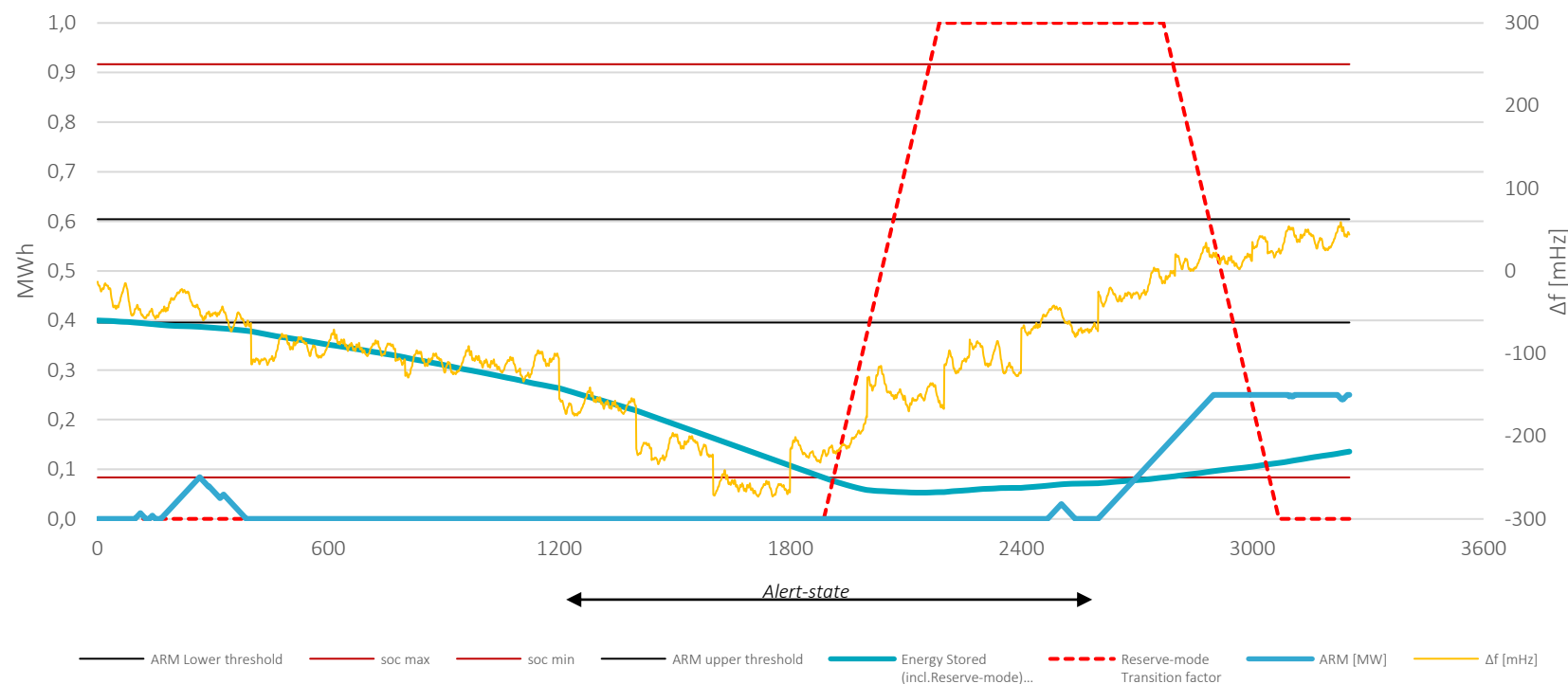


EKSEMPEL: ACTIVE RESERVOIR MANAGEMENT - STÅENDE UBALANCER



EKSEMPEL MED RESERVE-MODE

- Meget kritisk situation for LER-enheden og der aktiveres ARM gennem ubalancer, hvis frekvensen tillader det.
- Systemet går i alert-state efter 1.230 sek på grund af frekvensafvigelser udenfor 50 mHz i 15 minutter.
- Efter ca. 1.900 sek startes overgang til reserve-mode og LER-enheden reagerer efter frekvensafvigelser i forhold til gennemsnittet af seneste 5 minutter.
- System går i normaldrift efter ca. 2.500 sekunder og ARM aktiveres (f.eks. gennem ubalancer)
- LER enheden træder ud af reserve-moder når soc tærsklen ikke længere er overskredet.



HVAD SÅ NU...

- Inden d. 18-03-2023 skal dette være implementeret i LER-enheder.
- NB: Samme tiltag skal indføres i nordisk sammenhæng for FCR-N og FCR-D. Her er Energinets udspil samme metodik som for FCR. Sørg for at give jeres input, så vi lander på den bedste løsning (Link: [Workshop for new requirements for FCR in the Nordics 280322](#))

EKSTRA: SOGL blev indført i 2017 og i den kræves re-godkendelser af FCR og FRR efter 5 år. Vi skal derfor have kørt en re-godkendelses-proces for alle anlæg med godkendelser fra 2017 eller tidligere. For at reducere arbejdsbyrden for alle parter, foreslår Energinet følgende metoder til re-godkendelse:

- Klassisk prækvalifikationstest
- Samtidig med Early-bird prækvalifikationstest (bliv prækvalificeret til kommende krav til aFRR/mFRR/FCR-N/FCR-D og samtidig få opdateret den eksisterende godkendelse)
- Indsendelse af driftsdata fra faktiske markedsløvere. Vi godtager også data, hvor der ikke nødvendigvis har været en fuld aktivering af den prækvalificeret kapacitet, men blot noget af den.
- Resultater fra revisionstest – givet de indeholder relevante tider for aktivering.

Yderligere spørgsmål rettes til Jesper på jwb@energinet.dk eller Thomas trm@energinet.dk

DRØFTELSE AF DET KOMMENDE RESERVEMARKED FOR MANUELLE RESERVER I DK2

+ STATUS PÅ NORDISK MFRR KAPACITETSMARKED

Kia Marie Jerichau

> Nuværende situation

Øget internationalisering og markedskobling

Initiativer til at stimulere likviditet på kort sigt

Langsigtede perspektiver

Dialogoplæg og spørgsmål

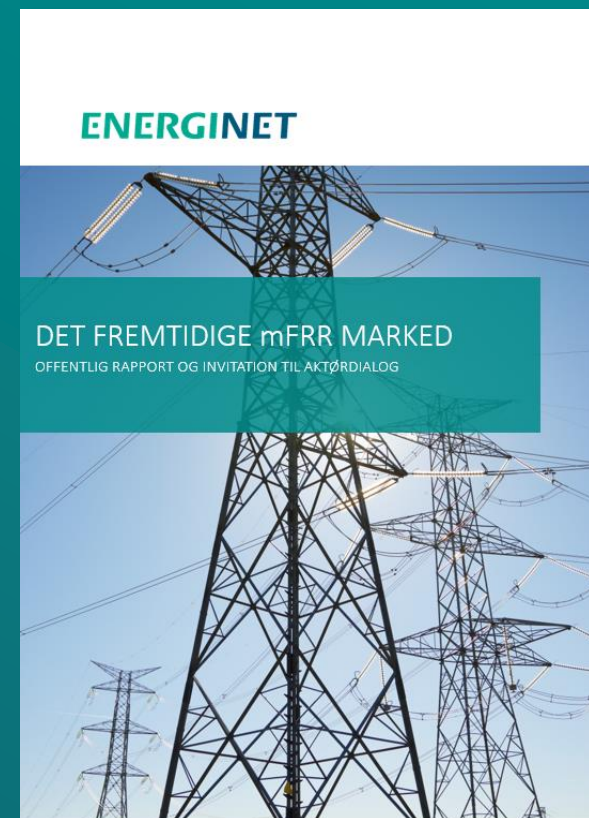
RAPPORTEN ER ET INDSPIL TIL AKTØRDIALOG OMKRING ET SUNDT OG LIKVIDT MARKED

Rapporten har til formål at give indblik i de ventede fremtidige ændringer i mFRR marked, samt lægge op til dialog med danske aktører

Rapporten indeholder følgende afsnit:

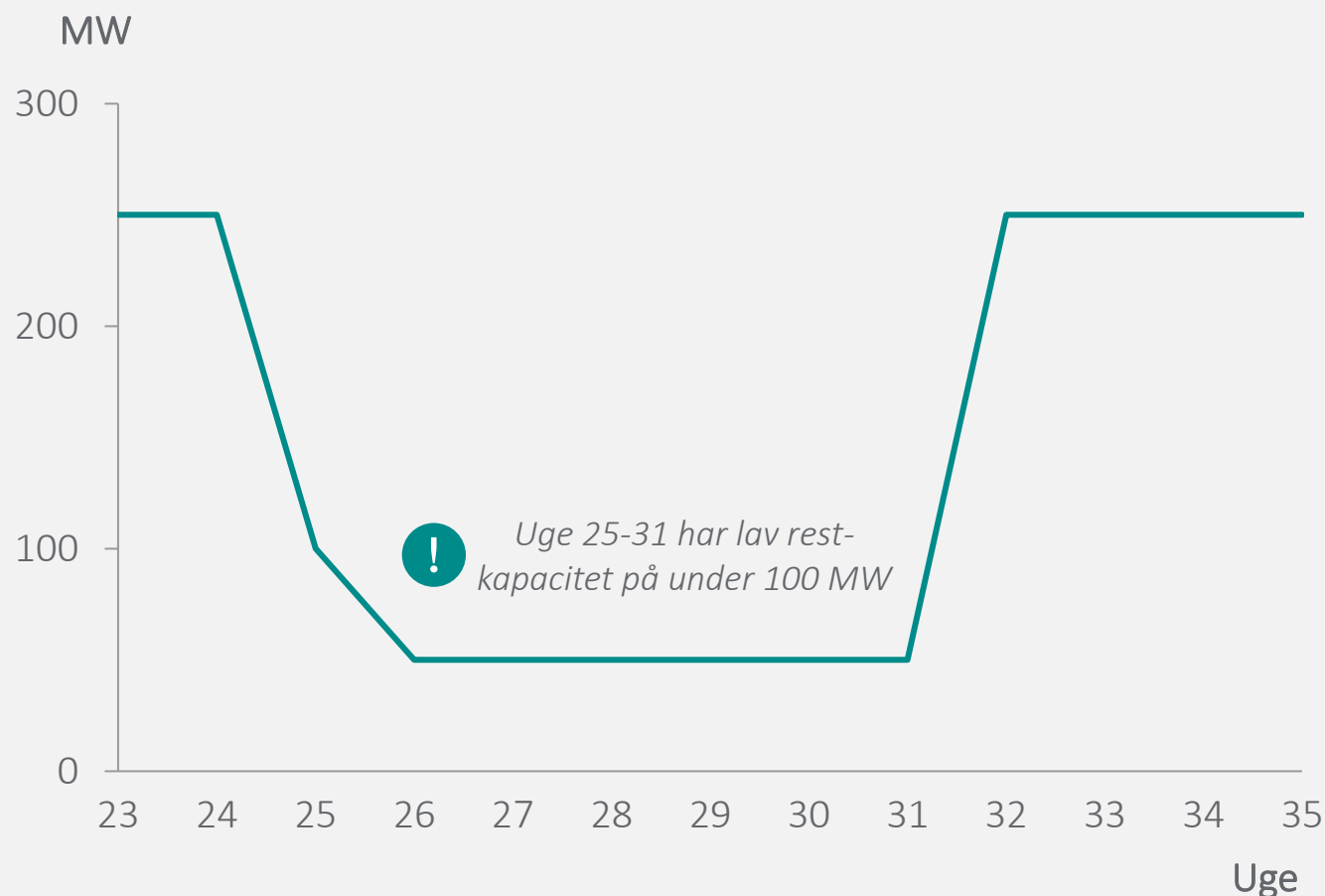
1. Et likvidt marked i et 100% grønt elsystem
2. Den nuværende situation for mFRR kapacitetsmarkedet
3. Markedsudvikling mod 2025
4. Energinets forslag til at stimulere likviditet i mFRR markedet nu og i fremtiden
5. Perspektiv på fremtidig udvikling
6. Opsummering samt oplæg til input og diskussion

Kommende offentlig rapport vedrørende det fremtidige mFRR marked



FORSYNINGSSIKKERHEDEN ER UDFORDRET GRUNDET LAV MFRR LIKVIDITET

Estimeret restkapacitet¹ i mFRR markedet i DK2 over sommeren '21



1. Restkapacitet er summen af alle mFRR bud fratrasket Energinets mFRR behov
Kilde: Energinet

Energinet er afhængig af, at der **indmeldes flere bud end der er behov for** og med tilstrækkelig priskonkurrence

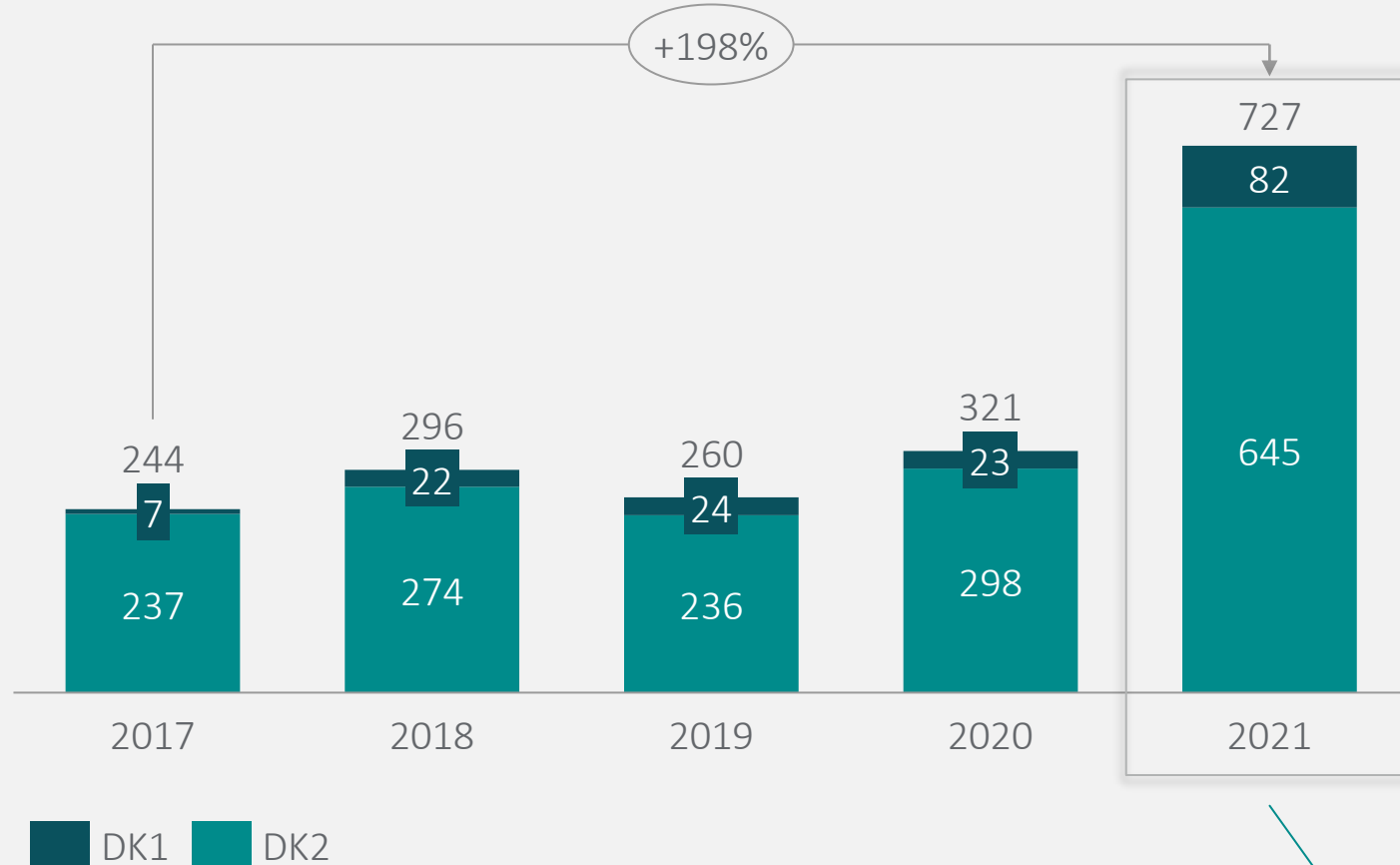
Over sommeren var **restkapaciteten under 100 MW** grundet revision på Avedøreblokkenes fælles køleanlæg

I denne periode er **Energinet eksponeret over for havari på større enheder** som fx Kyndbyværkets blok 22

Dette har konsekvenser for forsynings-sikkerheden, hvorfor **problemstillingen har høj prioritet for Energinet**

LAV LIKVIDITET I 2021 FØRTE TIL REKORDHØJE OMKOSTNINGER TIL MFRR

Årlige omkostninger til manuelle reserver (M DKK)



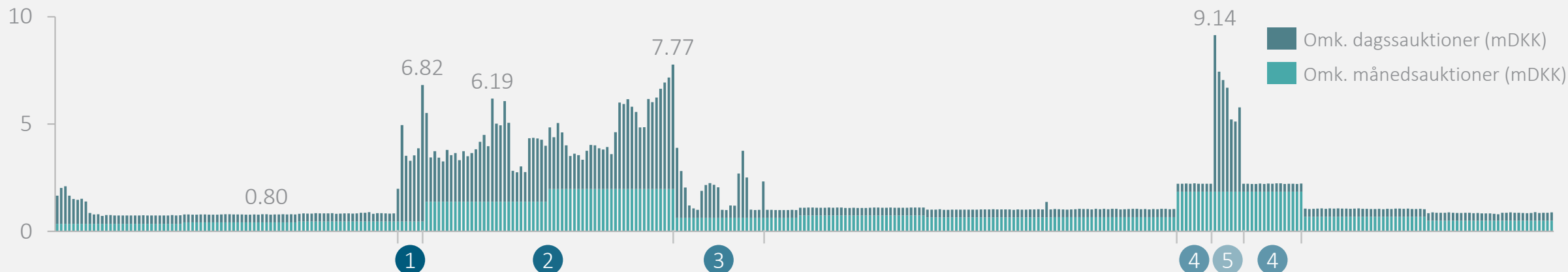
Nøglepointer

- Omkostninger til mFRR næsten **tredoblede** over en femårig periode fra 2017 til 2021
- Langt størstedelen af stigningen er sket mellem 2020 og 2021 **grundet** udfordringer med lav likviditet i 2021
- Omkring **90%** af omkostningerne til mFRR i 2021 **udgøres af DK2**, hvor der tillige er de største likviditetsudfordringer

Nedbrydning af totale omkostninger i 2021 på næste slide

VARIERENDE MFRR OMKOSTNINGER ER DREVET AF LÆNGERE PERIODER MED UDETID PÅ KYNDBY

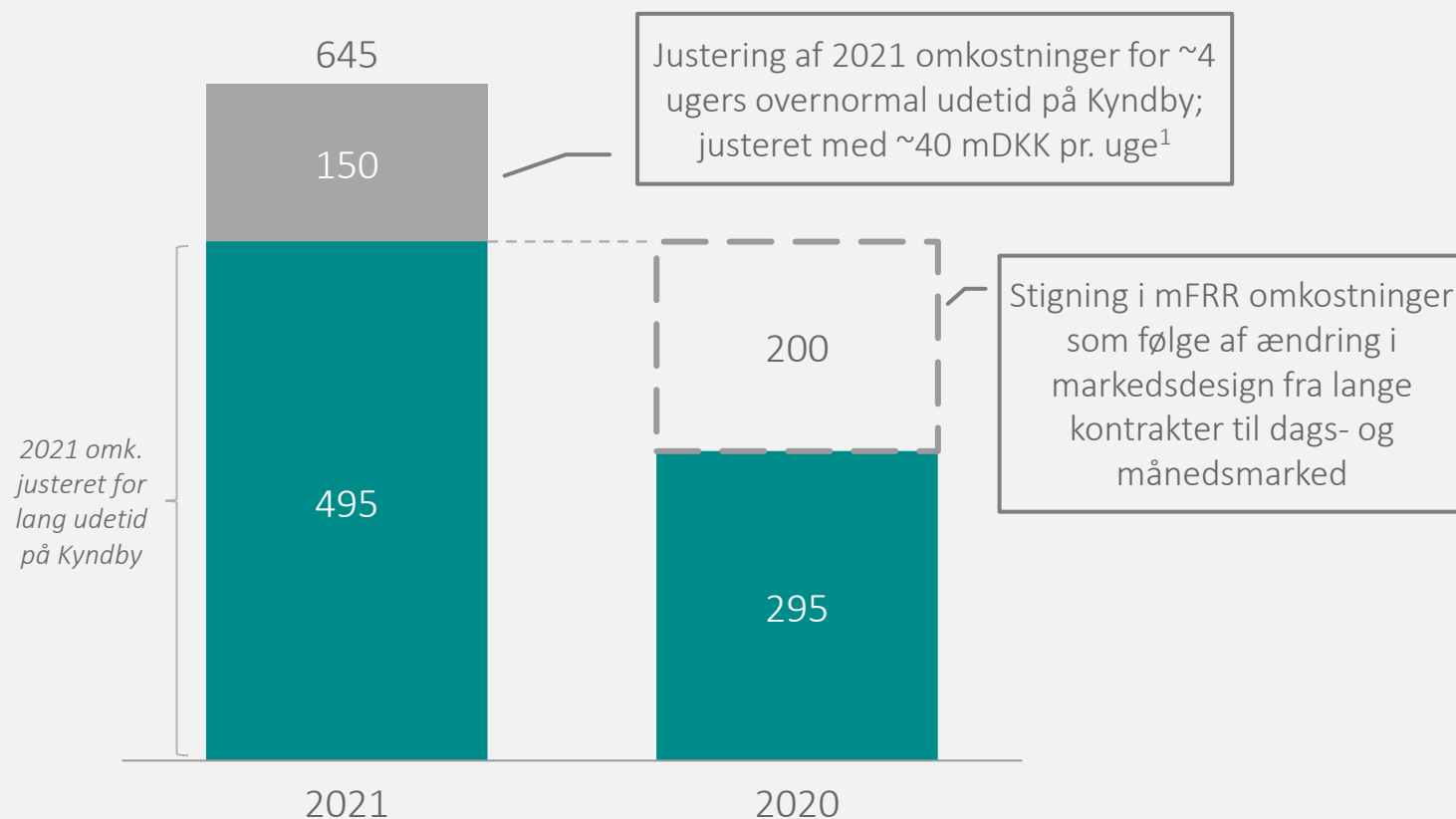
Daglige mFRR-omkostninger på dags-og månedsauktioner i DK2 over 2021 (M DKK)



Periode	Beskrivelse
1 24. - 31. marts	Kyndby blok 22 med havari giver forøget indkøb på dagsauktionerne
2 1. april - 30. maj	Kyndby blok 22 forbliver ude af markedet, og priser er høje på både dags- og månedsauktioner
3 31. maj - 23. juni	Blok 22 kommer på markedet igen i juni, men revision på andre blokke (51, 52 og Masnedø) giver høje priser
4 1. - 10. & 17. - 31. oktober	Højere priser på månedsauktion grundet planlagt revision af Kyndby i uge 42
5 11. - 16. oktober	Indkøb på dagsauktionerne stiger i uge 42 pga. manglende kapacitet fra blok 22 købt på månedsauktionen

ESTIMERET RISIKOTILLÆG VED NYT MARKEDSDESIGN PÅ ~200 MDKK FOR 2021

DK2 Omkostninger justeret for lang udetid på Kyndby-værket (mDKK)



Kilde: Energinet

200m

Stigning i risikotillæg sfa. nyt markedsdesign

2021 nedjusteres med ~150 mDKK grundet fire ugers ekstra udetid på Kyndby for at kunne sammenligne med 2020

Nedjustering er baseret på omkostninger til erstatningsauktioner i 2020 (~40 mDKK/uge)

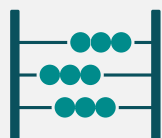
Sammenligning af justerede 2021 omkostninger med 2020 viser ~200 mDKK omkostningsstigning

Aktører der pålægger risikotillæg til reservationspriser grundet daglige auktioner driver stigning i omkostninger

NYT MARKEDSDESIGN, GRØN OMSTILLING OG UDFASNING AF GRUNDBELØB HAR MEDFØRT HØJE OMKOSTNINGER I 2021



Overgang til timemarked: Tidligere 5-årige kontrakter i DK2 overgik til dags og månedsmark januar 2021



Risikotillæg: Usikkerhed omkring indtjening medfører risikotillæg på reservationspriser



Ingen ny kapacitet siden 2019: Ingen i kapacitet trods 170% stigning i reservationsomkostninger



Faldende kapacitet: Flere centrale og decentrale værker at blive udfaset frem mod 2030¹



Ekstra udetid på Kyndby: Yderligere ~4 uger hvor Kyndby ikke deltog aktivt i markedet

1. Energistyrelsens analyseforudsætninger

Nuværende situation

- Øget internationalisering og markedskobling

Initiativer til at stimulere likviditet på kort sigt

Langsigtede perspektiver

Dialogoplæg og spørgsmål

PÅ KORT SIGT VIL INTERNATIONALISERINGS- OG MARKEDSKOBLINGSINITIATIVER LØSE EN DEL AF UDFORDRINGEN MED LAV LIKVIDITET

ENERGINET
ENERGINET



Nordic Balancing Model [NBM]

Kabelreservation

Det nordiske kapacitetsmarked muliggør reservationer på op til 10% af udlandsforbindelser

Samfundsøkonomisk vurdering

Økonomisk vurdering af, hvorvidt kabelkapacitet skal reserveres eller bruges til energitransmission

Manglende reserver

Hvis mFRR behovet ikke dækkes, åbnes reservation af op til 20% af kapaciteten



Optimeret brug af Storebælt

Dynamisk reservedeling

Tage højde for retning af energitransmission i delingsaftale mellem DK1 og DK2

Reserveudveksling over Storebælt

Op til 10% reserveudveksling over Storebælt fra Q1 2023 når flow-based beregninger er godkendt

Udveksling i tilfælde af knaphed

I tilfælde af reserveknaphed kan op til 30% af kapaciteten på Storebælt reserveres



Ændrede dimensioneringskrav

Ny Metode

Den nye metode for DK2 skal også sikre reserver til daglige ubalancer (N-1 + 95/99% fraktil af ubalancer)

Stigning i mFRR behov

Et generelt øget mFRR behov i DK2 (estimeret til gennemsnitligt ~200 MW større behov)

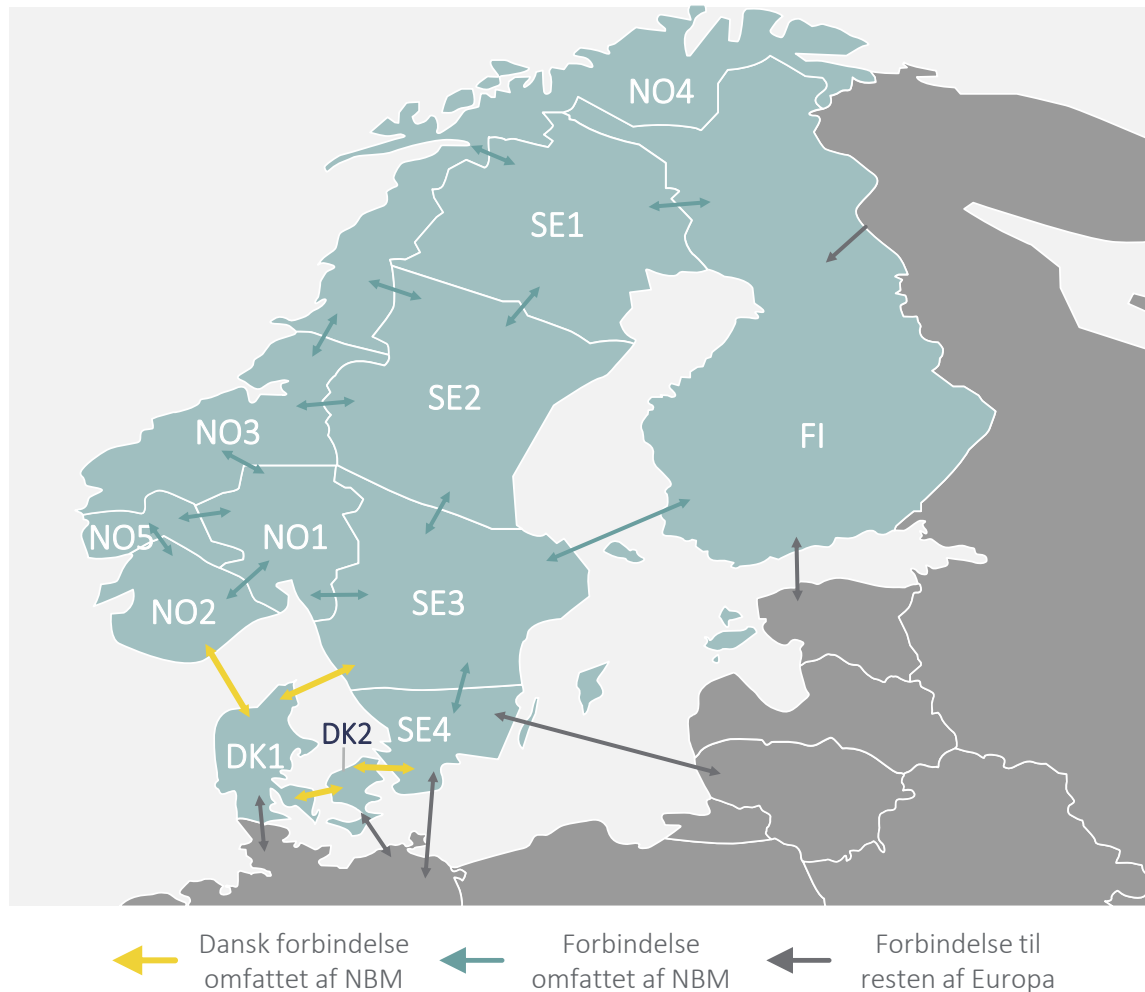
Varierende behov

mFRR behovet vil variere fra dag til dag afhængig af prognoser for ubalancer



DET NORDISKE MARKED SIKRER LIKVIDITET GENNEM INTERNATIONAL KONKURRENCE

Nordiske budzoner og udlandsforbindelser



Kilde: Energinet

Det nordiske mFRR kapacitetsmarked

Førend kabelkapacitet reserveres, **foretages en økonomisk vurdering** af reservation frem for energitransmission

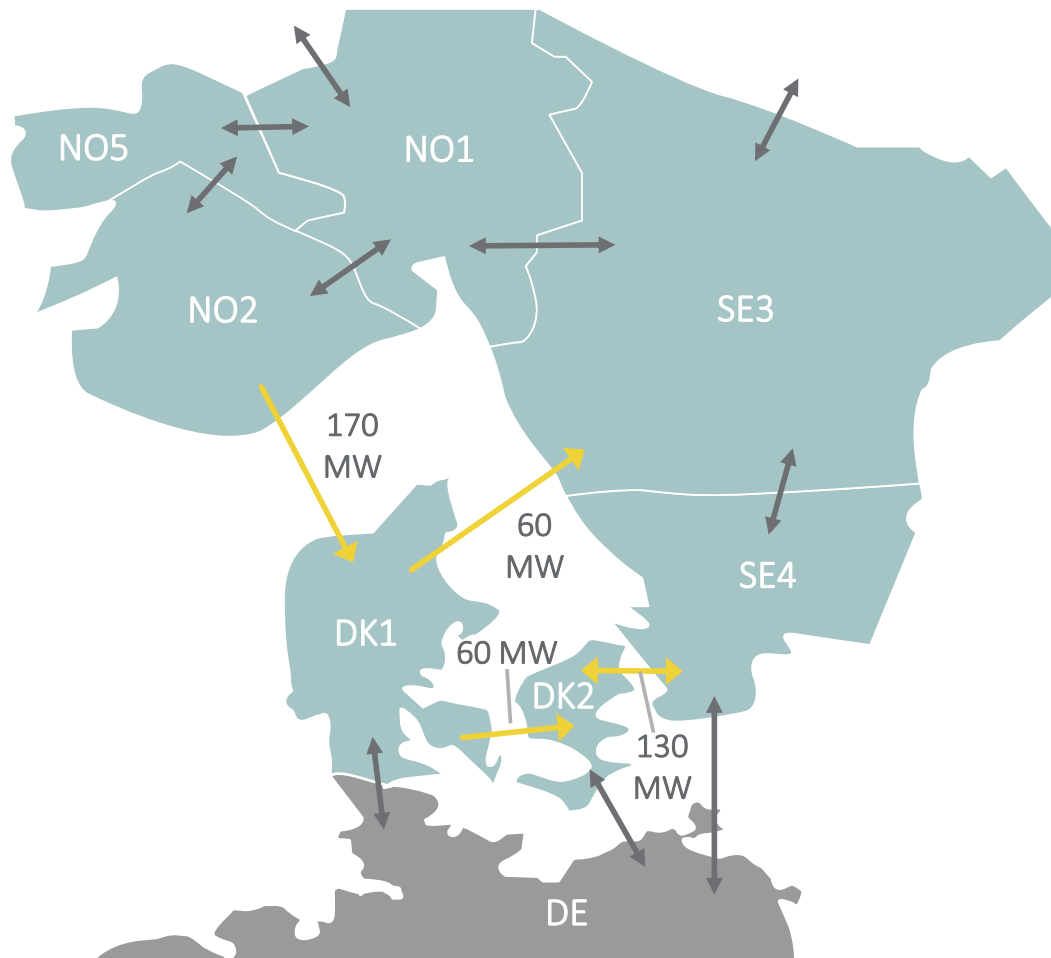
Det nordiske kapacitetsmarked muliggør **reservationer på op til 10% af udlandsforbindelser**

Hvis reservebehovet stadig ikke dækkes, muliggøres reservation af op til 20% af forbindelsen



ENERGINET FORVENTER BÅDE IMPORT AF UDENLANDSKE OG EKSPORT AF DANSKE RESERVER

Fire forbindelser har indflydelse på reserveindkøb i DK



Der forventes både import og eksport af reserver



NO2



DK1

NO2 med meget lave reservepriser drevet af store mængder vandkraft i norske budzoner giver import af norske reserver til DK1



DK1



SE3

Lave reservepriser i DK1 drevet af stor reservekapacitet samt **stort reservebehov** i SE3 giver dansk eksport af reserver til SE3



DK1



DK2

Væsentligt lavere reservepriser i DK1 end DK2 drevet af stor kapacitet og begrænset behov giver "eksport" af reserver fra DK1 til DK2



SE4



DK2

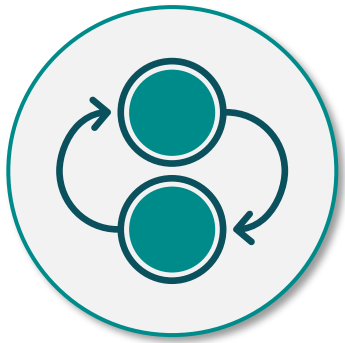
Forventet at reservepriser er nogenlunde ens, hvorfor **retning af indkøb vil skifte** afhængigt af tilgængeligheden af store kapaciteter



Optimeret brug af Storebælt

ENERGINET VIL OPTIMERE BRUGEN AF STOREBÆLTSTFORBINDELSEN FOR AT SIKRE OPTIMAL UDNYTTELSE AF DANSK LIKVIDITET

ENERGINET
ENERGINET



Dynamisk reservedeling

Tage højde for **retning på energi-transmission** i delingsaftale mellem DK1 og DK2

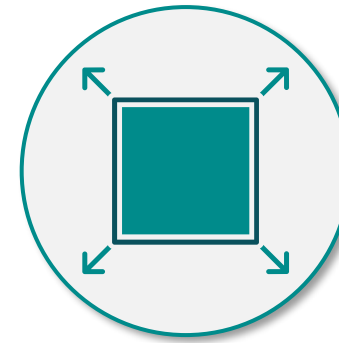
Sænke behovet i den budzone, som flowet går væk fra baseret på forventning til flowets retning



Fremrykket reserveudveksling

Fremrykke 10 % reservation på **Storebælt**, som bliver muligt ved overgang til nordisk marked

Forventet implementering Q1 2023 afhængigt af myndigheders godkendelse



Udvidet reserveudveksling

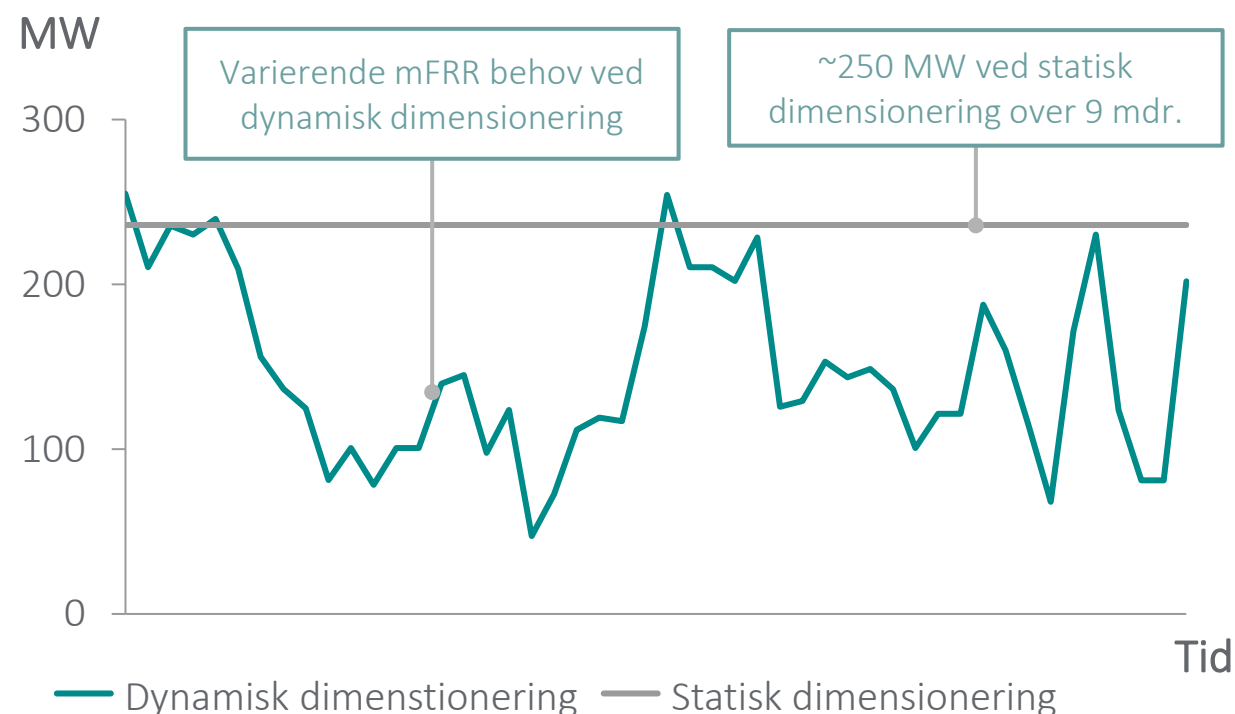
Udvide mulighed for reservation til op til **30% over Storebælts-forbindelsen**

Muliggør at overskydende kapacitet i DK1 i højere grad kan hæve forsyningssikkerhed i DK2



MFRR BEHOVET STIGER PGA. PROGNOSE-UBALANCER SKAL DÆKKES UDOVER N-1

Prognoserede ubalancer 2 dage i nov. 2020 - ekstra mFRR behov



Note: til grafen skal tillægges mFRR behovet fra N-1

Øget mængde el produktion variable kilder som fx sol og vind. Dimensioneringsmetoden ændres derfor til N-1 + 95/99% fraktil for ubalancer.

Ændringen betyder:

- Forventet dynamisk dimensionering af prognose ubalancer
- Statisk dimensionering over 9 måneder giver ventet mFRR stigning på 200-250 MW

Den nye dimensionering vil kun være gældende for DK2

Nuværende situation

Øget internationalisering og markedskobling

> Initiativer til at stimulere likviditet på kort sigt

Langsigtede perspektiver

Dialogoplæg og spørgsmål

ENERGINET HAR IGANGSAT 6 KONKRETE INITIATIVER TIL YDERLIGERE AT STIMULERE DANSK MFRR LIKVIDITET

Seks foreslåede initiativer til at skabe yderligere likviditet...



Avancerede budformer

Muliggør at anlæg med andre primærformål kan melde et bud med en maksimal aktiverings- eller minimal reservationsperiode



Sektorkobling mellem varme og el

Fokus på udnyttelse af ikke clearret varmekapacitet i hovedstadsområdet



Fleksibilitet som tilkoblingskrav

Gøre fleksibel produktion (mulighed for at levere systemydelser) til et krav ved ansøgning om statslige tilskudspuljer mv.



Fleksibilitetens grønne værdi

Certificere systemydelser som grønne og understøttende for den grønne omstilling til brug i virksomheders CSR-rapporter



Uafhængige aggregatorer

Ny rolle på elmarkedet som aggregerer mange små enheder til en portefølje (fx ladestandere, elbiler og individuelle varmepumper)



Reserve- og nød anlæg mm.

Øge mulighederne for reserveanlæg som fx nødstrømsanlæg at agere mFRR reserver ved at indgå i dialog omkring stigende miljøkrav

... med ~900 MW effekt i 2030

Varmeproducerende anlæg

~100
MW

VE-kilder (sol og vind)

~500
MW

Nødstrømsanlæg mm.

~50
MW

Forbrugsafkobling

~200
MW

Store varmepumper

~200
MW

Frafald af kapacitet

~150
MW

Total

~900
MW

Nuværende situation

Øget internationalisering og markedskobling

Initiativer til at stimulere likviditet på kort sigt

➤ Langsigtede perspektiver

Dialogoplæg og spørgsmål

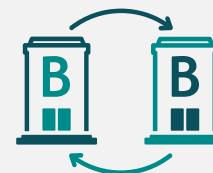
PÅ LANG SIGT FORVENTES ET MARKED DOMINERET AF GRØNNE KAPACITETER HERUNDER PTX OG VEDVARENDE ENERGIKILDER



Vedvarende energikilder

- VE-kilder vil øge reservebehovet grundet stigende ubalancer
- VE vil dog også kunne agere mFRR-kapacitet afhængig af alternative indtjeningsmuligheder i day-ahead markedet
- Det forventes, at VE-kilder i perioder kan levere mere mFRR-kapacitet, end de forøger behovet
- Hastigheden af VE installation afhænger af den grønne omstilling og politiske agenda

mFRR
udbud og
behov



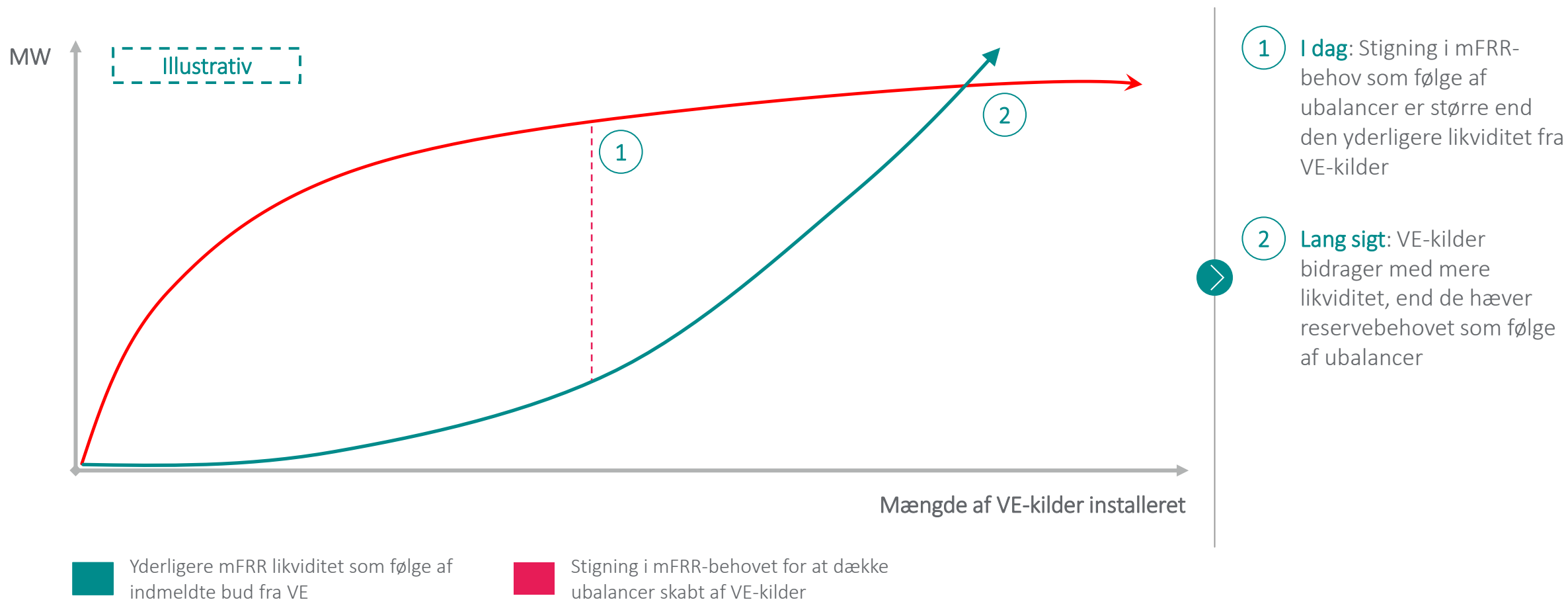
PtX og forbrugsafkobling

- Elektrificering af samfundet åbner for øget forbrugsafkobling og industriel demand-response
- Største vækst ventes indenfor: PtX, store/individuelle varmepumper, ladestandere og elbiler
- PtX ventes at blive dominerende aktørtype med 1 GW installeret kapacitet i 2030 (og stigende)
- Disse enheder ventes at agere dynamisk på markedet med varierende tilgængelighed og lave reservationsomkostninger



FLERE VEDVARENDE ENERGIKILDER VIL BÅDE ØGE BEHOVET FOR RESERVER OG BIDRAGE MED LIKVIDITET TIL MARKEDET

Illustration af to modsatrettede effekter fra installation af mere VE-kapacitet



Nuværende situation

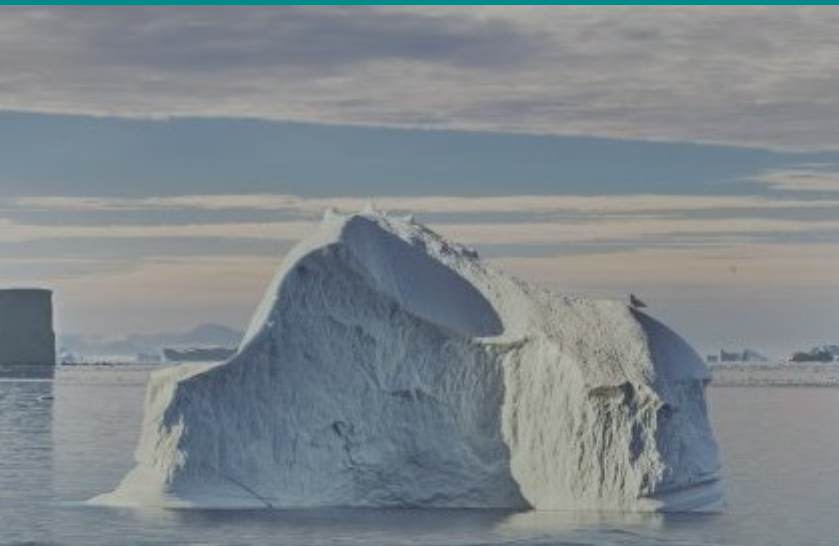
Øget internationalisering og markedskobling

Initiativer til at stimulere likviditet på kort sigt

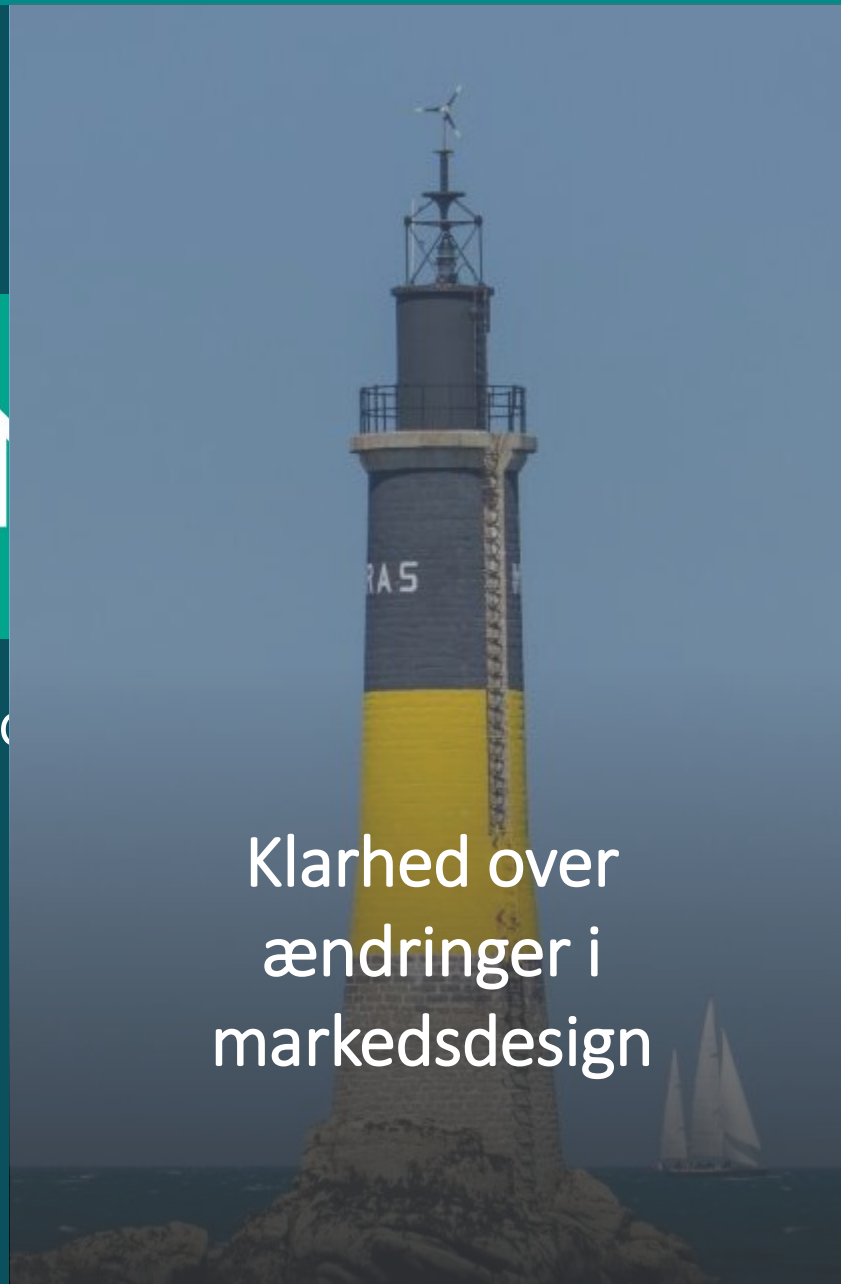
Langsigtede perspektiver

> Dialogoplæg og spørgsmål

Energinets ønsker åben dialog for at sikre...



Fremtidig
forsynings-
sikkerhed



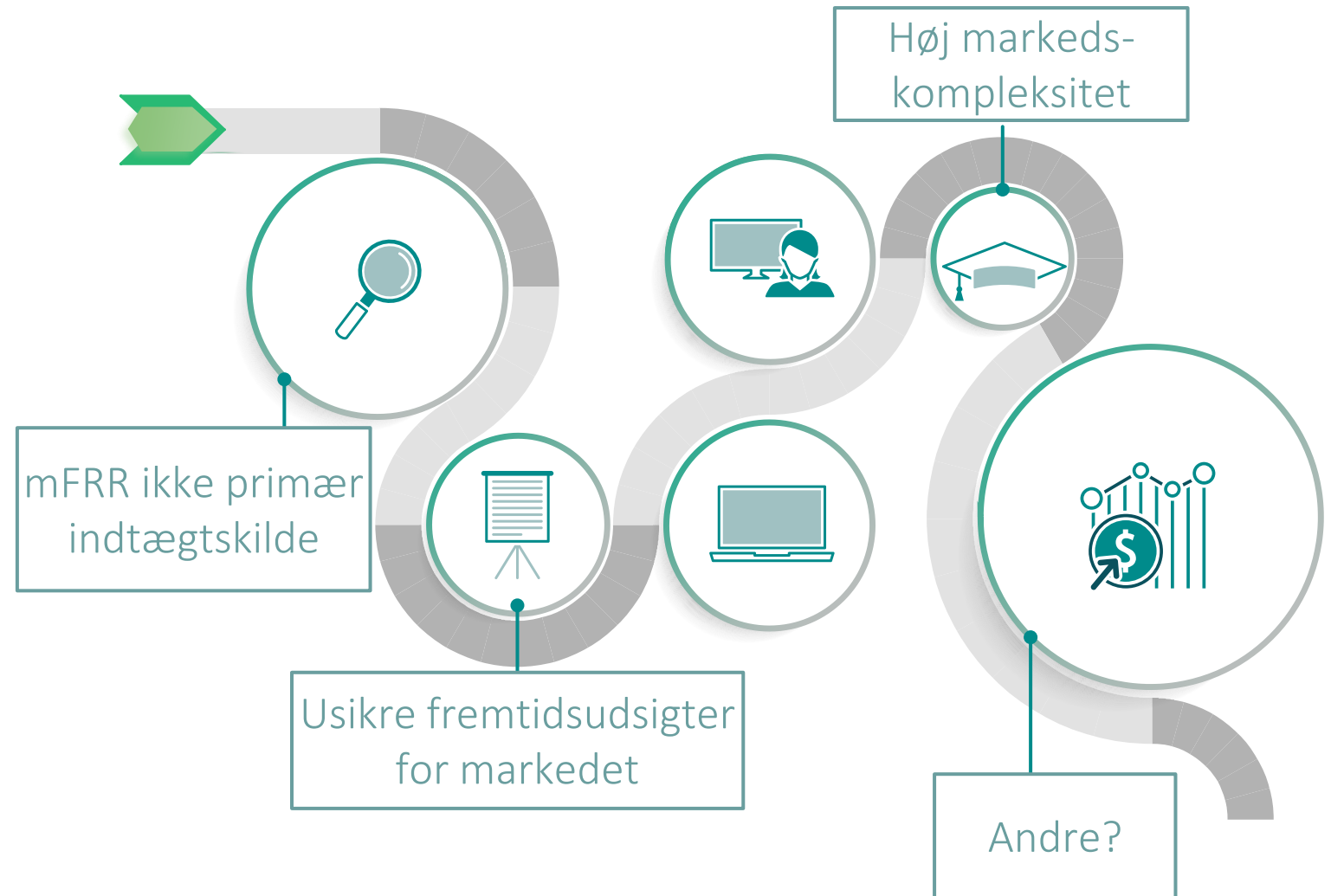
Klarhed over
ændringer i
markedsdesign



Stabil transition til
grønne
systemydelser

Udfordringer i markedet

- 1 Hvilke årsager ser I til, at der ikke er kommet mere tilkommet mere likviditet på trods af markedsforhold med periodevis attraktive priser?
- 2 Med udgangspunkt i Energinets forventninger til den kortsigtede markeds kontekst (herunder NBM) – hvordan ser I muligheden for at sikre et sundt og likvidt marked?



Effekt af initiativer

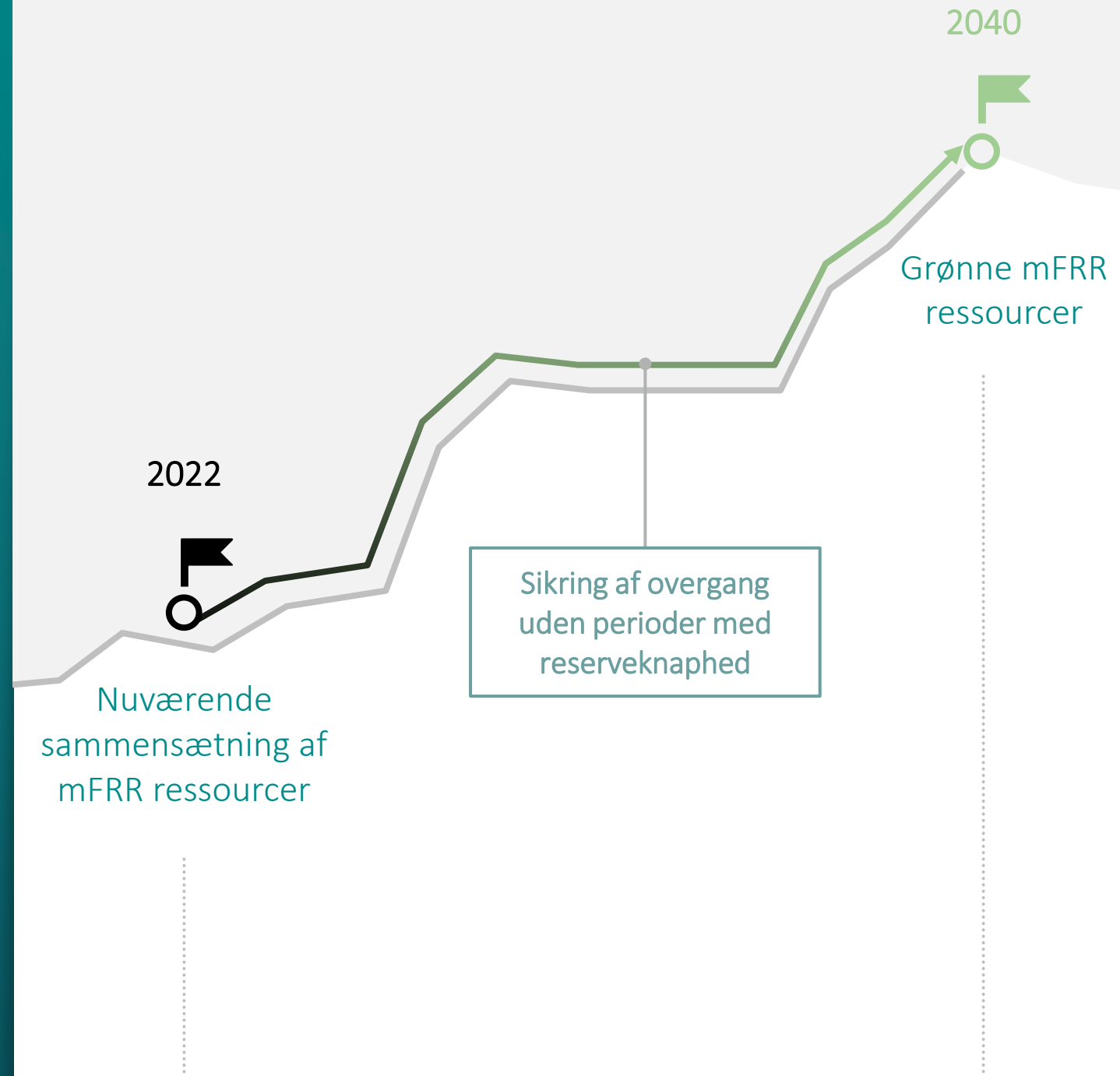
- 1 Hvordan sikrer Energinet den ønskede effekt af seks initiativer?
- 2 Hvilke andre initiativer kunne Energinet overveje ifm. at stimulere markedet og øge likviditeten?



Andre potentielle initiativer?

Grøn omstilling

- 1 Hvad er mulighederne for at sikre mFRR ressourcer også er grønne?
- 2 Hvordan sikrer vi en fungerende overgang uden perioder med reserveknaphed?



PAUSE



STATUS FRA DRIFTEN

med Henning Haugaard Rasmussen, Senior Manager for KontrolCenter - Elsystem





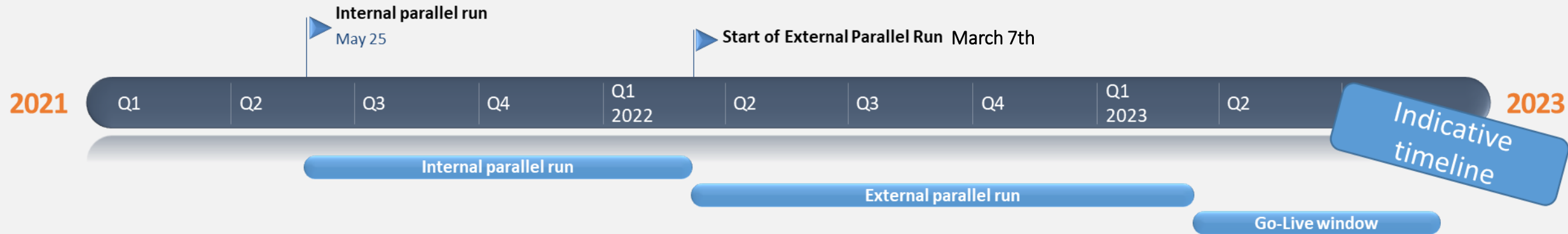
FLOWBASED EXTERNAL PARALLEL RUN

Aktørarbejdsgruppemøde for systemydelse
18. Marts 2022

Ulrik Møller og Rikke Bjerregaard Jørgensen



LEGISLATION TIMELINE



REGULATORY APPROVAL OF GO-LIVE

- ❖ The NRAs of the CCR Nordic – DUR, EI, and EV – approved the amended DA/ID CCM on October 17, 2020
- ❖ The NRAs introduced changes to the “implementation timeline” in the CCM, most notably by adding a “check point” during the external parallel run:
- ❖ Theoretically, a 12-months parallel run period – as earlier foreseen – is still possible, but only allows for a very short learning-by-doing for TSOs and NRSC to have the process stabilized (and to meet the criteria of the NRAs)





NRAS' CRITERIA FOR THE ASSESSMENT OF 3-MONTH REPORT

- ❖ Use of fallback measures
- ❖ Structural delays
- ❖ Socioeconomic welfare
- ❖ Effect on intraday market
- ❖ Stakeholder feedback
 - ✓ Report will include stakeholder input and/or comments on the time period and data covered and analysed in the report
 - ✓ Stakeholder feedback will be taken into account when NRAs assess the report



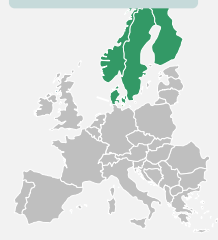
NRAS' CRITERIA FOR THE ASSESSMENT OF 3-MONTH REPORT

❖ Use of fallback measures

- ✓ Fallback measures in **less than 3 % of Market Time Units (MTU)** covered in the report to consider the methodology to operate sufficiently well
- ✓ NRAs shall assess the reasons for TSOs use of fallback measures based on the analysis and explanations received from the TSOs

❖ Structural delays

- ✓ Delivery of FB parameters by the CCC to the ENTSO-E transparency platform is delayed **for 2-10 minutes in less than 5 % of the MTUs** in the time period covered in the report. Any delay **exceeding 10 minutes is not acceptable**
- ✓ The publication of FB parameters to stakeholders is delayed **for 2-10 minutes in less than 5 % of the MTUs** in the time period covered in the report. Any delay **exceeding 10 minutes is not acceptable**



NRAS' CRITERIA FOR THE ASSESSMENT OF 3-MONTH REPORT

❖ Socioeconomic welfare

- ✓ Comparing the socioeconomic welfare of the current NTC methodology to the estimated results from using the FB methodology, is an indicator to capture potential shortcomings in the implementation of the FB methodology
- ✓ If deviations to the expected outcome of improved socioeconomic welfare with the new methodology compared to NTC occur in the period covered in the TSOs report, the NRAs shall analyse the reasons for the outcome not being in line with expectations based on the analysis and explanations received from the TSOs
- ✓ If the accumulated DA socio-economic effect of flow-based is negative **over any two-week period**, the TSOs shall provide analysis and explain why this occurred

❖ Effect on intraday market

- ✓ Impact of allocated flows in the DA market on the available capacities in ID to be looked at
- ✓ Worrying point would be if there were less ID capacity in both directions on a BZ border, when FB is used in DA market. NRAs will assess the effect to ID markets based on the available data and the report
- ✓ Quantitative data on the expected opening capacities for ID should be provided on MTU level

STATUS PÅ aFRR KAPACITETSMARKEDER

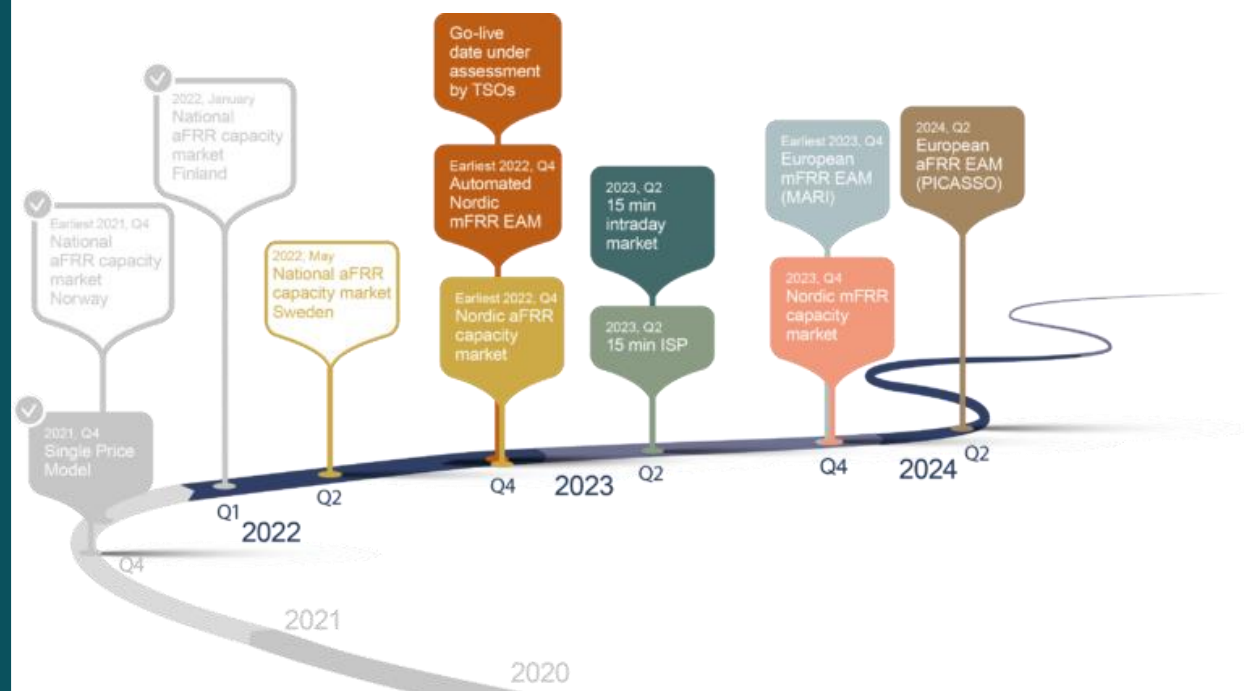
Sisse Friis Hansen

aFRR
KAPACITETSMARKED I
DK1

aFRR
KAPACITETSMARKED I
DK2

NORDISKE AFRR KAPACITETSMARKEDER

- Udfordringer i flowbased projekter har udsat mulighederne for et fælles Nordisk marked (EBGL art. 38.5)
- IT systemet inkl. ændringer som følge af ACER er færdig
- Systemet anvendes til nationale markeder, men med Statnett som markeds operatør
- Nationale markeder er baseret på de Nordiske regler, men uden cross border delen
- Når flowbased leverer tilfredsstillende kan der "overnight" skiftes til et fælles Nordisk marked



AFHÆNGIGHED TIL FLOWBASED

This reading is implemented in Article 5(2) in the methodology annexed to ACER's decision pursuant to EB Regulation Article 38(1). Article 5(2) reads:

[The TSOs shall implement this methodology no later than 12 months after a decision has been made by [ACER] but only when the cross zonal capacity on all bidding zone borders of the Nordic CCR is calculated in accordance with the capacity calculation methodologies developed pursuant to the CACM Regulation.

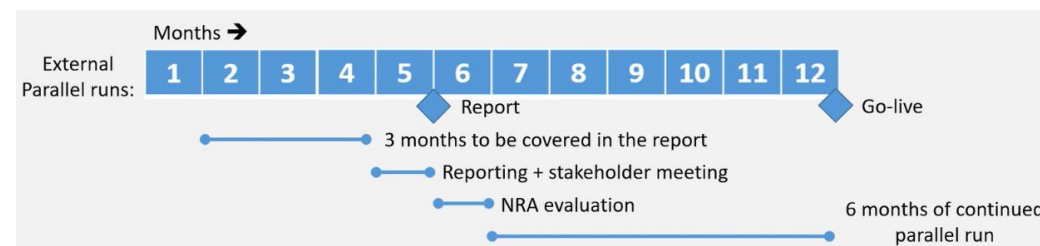
At the meeting on 26 August 2020 and in material from TSOs sent to the Nordic NRAs on 31 August 2020, the TSOs have argued that they can implement the aFRR capacity market with cross-zonal capacity reservations when day-ahead cross-zonal capacities are calculated in accordance with the CACM Regulation, i.e.

- Flow-based CCM is applied in the day-ahead timeframe;
- The Nordic RSC will calculate cross-zonal capacity in D-1 for each day-ahead market time unit applying the Nordic CGM;
- The Nordic RSC will publish the results of the calculation (matrices, RAMs) each day.

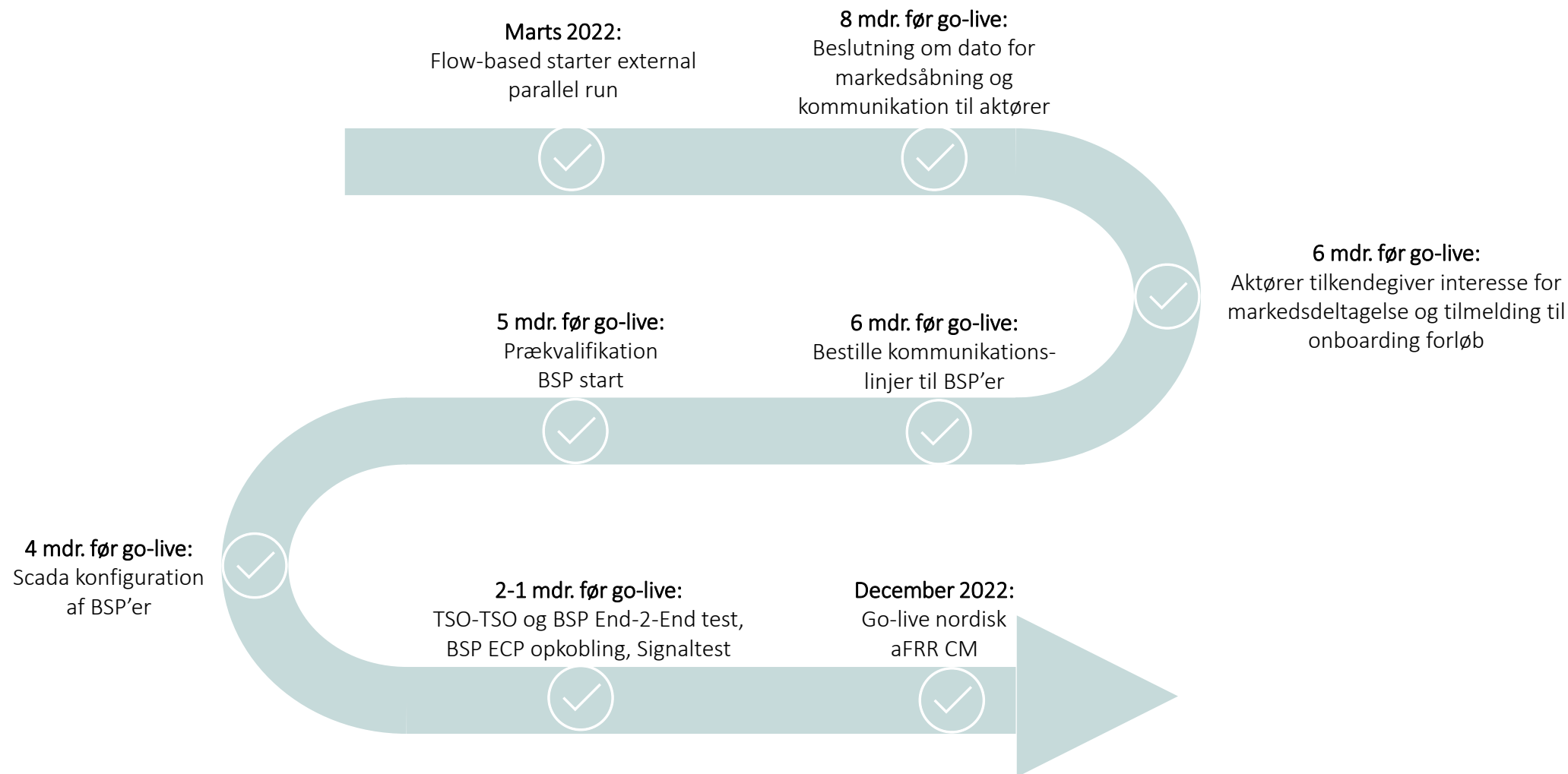
The TSOs have argued that these requirements will be fulfilled when external parallel runs of the Nordic CCM project start in the day-ahead timeframe. The TSOs have justified their approach by pointing out that the ACER decision referred to above requires them to calculate capacity according to the Nordic CCM, not to allocate it.

The Nordic CCR NRAs note that it follows from Article 20(8) in the CACM Regulation that the parallel runs are to last at least 6 months, while in the CCM for CCR Nordic, minimum 12 months are required. The Nordic CCR NRAs thus find that this demonstration by the TSOs can be made by submitting an evaluation report containing data covering at least 3 consecutive months of external parallel runs.

The Nordic CCR NRAs will aim at assessing the report as soon as possible after receiving the evaluation report from Nordic TSOs (within 1 month) by preparing a joint opinion based on the assessment of the evaluation report. If the conclusion is that the Nordic TSOs have adequately demonstrated they can calculate capacities, then the above mentioned requirement in ACER's Decision, Article 5(2) in the methodology pursuant to Article 38(1) in the EB Regulation could be considered to be fulfilled as regards a go live of the aFRR capacity market.



aFRR PROCES FROM MOD NORDISK GO-LIVE



aFRR ENERGIAFREGNING

Forsyningstilsynet har godkendt Energinets metode for energiafregning af aFRR. Den anmeldte metode skal gælde ind til de nordiske lande tilsluttes den europæiske platform for handel med aFRR kaldet PICASSO.

Energibetalingen afregnes til den bedste af spotprisen og regulerkraftprisen, som begge opgøres i enheden EUR/MWh.

Ved indtrædelse i PICASSO-platformen afregnes energien efter den marginale aFRR-pris der ligeledes er i enheden EUR/MWh.

Energivolumen opgøres som produktet af aFRR efterspørgslen i MW og den efterspurgte tidsperiode – præcis som der kendes fra DK1. Qua aFRR behovets fluktuerende natur, er der ikke tale om én jævn aktivering, men en varierende mængde der skal beregnes.

Energinet sender hver 4. sekund et reguleringssignal til den balanceansvarlige aktør, hvorefter de tilsluttede enheder tilpasser sit forbrug eller produktion.

Afregningsfrekvens for energibetalingen kan på baggrund af de estimerede værdier samt aktørens måledata afregnes på ugeniveau. Den løbende energibetaling sker løbende med bagudrettet afregning efter hver uge.



aFRR
KAPACITETSMARKED I
DK1

aFRR
KAPACITETSMARKED I
DK2

NUVÆRENDE MARKED FOR aFRR I DK1

Tiltag for at sikre konkurrence på aFRR markedet i DK1 forlænges

December 2021:

- Der kunne ikke etableres konkurrence for månedsauktionen for aFRR i DK1

Januar 2022:

- Indkøbet af aFRR blev foretaget på sædvanlig vis for hele måneden

Februar 2022:

- Der kunne ikke etableres konkurrence for månedsauktionen for aFRR i DK1
- Månedsauktionen blev erstattet af ugeauktioner
- 1.-7. februar endte med beordring

Marts 2022:

- Der kunne ikke etableres konkurrence for månedsauktionen for aFRR i DK1
- Månedsauktionen blev erstattet af ugeauktioner

Den ændrede udbudsprocedure for indkøb af aFRR i DK1 forlænges

ENERGIWATCH

[Energiselskaber](#)
[Olie & Gas](#)
[Renewables](#)
[Cleantech](#)
[Politik & Markeder](#)


Energinet tvunget til at tvinge kraftværker til at stå klar

I 2020 fik tilsynet lukket for billig norsk reservekraft til Vestdanmark. Men trods mangedobling af prisen bød ingen danske aktører ind på markedet for februar, hvilket har fået Energinet til at ty til hidtil uhørt greb.



Foto: Joachim Adrian



Læs også

Varmepumpeindustrien:
Man bidrager til
monopol lignende
vilkår for fjernvarmen

Havvandsvarmepumpe
skal erstatte kul fra

ENERGINETS TANKER OM KOMMENDE PROCES

To-trins tilgang med formålet at tilkoble DK1 til det nordiske aFRR CM

Trin 1) DK1 indkøber aFRR gennem Nordic MMS

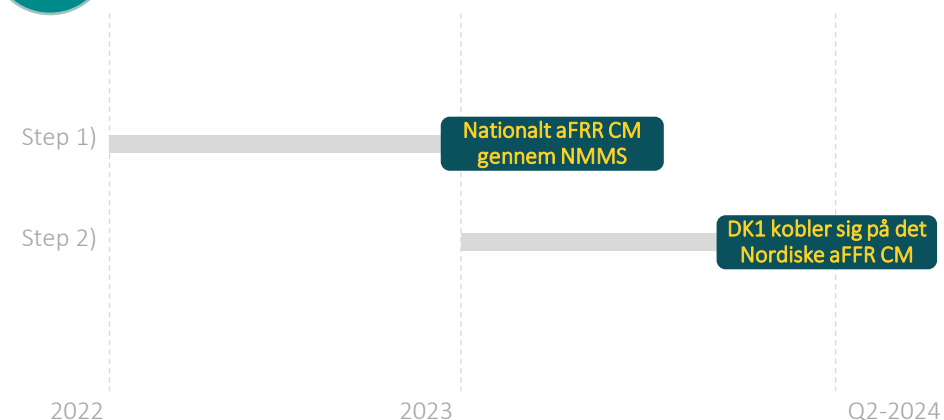
- DK1 ændrer aFRR markedsdesign og krav, således det baserer sig på det nordiske aFRR CM design
- Energinet anvender Nordic MMS platformen til at foretage aFRR auktionen i DK1
- Kræver godkendelse fra Forsyningstilsynet

Markedsdesign:

- Daglige auktioner
- Gate Closure Time (GCT): (D-1) 7:30 CET
- Budstørrelse: Minimum 1 MW, Maksimum 9.999 MW for delelige bud; 50 MW for udelelige bud
- Full Activation Time (FAT): 5 min / 15 min??



Tidsplan



ENERGINETS TANKER OM KOMMENDE PROCES

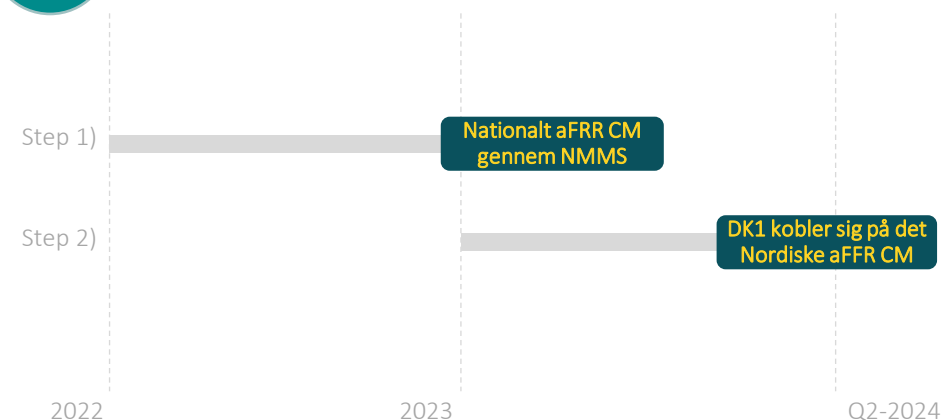
To-trins tilgang med formålet at tilkoble DK1 til det nordiske aFRR CM

Trin 2) DK1 indgår i det nordiske aFRR kapacitetsmarked

- Efterspørgsmål vil komme både fra Norden og fra DK1
- Kræver en godkendt amendement fra alle de nordiske regulatorer
- Der arbejdes pt. på at undersøge, om det er muligt at tilslutte sig det nordiske marked inden overgangen til ACE-balancering
- Tilslutning til det nordiske marked forventes **senest** at ske ved overgangen til PICASSO



Tidsplan





BUD-KARAKTERISTIKA I PICASSO

Kasper From-Nielsen

BUD-KARAKTERISTIKA

Rampetid

- Rampetid i PICASSO: FAT=7,5 min. i 2024 og FAT=5 min. i 2025
- Det er muligt at deltage efter PICASSO go-live uden en FAT på 5 min. (i dette tilfælde er buddet dog kun nationalt)

Rampemetode

- Energinet arbejder med at bibeholde setpunktmetoden – retur signalet fra BRP ligger ikke fast endnu

Andre Karakteristika

- Energinet forsøger at lette mængden af information aktørerne skal indsende

Protokol til kommunikation

- Der er ikke truffet beslutning om valg af protokol endnu. Har aktørerne ønsker til dette?

Energinet er åben overfor dialog vedrørende udformningen af bud karakteristika – Hvis bilateralt møde ønsket kontakt kfm@energinet.dk

4.2. Variable characteristics

Characteristics	Description
Volume	MW
Direction	Positive or negative
Price	EUR/MWh
LFC Area	The LFC area to which the aFRR providing units or aFRR providing groups shall deliver the aFRR standard balancing energy.
Validity period	The validity period the standard aFRR balancing energy product bid refers to.
Other	Other characteristics in accordance with national terms and conditions for BSPs.

4.3. Other characteristics

Characteristics	Description
Divisibility	aFRR balancing energy bids are divisible. Thus, in terms of volume activation, it is possible to activate only part of an aFRR balancing energy bid (even below minimum bid volume).
Activation/deactivation	aFRR balancing energy bids can be activated and deactivated at any moment within the bids validity period,
Minimum delivery time	Balancing Energy bids shall not have any minimum time between the activation and deactivation within their validity period.
Other	Additional requirements for information to be provided by BSPs to the connecting TSO, according to national terms and conditions for BSPs pursuant to the Article 18 of EBGL.

MFRR ENERGIAKTIVERINGSMARKED GO-LIVE STATUS

Caroline Strøh Potter (cnp@energinet.dk)

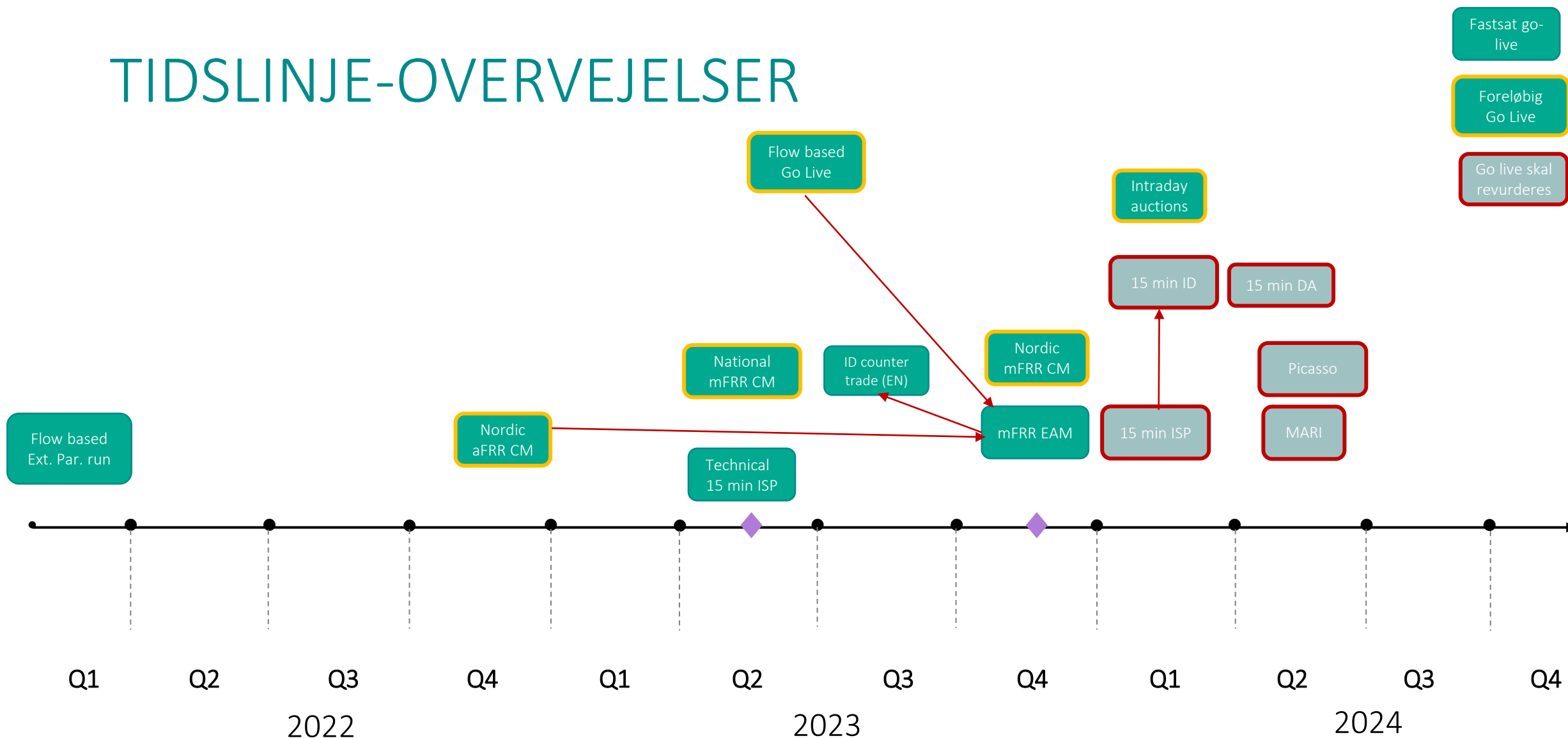
MFRR EAM GO-LIVE UDSKUDT

Go-live af mFRR EAM er forsinket, som tidligere udmeldt i hhv. januar og februar.

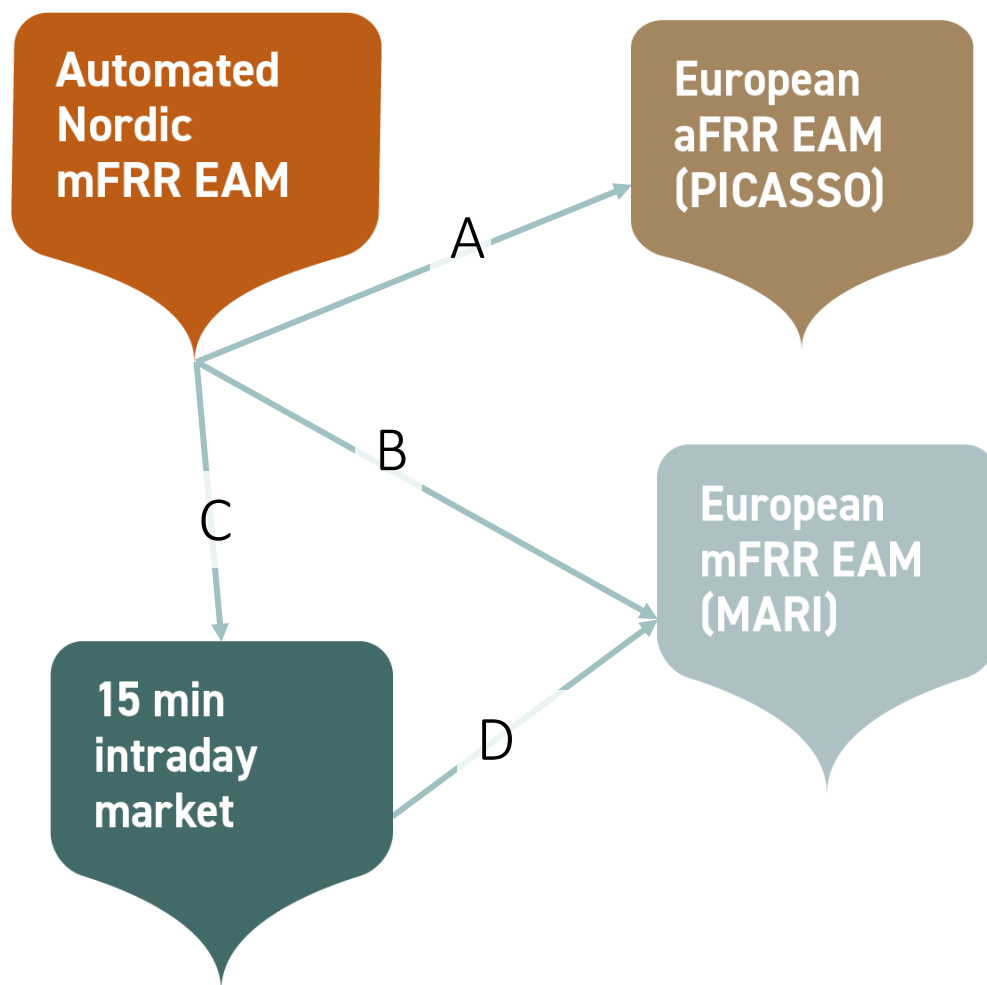
Vurdering af alternative go-live datoer samt go-live scope foretaget i januar-marts 2022 i og på tværs af de fire nordiske TSO'er omhandlende:

- Ét go-live eller trinvis implementering (Nordisk mFRR EAM, 15 min ISP, MARI)
- Driftssikkerhed
- IT-udvikling
- Konsekvenser for og afhængigheder til andre projekter/markeder
 - 15 min ISP, 15 min ID/DA, ID auktioner, MARI, PICASSO

TIDSLINJE-OVERVEJELSER



MFRR EAM ER EN NØDVENDIGHED FOR 15-MINUTTERS OPLØSNING, MARI AND PICASSO



A: mFRR EAM skal idriftsættes før PICASSO

ACE pr budzone skal defineres og være mulig at beregne før lokale LFC controllere kan testes

B: mFRR EAM skal sikre at balancering er i overensstemmelse med de europæiske balanceringsprocesser

Fra frekvensbaseret balancering til ACE-baseret balancering

C: mFRR EAM skal idriftsættes før/på samme tid som 15 min MTU/ISP

Med 15 min opløsning er digital support og automatisering af processer en nødvendighed.

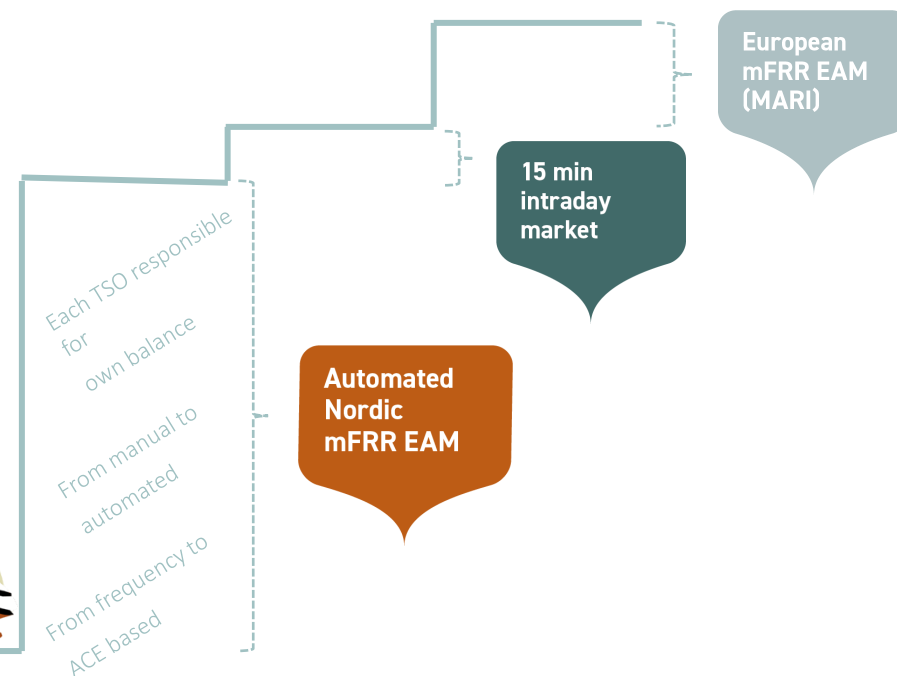
D: 15 min cross border trade, prissætning og ubalancevoluminer før MARI

mFRR energipriser vil være pr. 15 min (scheduled og direct) fra MARI.

NY GO-LIVE TIDSPUNKT: 1.OKT - 15.NOVEMBER 2023

Det er valgt at holde fast i **trinvis implementering** (mFRR EAM – 15 min ISP – MARI), fordi:

- **mFRR EAM er nødvendig i overgangen til MARI, grundet:**
 - Frekvensbaseret til ACE-baseret balancering
 - Ansvar for balancering af egne områder
 - Manuelle processer udskiftes med automatiserede processer
 - Aktivering hvert 15. minut
- **Nordisk marked øger driftssikkerheden ifm. overgang til automatiseret drift**
 - Længere responstider
 - Flere manuelle håndtag
 - Mulighed for nordiske aftaler / midlertidige løsninger



KONSEKVENSER VED NY GO-LIVE DATO

Test for aktører (fra 1. april 2022)

- Energinet vil fortsat tilbyde at kunne teste budindmelding fra 1. april 2022. Kontakt Charlotte Bo Nielsen (XCHBN@energinet.dk) mhp at aftale testplan.
- End-to-end test udskydes.

15 min ISP → milepæl inden MARI (må revurderes)

- mFRR energipris på 15-min opløsning
- Ubalancevoluminer på 15-min opløsning
- Rullende Gate-closure times (25 min før kvarteret)

15 min ISP → teknisk 15 min ISP 22. maj 2023

- Afregning i eSett opgøres på kvartersbasis
- Priser hvert kvarter lig med timeprisen sat i mFRR EAM
- Ubalancevoluminer bliver tilgængelige på kvartersopløsning
- Ubancen bliver afregnet på baggrund af nettoubalancen over timen
- Se skriftligt materiale eller kontakt Karsten Feddersen (KAF@energinet.dk) for mere info

15 min ID / 15 min DA (må revurderes)

- mFRR EAM 15 min ISP er en forudsætning for 15 min ID samt 15 min DA.
- Tid og scope for 15 min ID samt planlagt 15 min DA fra Q1 2024 kan blive udfordret.

MARI / PICASSO (må revurderes)

- MARI og PICASSO tidsplan, rækkefølge og scope må revurderes

TAK FOR I DAG

*HUSK EVALUERINGEN
PÅ MAIL 😊*

