



AKTØRARBEJDSGRUPPEMØDE FOR SYSTEMMYDELSER

29. juni 2022

AGENDA

- | | |
|-------|---|
| 09:30 | Ankomst og morgenmad |
| 10:00 | 1) Velkomst og spørgsmål til skriftligt orienteringsmateriale |
| 10:15 | 2) Afskaffelse af effektubalanceafregningen i 2023 samt resulterende køreplansændringer |
| 10:35 | 3) Ny mFRR algoritme |
| 11:10 | 4) Kommende nye regler for nationalt mFRR kapacitetsmarked og Nordisk mFRR kapacitetsmarked |
| 11:30 | 5) Rollen som uafhængig Aggregator og fleksibilitet |
| 12:00 | 6) Ny Selvbetjeningsportal |
| 12:15 | Frokost |
| 13:00 | 7) Beredskab for balanceansvarlige med regulerbare anlæg |
| 13:15 | 8) Markedsstart for FCR-D nedregulering i DK2 |
| 13:30 | 9) Prognosticerede behov i samspil med Behovsvurderingen 2023 |
| 14:30 | 10) Dynamisk dimensionering |
| 15:00 | Evaluering 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)	Indkøb af langsomme reserver i DK2			Energinet ønsker at indkøbe langsomme reserver i DK2 så længe der er langsomme anlæg til rådighed.
2)	Nyt balanceunivers giver overblik over vigtige data i systemydelsesmarkedet		Indkøb og udbud	
3)	Udgivelse af prognosticerede behov i samspil med behovsvurderingen 2023	Udgivelse d. 1. november 2022		Mere info om dette præsenteres ved punkt 9 på dagsordenen for Aktørarbejdsgruppemødet for systemydelser.
4)	Øget antal af kontroller			
5)	Høring af opdaterede udbudsbetingelser for mFRR kapacitetsmarkedet	Forventes at komme i høring slut juni / start juli 2022. Sendes til FSTS i september 2022.		De opdaterede udbudsbetingelser sker som forberedelse til det kommende nordiske mFRR kapacitetsmarked.
6)	Høring af metoderne for det nordiske mFRR kapacitetsmarked	Forventes at komme i høring slut juni 2022 (høringsdeadline 22. august 2022). Sendes til de nordiske regulatorer i september 2022.		Der afholdes webinar i forbindelse med høringen forventeligt den 11. august 2022.

AFSKAFFELSE AF EFFEKTUBALANCEAFREGNING

Resulterende ændring til
køreplansindmeldinger

Anne Nielsen & Line Kamp Bräuner

EFFEKTUBALANCEAFREGNING

Afskaffes og erstattes ikke af anden afregning

- Energinet har behov for retvisende køreplaner for at sikre den mest effektive balancering af elsystemet. Køreplanerne skal derfor fortsat være retvisende og opdaterede.
- Markedets aktører har i dialogen omkring en ny model for afregning af forskelle mellem køreplan og faktisk performance givet udtryk for, at kvaliteten og opdateringsfrekvensen af køreplaner er uafhængig af afregning.
- For at minimere administration, sikre at alle aktører behandles lige og fjerne unødvendig indgriben, afskaffes effektubalanceafregningen og erstattes i stedet af alternative metoder til at kontrollere kvaliteten af køreplanerne.
- Det er Energinets forventning, at kvaliteten af køreplanerne bliver opretholdt selvom effektubalanceafregningen afskaffes. I det tilfælde, at kvaliteten forringes udover det tilladelige, har Energinet mulighed for at sanktionere aktører enkeltvis.

KØREPLANER

- Energinet indarbejder m-FRR-planer
- Enkeltkøreplaner for VE-anlæg ≥ 10 MW
- Definition af ikke regulerbare anlæg (VE)
- Direkte linjer
- Strukturelle data

Strukturelle data - hvilke

	Ikke regulerbare anlæg (VE)	Regulerbare anlæg
Produktion ≥ 10 MW	Enkeltpplaner Nedlukningsplan	Enkeltpplaner Strukturelle data: Reaktiv effekt
Produktion < 10 MW	Sumplaner pr. "brændselstype" Nedlukningsplan	Sumplaner pr. brændselstype

Direkte linjer

Enkeltpplaner pr.
brændselstype

Strukturelle data - hvilke

OPTIMERING AF INDKØB AF MANUELLE RESERVER

Henning Parbo & Line Kamp Bräuner

NY PROCEDURE BLEV TAGET I ANVENDELSE MEDIO MAJ 2022

Den nye procedure tager udgangspunkt i det samlede behov for mFRR-kapacitet i DK1+DK2, men indkøbet foretages i den landsdel, hvor det er billigst, under hensyntagen til den ledige kapacitet på Storebæltsforbindelsen (*NB: Ingen reservationer af transmissionskapacitet*).

- Tre kriterier for brug af proceduren:

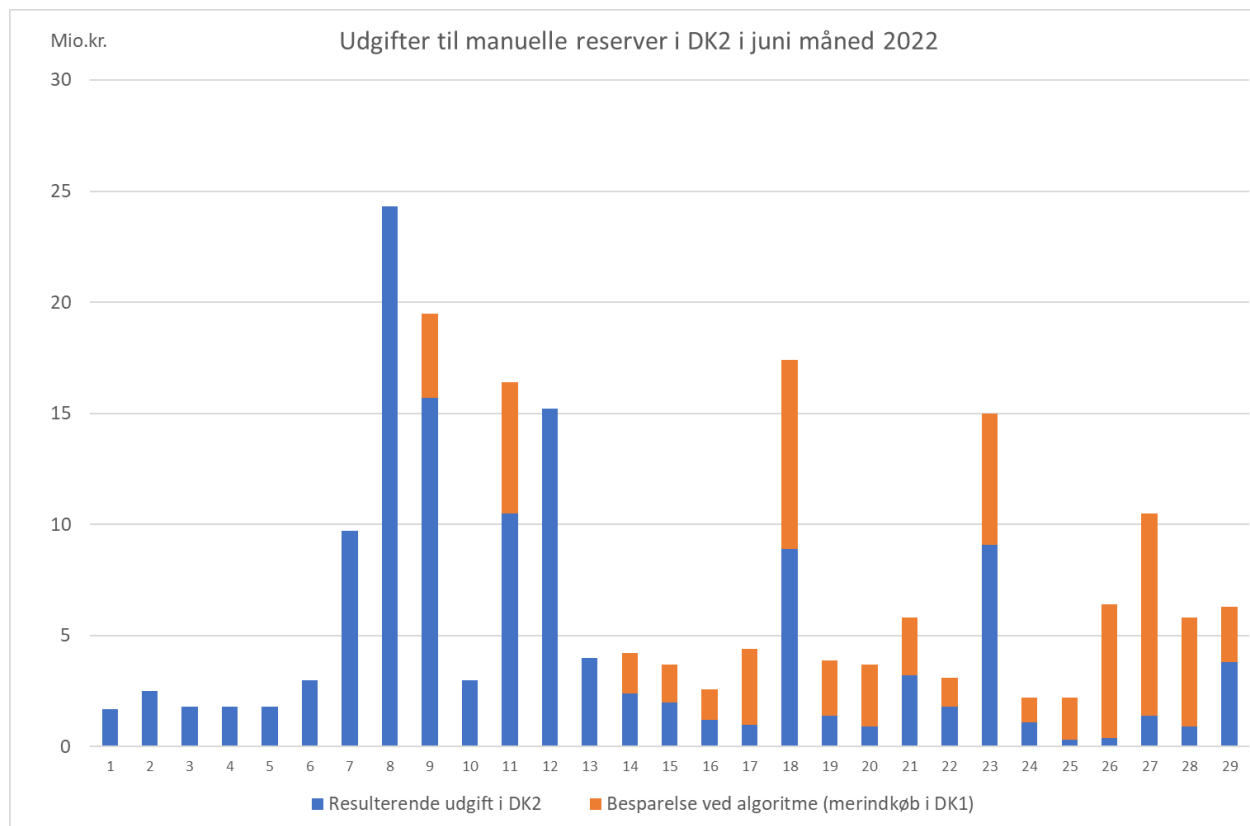
- Der foreligger oplysning om, at Kyndbyværkets blok 22 ikke vil være fuldt tilgængelig i kommende driftsdøgn
- Hvis restkapaciteten i DK2-auktionen er mindre end 50 MW
- Hvis forskellen mellem marginalprisen i DK1- og DK2-auktionen har været væsentlig – i praksis: 500 kr/MW/h

- Yderligere restriktioner:

- Proceduren er kun aktiv i én retning – nemlig overførsel af reserver fra DK1 til DK2.
- Proceduren sættes kun i værk i de timer, hvor prognosen for flow på Storebælt går fra DK2 til DK1
- Den maksimal udveksling af reserver er begrænset til 150 MW
- Proceduren effektueres kun, hvis det økonomiske resultat for døgnet forbedres med min. 500.000 kr.

DEN NYE PROCEDURE HAR FORELØBIG VÆRET I ANVENDELSE I 19 DAGE

- 19/5: Kyndby blok 22 til revision
- 9/6, 11/6 & 14/6: Restkapacitet mindre end 50 MW
- 15/6 – 29/6: Forskellen i marginalpris større end 500 kr./MW/h



Samlede udgifter til mFRR-reserver i dagsauktionen i perioden 1.-29. juni.

DK1: 1,0 mio.kr. (gns. køb 332 MW)

DK2: 134,8 mio.kr. (gns. køb 245 MW)

Besparelse ved ny procedure: 67,1 mio.kr.

HAR FORSYNINGSTILSYNET FORLODS GODKENDT DEN NYE PROCEDURE?

Energinet vurderede indledningsvis, at der ikke var tale om en ny, anmeldelsespligtig metode.

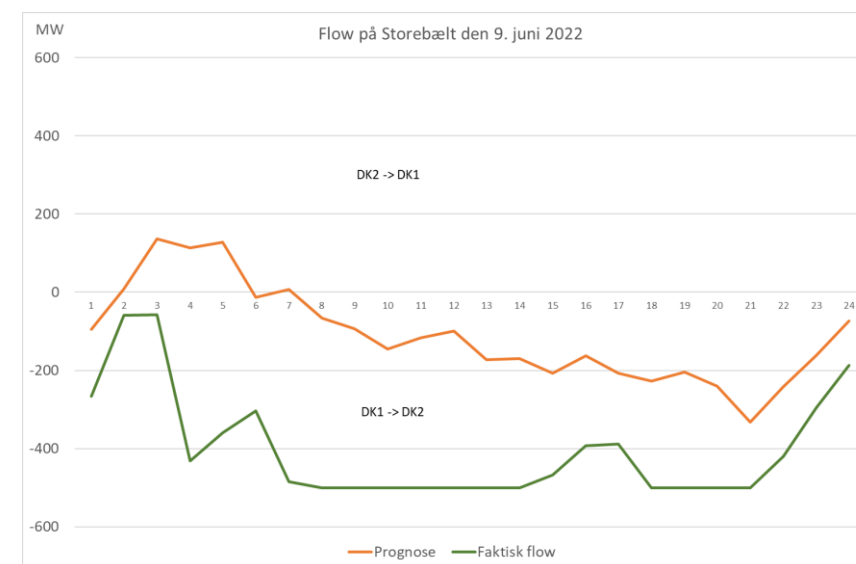
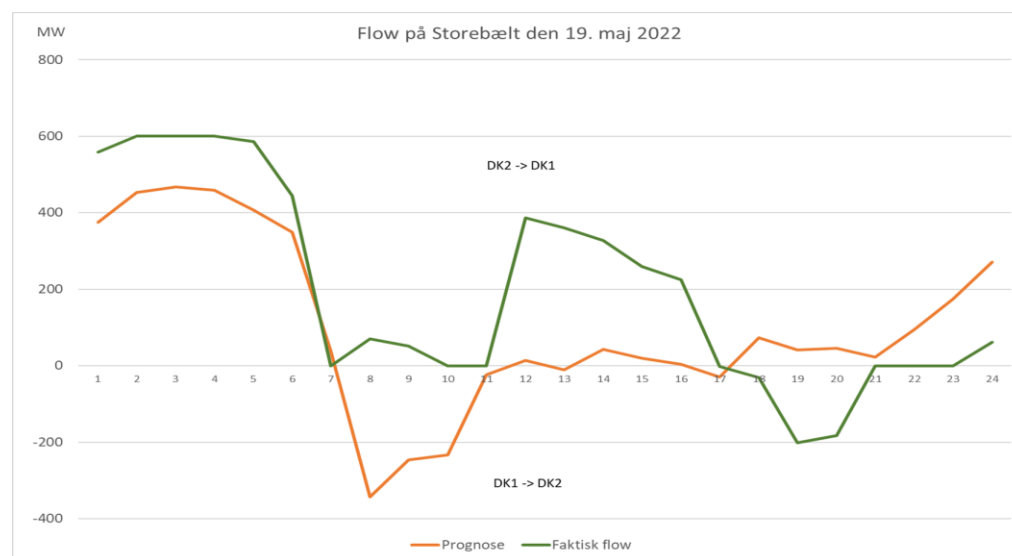
Forsyningstilsynet blev orienteret om den nye procedure inden ibrugtagning.

Drøftelserne med Forsyningstilsynet pågår, idet Forsyningstilsynet har udbedt sig flere detaljer om den nye procedure.



HVAD GØR ENERGINET HVIS FLOWPROGNOSEN IKKE HOLDER STIK?

Prognosen for flowet på Storebælt er behæftet med betydelig usikkerhed!

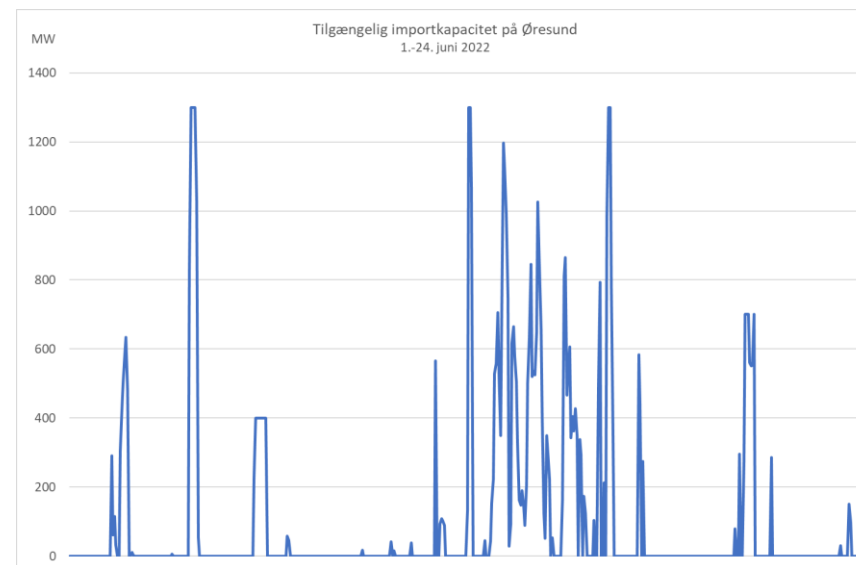
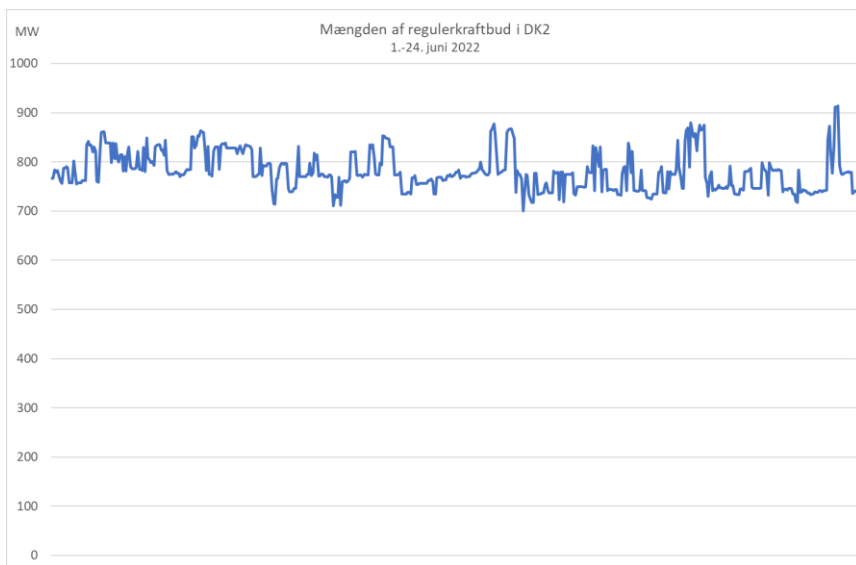


Undertiden kan spot- og intradaymarkedet forhindre fri overførsel af reserver fra DK1 til DK2.

HVAD GØR ENERGINET HVIS FLOWPROGNOSEN IKKE HOLDER STIK?

Energinet har en række mitigerende tiltag, hvis der måtte blive behov for aktivering af regulerkraft, og det ikke er muligt at trække mFRR-reserver fra DK1 til DK2:

- Mængden af regulerkraftbud i DK2 (reserverede + frivillige bud)
- Import af nordisk regulerkraft via Øresundsforbindelsen
- Mulighed for tvungen loop-flow med henblik på at frigøre kapacitet på Storebælt



DEN VIDERE PLAN

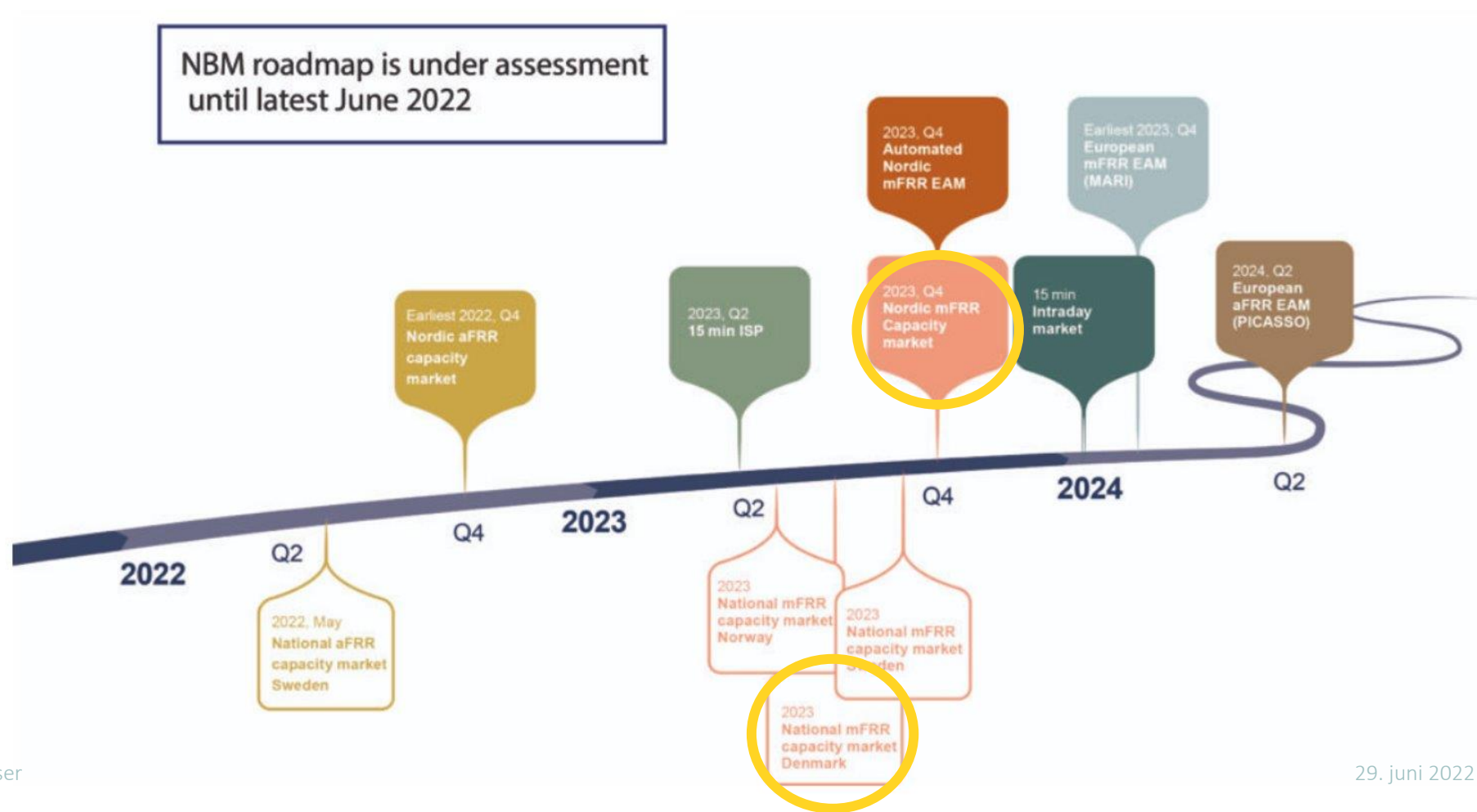
- Den nye procedure er en forløber for den generelle metode, hvor reserver indkøbes på tværs af budzoner.
- Proceduren har været i anvendelse 16 gange på en måned – dvs. hver anden dag.
- Proceduren har sikret den nødvendige reservekapacitet og reduceret de samfundsøkonomiske leveringsomkostninger.
- Der har ikke været driftsmæssige udfordringer forbundet med proceduren.
- Energinet har til hensigt at anvende den håndholdte procedure frem til det tidspunkt, hvor den generelle metode med reservationer af transmissionskapacitet kan tages i anvendelse – formentlig i løbet af 2023.

mFRR KAPACITETSMARKED - NATIONAL OG NORDISK

NBM-projektet

Sisse Friis Hansen, Systemydeler

OPDATERET NBM-ROADMAP



”NYT” NATIONALT mFRR
KAPACITETSMARKED

”NYT” NATIONALT mFRR KAPACITETSMARKED

- Energinet vil ændre udbudsbetingelserne for det nationale mFRR kapacitetsmarked som forberedelse til det nordiske mFRR kapacitetsmarked.
- Det nationale mFRR kapacitetsmarked tager udgangspunkt i reglerne for det godkendte nordiske aFRR kapacitetsmarked – herunder anvendelse af samme platform (Fifty Nordic MMS)
- Energinet forventer at sende de nationale udbudsbetingelser i høring i slutningen af juni / start juli 2022
- Energinet forventer at sende de nationale udbudsbetingelser til Forsyningstilsynet i september 2022
- Det opdaterede udbudsbetingelser forventes at træde i kraft i maj/juni 2023
 - Herunder ændringen til platformen Fifty Nordic MMS

NATIONALT mFRR KAPACITETSMARKED (1/2)

Generelle regler:

- Daglige auktioner afholdt D-1.
- Efterspørgsmål er opgjort i MW per retning per budzone.
 - Energinet forventer fortsat kun at købe opregulering.
- De generelle regler, indmeldelsesprocessen, etc. vil være de samme som for det fælles nordiske aFRR kapacitetsmarked.

Gate Opening og Closure Time:

- The Gate Opening Time (GOT) er sat til 00:00 (CET) D-7.
- The Gate Closure Time er sat til 7:30 (CET) D-1.

Budkrav:

- mFRR kapacitetsmarkedet anvender timebud.
- mFRR kapaciteten der er købt i mFRR kapacitetsmarkedet skal være tilgængelig med den samme kapacitet i hele timen i mFRR Energiaktiveringsmarkedet.
- mFRR energibud være direkte aktiverbare i hele timen.

NATIONALT mFRR KAPACITETSMARKED (2/2)

Budstørrelse:

- Standard mFRR kapacitetsbud vil blive anvendt.
- Minimum budstørrelse er 1 MW.
- Maximum budstørrelse er 999 MW for delelige bud.
- Maximum budstørrelse er 50 MW for udelelige bud.
- Aktøren skal angive om det pågældende bud er deleligt eller udeleligt.

Prisfastsættelse:

- Marginalpris (pay-as-cleared).
- Den timelige marginalpris er angivet som den højeste af:
 - Den højeste accepterede budpris i budzonen, eller
 - Den importerede budpris.
- Valutaen er EUR, og prisenheden er EUR/MW/h.

Budtyper:

- Blokbud
- Eksklusive bud
- Eksklusive bud på tværs af markeder (aFRR og mFRR)
- Bud der er linkede op/ned er ikke tilladt jf. ACER.
 - Energinet forventer fortsat kun at købe opregulering

INDKØB AF NATIONALT mFRR KAPACITET

- Indkøbet sker nationalt for at opfylde det nationale mFRR-behov pr. budzone (og retning).
- Fifty Nordic MMS optimerer indkøbet på tværs af DK1 og DK2 ved at anvende alle mFRR kapacitetsbud.
- Det vil blive reserveret op til 10 % af transmissionskapaciteten mellem DK1 og DK2 (Storebæltsforbindelsen) til udveksling af mFRR kapacitet.
 - Hvis mFRR-kapacitetsbehovet ikke kan opfyldes indenfor de 10 % reservation, kan reservationen øges til 20 %.
- I tilfælde af, at Flowbased endnu ikke har været i stand til at beregne kapaciteten i henhold til kravene i ACER-beslutningen 21/2020 vil der blive indkøbt per budzone.

INDKØB UDENFOR FIFTY NORDIC MMS

- mFRR behovet vil blive indkøbt på to forskellige måder:
 - mFRR behovet der opfylder kravene for standardproduktet defineret af ACER (100 % i DK1, minimum 40 % i DK2) – de daglige auktioner for mFRR kapacitet
 - mFRR behovet der ikke opfylder kravene for standardproduktet defineret af ACER (op til 60 % i DK2) – månedsindkøbet for mFRR kapacitet
- Den nordiske platform (Fifty Nordic MMS) vil kun blive anvendt til mFRR kapacitetsmarkeder der opfylder kravene for standardproduktet (de daglige auktioner)

NORDISK mFRR KAPACITETSMARKED

mFRR KAPACITETSMARKED – NORDISK (1/2)

- Metoderne for nordisk mFRR kapacitetsmarked er udarbejdet ud fra Artikel 33, Artikel 34 og Artikel 38 i EB GL. Metoderne:
 - Ligner de godkendte metoder for det nordiske aFRR kapacitetsmarked.
 - Vil blive sendt i høringen i slutningen af juni 2022.
 - Vil blive sendt til de nordiske regulatorer i begyndelsen af september 2022.
- De nordiske regler vil blive inkluderet i de nationale udbudsbetingelser.
- Det nordiske mFRR kapacitetsmarked forventes at gå live i Q4 2023.

mFRR KAPACITETSMARKED – NORDISK (2/2)

- Fifty Nordic MMS vil optimere indkøbet på tværs af alle nordiske budzoner ved at anvende alle mFRR kapacitetsbud.
- Det vil blive reserveret op til 10 % af transmissionskapaciteten mellem budzonerne til udveksling af aFRR og mFRR kapacitet.
 - Hvis kapacitetsbehovet ikke kan opfyldes indenfor de 10 % reservation, kan reservationen øges til 20 %.
- Antagelsen er at den reserverede kapacitet til blive tildelt aFRR kapacitetsmarkedet først, og derefter mFRR kapacitetsmarkedet.

ROLLEN SOM UAFHÆNGIG AGGREGATOR OG FLEKSIBILITET

*Karsten Feddersen (kaf@energinet.dk),
Systemværdi og Regulering, Systemansvar*

ELLEVERANDØR

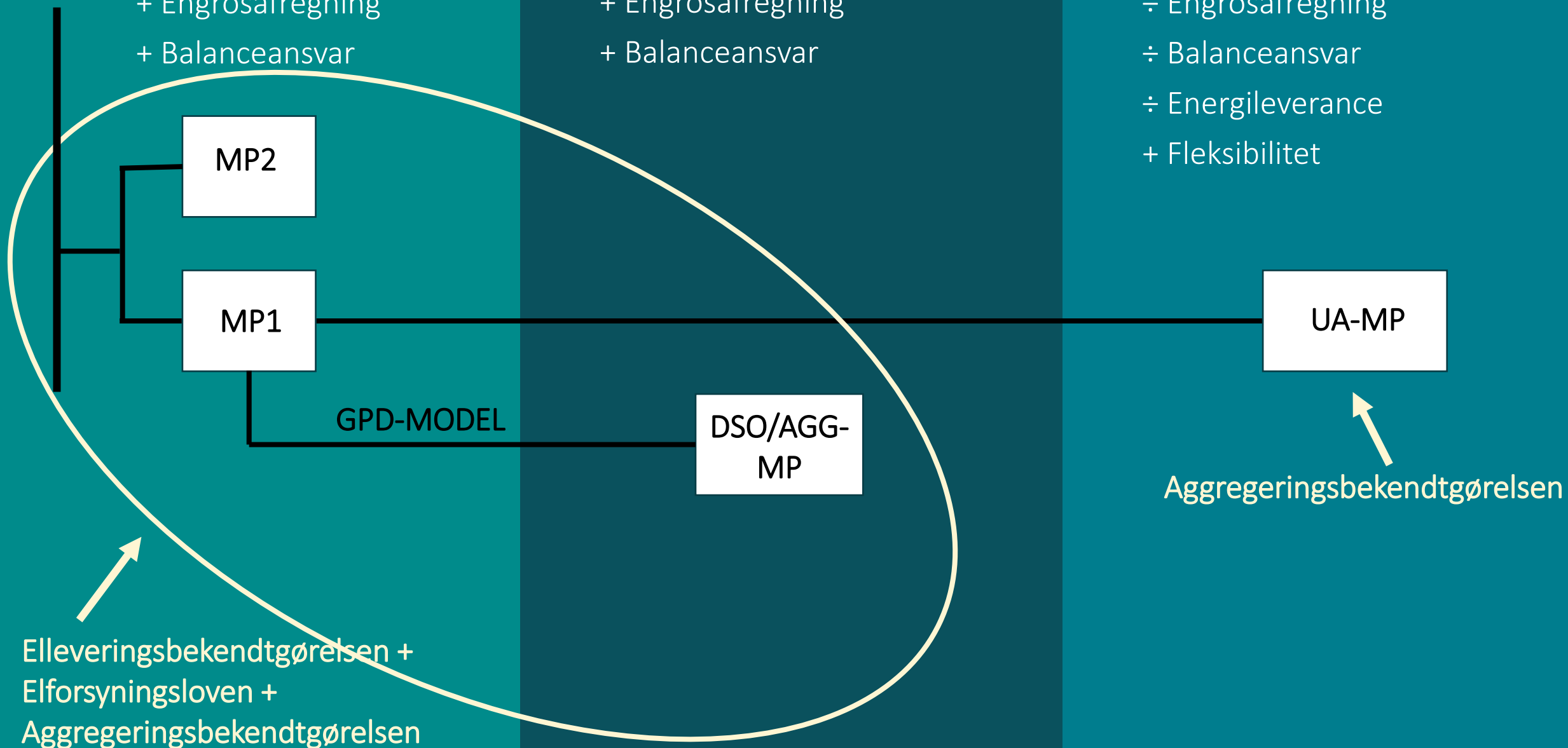
- + Leveringspligt
- + Engrosafregning
- + Balanceansvar

ELLEVERENDE AGGREGATOR

- ÷ Leveringspligt
- + Engrosafregning
- + Balanceansvar

UAFHÆNGIG AGGREGATOR

- ÷ Leveringspligt
- ÷ Engrosafregning
- ÷ Balanceansvar
- ÷ Energileverance
- + Fleksibilitet



UAFHÆNGIGE AGGREGATORER

Uafhængig aggregatorvirksomhed: En aggregatorvirksomhed som ikke er tilknyttet den aktive kundes elhandelsvirksomhed

Energinet har afholdt to workshops med ekstern deltagelse

- Juni 2021 – Data & metoder
- September 2021 – Kompensation og korrektion

Indførsel af Energinet regulering af uafhængige aggregatorer har afsæt i Aggregeringsbekendtgørelsen.

Regulering af uafhængige aggregatorer omfatter alene uafhængige aggregatorer der leverer energibærende systemydelser.

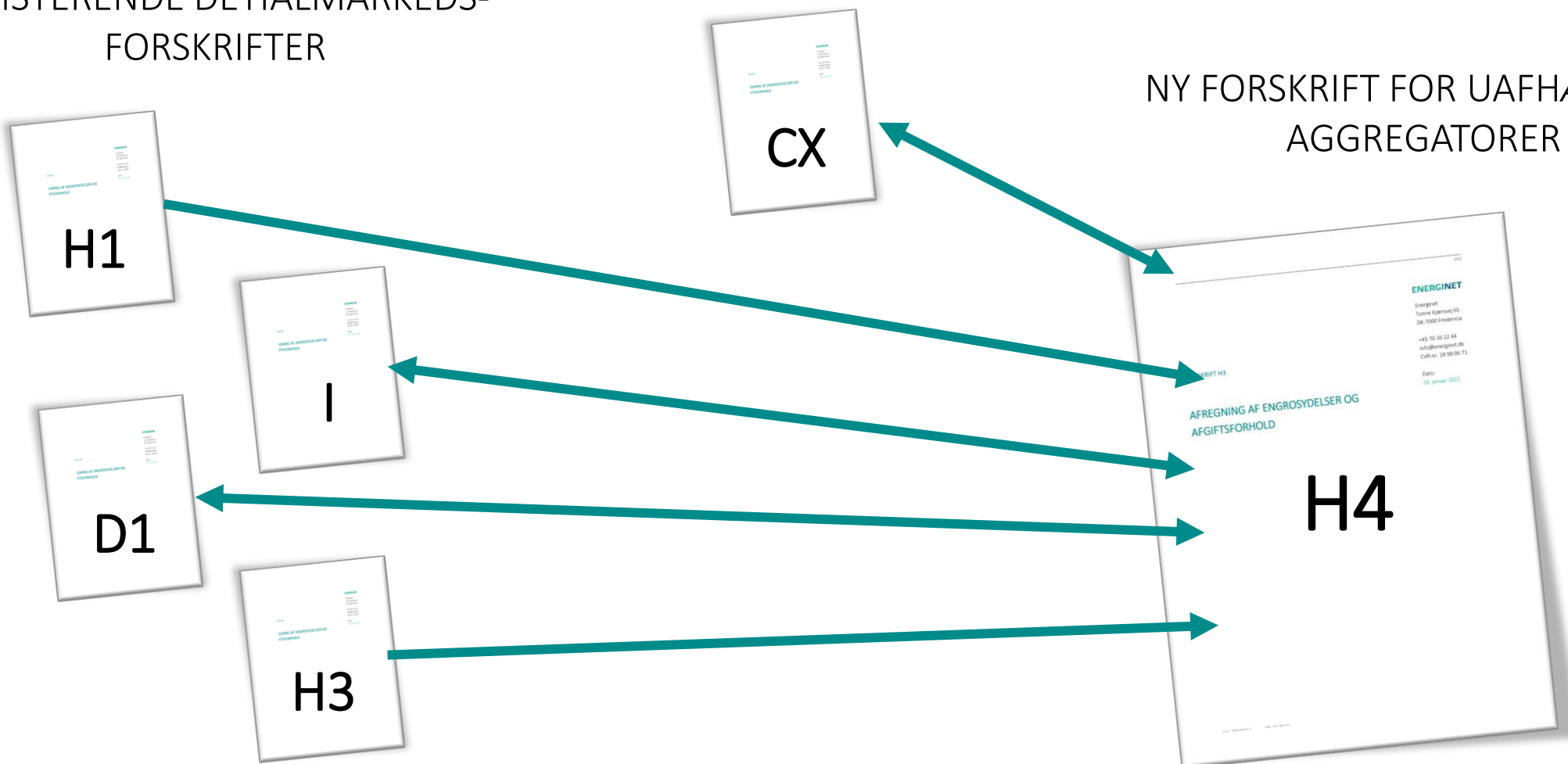
Kompensation og korrektionsmodellen sikrer, at den uafhængige aggregator afregnes korrekt uden økonomisk påvirkning af de balanceansvarliges ubalanceafregning.

FORSKRIFT H4 – UAFHÆNGIG AGGREGATOR

EKSISTERENDE DETIALMARKEDS-
FORSKRIFTER

SYSTEMYDELSER

NY FORSKRIFT FOR UAFHÆNGIGE
AGGREGATORER



UAFHÆNGIG AGGREGATOR - UDVIKLINGSBEHOV I FORSKRIFTER OG DATAHUB MV

Nye tiltag for uafhængig aggregator	Forskrift	IT-udvikling
Ny aktørrolle i markedet	H4, D1, I	DataHub
Skal kunne oprette/nedlægge dedikerede child målepunkter	H4, I	DataHub
Data fra child målepunkt skal være tilgængelig for NV (option for NV)	I	DataHub, (NV)
Data må IKKE tilgås af EL	I	DataHub
Indsende tidsserier på egne målepunkter	H4, D1	DataHub
Tidsserier fra child-målepunkter skal opsummeres per BRP per EL og sendes til eSett og BRP	D1	DataHub, eSett
Rykkerprocedurer på child-målepunkter til UA	D1	DataHub
Adgang til DH 3.x – opslag på parent målepunkter ligesom en potentiel EL	H4	DataHub
Adgang til GUI+beskeder ligesom øvrige aktører i DataHub (NV, EL, BRP)		DataHub
Stamdatakontrol af 400 målepunkter	I	DataHub
Ved flytning og leveranceophør på hovedmålepunkt skal UA adviseres om ændrede kundeforhold	H4	DataHub
Kompensation og korrektion af ubalancer i ubalanceafregningen	C2	eSett
Data skal være synlig i Eloverblik		Eloverblik.dk

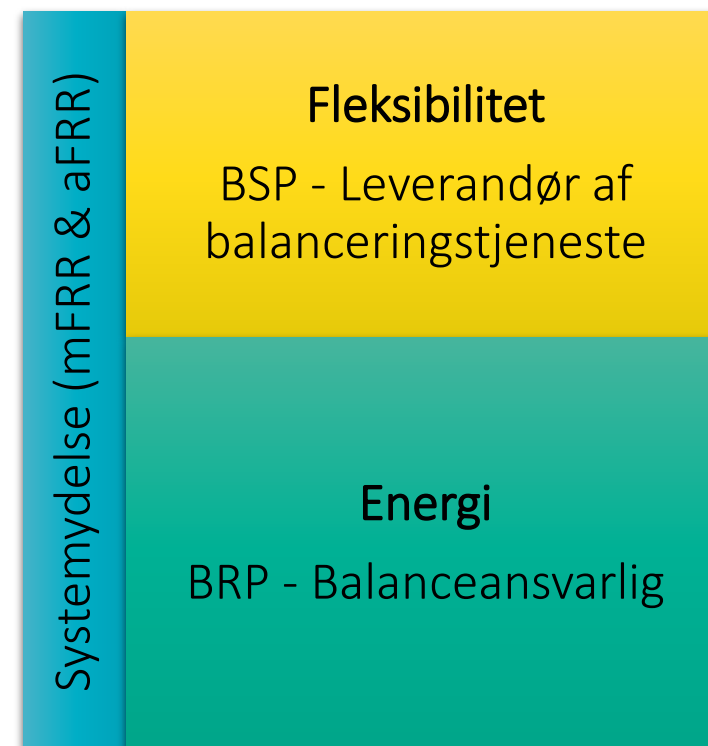
UAFHÆNGIGE AGGREGATORER

Behov for regulering af uafhængige aggregatorer, når de leverer energibærende systemydelser mFRR & aFRR til Energinet

Grundforudsætning for elsystemet: Al energi der flyder i nettet skal balanceres

Nyt markedstiltag: Den samlede levering af både energi og fleksibilitet splittes op i to elementer, så uafhængig aggregator vil kunne levere energibærende systemydelser til Energinet uden at være ansvarlig for energidelen - de leverer kun fleksibiliteten.

Muligheden for at undgå balanceansvar for energien i energibærende systemydelser kræver forpligtelser for uafhængige aggregatorer overfor markedet for at efterleve *polluter pays princippet* (finansiel ansvarlig for ubalancer)



INDSAMLING AF DATAGRUNDLAG FOR UAFHÆNGIGE AGGREGATORER

Data skal indsendes af den uafhængige aggregator og sendes til DataHub
Markedsprocesser skal tilpasses/indpasses



Markeds- målepunkt

Målepunktet er i DataHub af typen forbrug (E17) eller produktion (E18) og der er altid tilknyttet en balancesansvarlig og en elleverandør til elleverancen

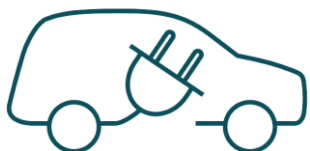
Samme metode
kan anvendes
ved rebound



Fleksibel enhed
– aktiveret
energi

Krav - Aggregators målepunkt med de aktiverede energimængder for hver enhed som samlet svarer til de solgte systemydelser

Time 17	Time 18	Time 19	Time 20	Time 21	Time 22
0	0	11	11	0	0



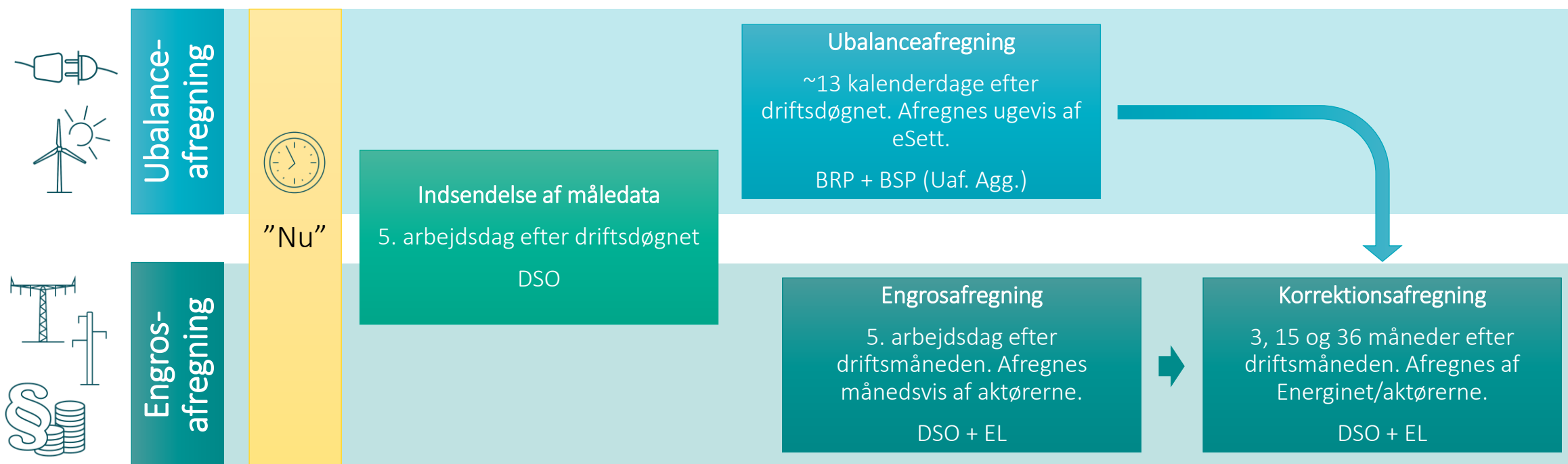
Fleksibel enhed
– faktiske
forbrug eller
produktion

Frivillig - Aggregators målepunkt med det faktiske forbrug eller den faktiske produktion for den fleksible enhed

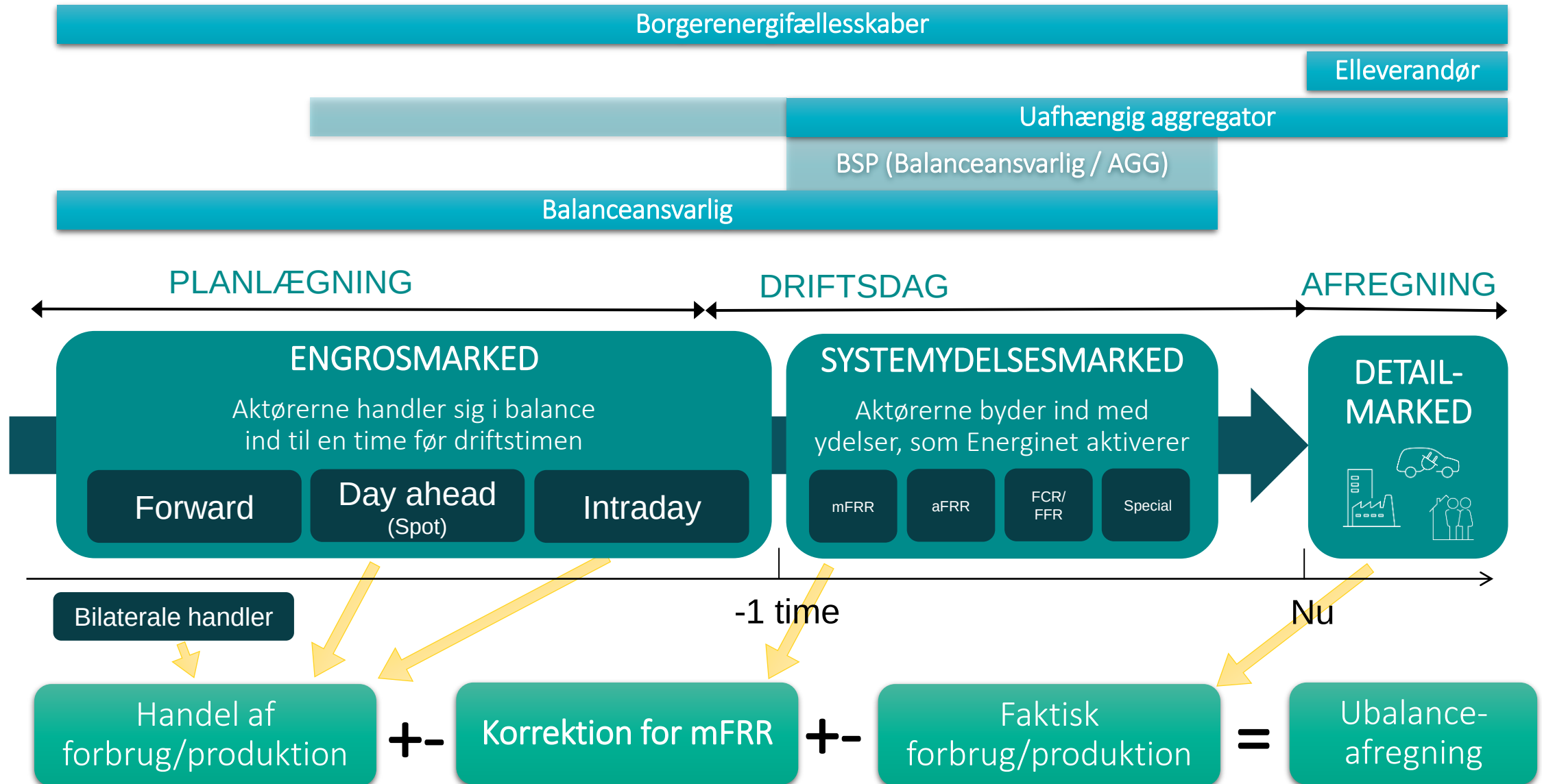
Time 17	Time 18	Time 19	Time 20	Time 21	Time 22
5	11	0	0	11	11

MARKEDSAFREGNING

Afregning af elmarkedet er delt i afregningssporene ubalanceafregning for energierne og engrosafregning for transport og afgifter



UGENTLIG UBALANCEAFREGNING



PRISSÆTNING OG "KOMPENSATION"

For 1-pris ubalanceafregningen

Ubalancepris = mFRR / Regulerkraftpris

Hvis der ikke er aktiveret systemydelser er ubalanceprisen = spotprisen

Ved **op**regulering (mere produktion / mindre forbrug) er ubalanceprisen over spotprisen

Ved **ned**regulering (mindre produktionen / mere forbrug) er ubalanceprisen under spotprisen

Uafhængig aggregator modtager forskellen mellem spotprisen og ubalanceprisen, hvilket er betalingen for fleksibiliteten

Aktiveret energi afregnes (kompenseres) hos balanceansvarlig til spotpris uanset om der er tale om op- eller nedregulering.

Belønningen for at producere mere i sidste øjeblik

mFRR - opregulering

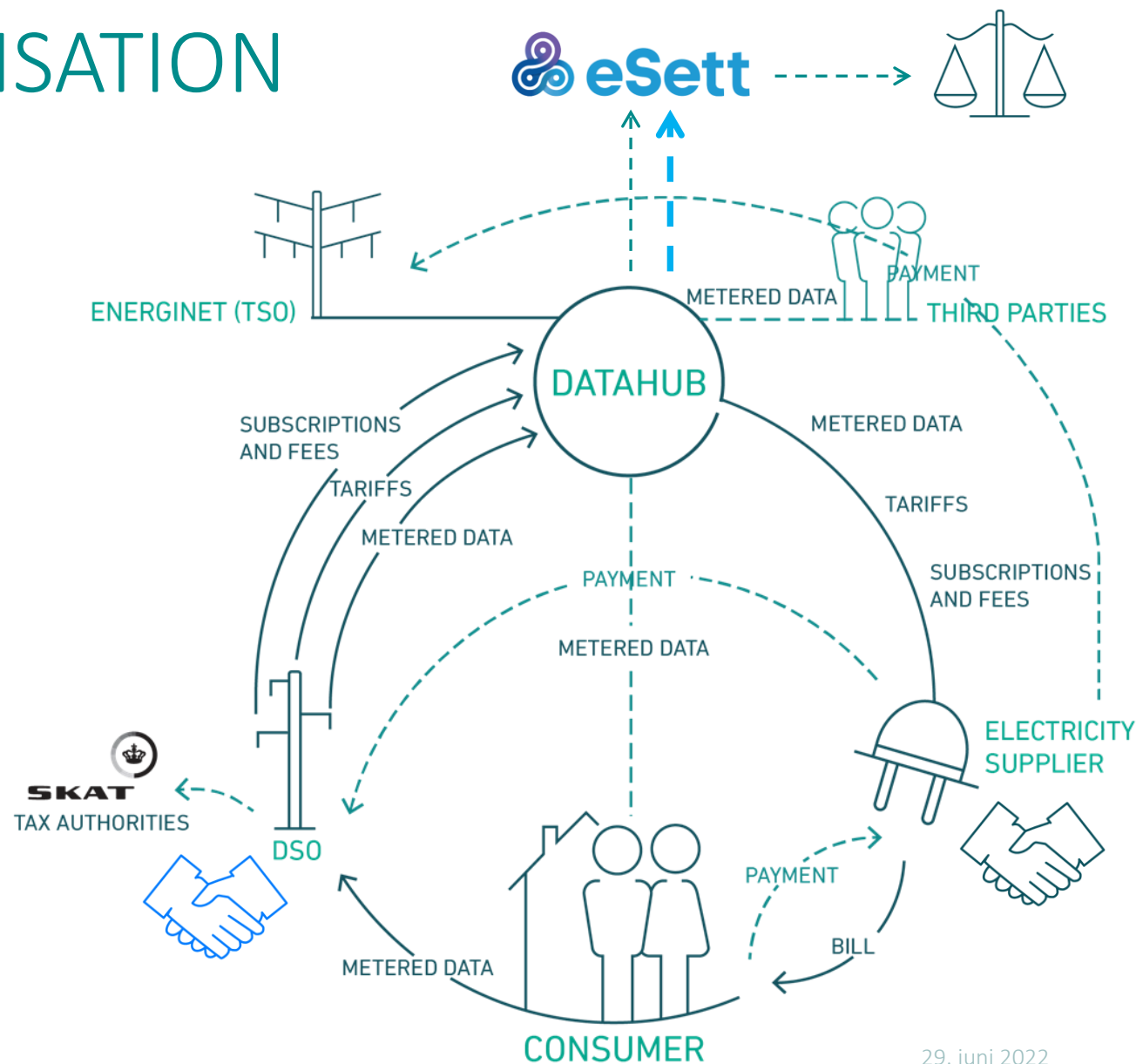
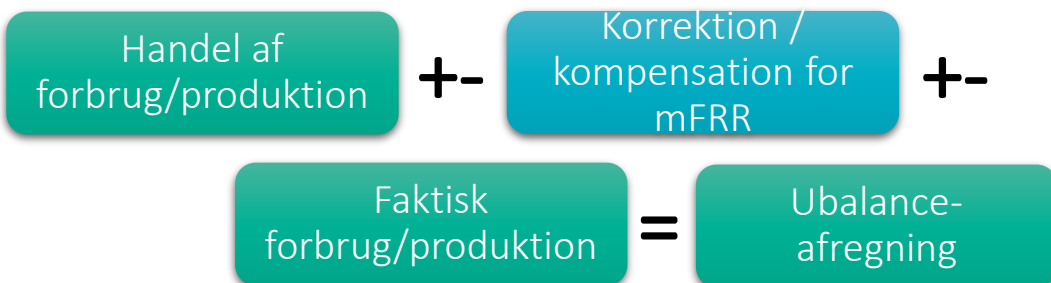
Spotpris

mFRR - nedregulering

Belønningen for at producere mindre i sidste øjeblik

KORREKTION + KOMPENSATION

- De summerede aktiveringer, der forårsager ubalancer, sendes til eSett og indgår i ubalanceberegningen per balanceansvarlige per elleverandør
- Ubalancer, hvoraf der betales ubalancegebyr, korrigeres for BSP-aktiveringer
- Handelsbalancer for den balanceansvarlige, der opstår som følge af BSP-aktivering, afregnes til spotprisen mod normalt ubalanceprisen
- Alle relevante data tilgår både den uafhængige aggregator og den balanceansvarlige



EKSEMPEL PÅ HÆNDELSES- OG AFREGNINGSFORLØB FOR KOMPENSATION OG KORREKTION

Hændelse i elsystemet påvirker den fysiske balance



Producent **SkyggeSol** forårsager udfald på 30 MW

Energinet køber 30 MW opregulering af systemydelsen mFRR



Uafhængig aggregator **RedderBalancen** aktiverer 30 MW ved at slukke elbilsopladning hos en række kunder

Data indsamles



RedderBalancen indsender data til DataHub for sine aktiveringer



DataHub opsummerer **RedderBalancen**s aktiverer per balanceransvarlig per elleverandør



Relevante data sendes til eSett

eSett foretager afregning



Energidelen af mFRR leverancen afregnes til de balanceansvarlige til spotpris (kompensation)



De balanceansvarliges ubalancer korrigeres for **RedderBalancen**s handlinger (korrektion)



Fleksibiliteten afregnes til **RedderBalancen** som forskellen mellem mFRR-prisen og spotprisen



SkyggeSols balanceansvarlig køber sin ubalance til mFRR prisen, samt betaler ubalancegebyr til Energinet for sin ubalance

Polluter pays princippet:

SkyggeSol er økonomisk ansvarlig for elsystemets ubalance (EU forordn. Artikel 5)

Kompensation- og korrektionsmodellen sikrer korrekt afregning mellem de balanceansvarlige og **RedderBalancen**

SPØRGSMÅL





NY SELVBETJENINGSPORTAL

Stephan Lyck Wöllner, Product Owner i Markedssystemer

PAUSE





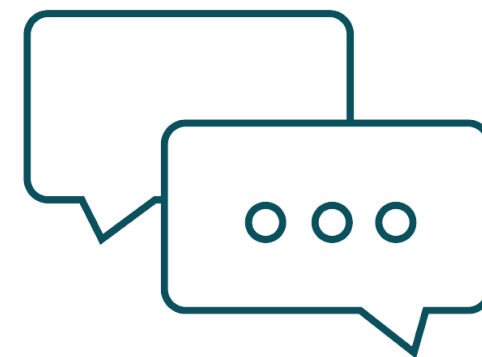
BEREDSKABSFORPLIGTIGELSER FOR BALANCEANSVARLIGE MED REGULERBARE ANLÆG

Morten Lange Reitz
*Seniordriftsvagt & Beredskabskoordinator
KontrolCenter – Elnet Overvågning*

BEREDSKABSFORPLIGTELSE FOR BALANCEANSVARLIGE MED REGULERBARE ANLÆG

Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar spiller en væsentlig rolle i elsektorens samlede beredskab bl.a. med formidlingen af information, som it-varsler og anden vigtig information, til og fra Energinet.

- BEK 2647 – Bekendtgørelse om it-beredskab for el- og naturgassektorerne
 - Omfatter elproduktions anlæg over 25 MW og Balanceansvarlige virksomheder
 - **Lovmæssige krav:** Balanceansvarlige aktører med balanceansvar for produktionsanlæg der leverer systemydelser til Energinet er forpligtiget til at overholde *Bekendtgørelse om IT-beredskab for el- og naturgassektorerne*, se [bekendtgørelse nr. 2647 af 28/12/2021](#).
- Vi inviterer til et uddybende møde senere i år
- Vi sikrer, at alle balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar har fået tilsendt gældende udgave "Kontrolstrukturen for det kollektive elforsyningsnet" (Ligger også på Energinets hjemmeside)
- "Beredskabsplan for elsektoren" Ligger på det lukkede beredskabssite (beredskab.ens.dk)



MARKEDSSTART FOR FCR-D NEDREGULERING I DK2

Erica Arberg, Systemydeler

ENERGINET VIL PÅBEGYNDE INDKØBET AF FCR-D NEDREGULERING D. 1. SEPTEMBER 2022

- Energinet og Svenska kraftnät har modtaget en godkendelse fra det danske og svenske tilsyn på det anmeldte markedsdesign for det fælles dansk/svenske FCR marked, som omfatter indkøb af systemydelserne FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering i Østdanmark (DK2) samt Sverige.
 - Godkendelsen kan findes her: [Afgørelse om en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af FCR i DK2 og i Sverige \(forsyningstilsynet.dk\)](#)
- Energinet vil derfor startende fra og med d. 1. september 2022 indkøbe 38 MW FCR-D nedregulering på det fælles dansk/svenske FCR marked, således det er muligt med nok indkomne bud.
 - Energinets andel for indkøb af FCR-D nedregulering er 2,74% af de 1400 MW (nordisk reference incident svarende til fuld eksport kapacitet på NordLink), svarende til 38 MW.
- Adgang til FCR-D nedregulerings markedet kræver prækvalifikation og godkendt test af det anlæg der ønsker at levere systemydelsen, se mere her:
 - [Adgang til systemydelsesmarkederne | Energinet](#)
 - [Prækvalifikation og test | Energinet](#)



PROGNOSTICEREDE BEHOV I SAMSPIL MED BEHOVSVURDERINGEN 2023

*Laura Louise Nørr Nielsen, Jesper Wonsbek Buck,
Lars Jakobsen & Sara Johannsen*

AGENDA

1. Baggrund/formål
2. Forudsætninger
3. Opbygning
4. FFR eksempel
5. Spørgsmål

BAGGRUND

- Udgives samtidig med Behovsvurderingen 2023 udgives d. 1. november 2022 på Energinets hjemmeside.
 - Behovsvurderingen udgives jf. *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (BEK nr 067 af 28/05/2021)*.
 - Kigger på behovet for opretholdelse af elforsyningssikkerheden, dermed behovet for systemydelser på kort sigt.
 - => Skal kunne læses i samspil, men også uafhængigt af hinanden.

FORMÅL

Formålet med rapporten er at **optimere kommunikationen** ift. forventninger til udviklingen i behovet for markedsudsatte systemydelser samt de tiltag der kan og vil implementeres.

Forhåbningen med rapporten er, at den kan bidrage til at **reducere de usikkerheder der forbindes med systemydelser**.

Vigtigt! Forventningerne er ikke en garanti for det fremtidige indkøb, men udelukkende bedste skøn på niveauet.

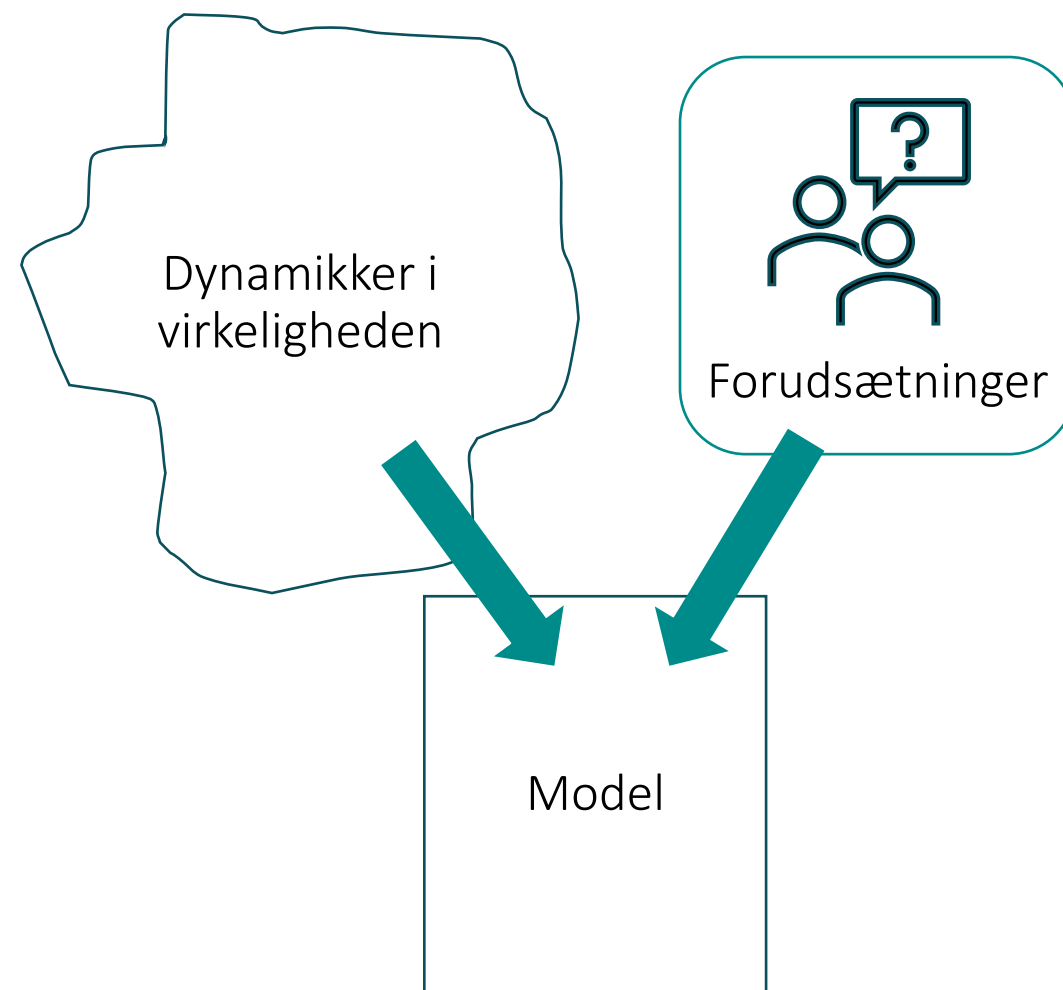
FORUDSÆTNINGER

Forecast af behov baseres på **meget usikre input** for fremtiden samt modeller der **simplificerer virkeligheden**.

Vi vil forsøge at basere input på nyeste tilgængelige forudsætninger (AFXX, TRENDP, Nordiske samarbejdsgrupper mv.).

Inputtet implementeres i Energinets eksisterende modeller og efterbehandles.

Rapporten vil i sin første version begrænse sig til perioden 2022-2032, og indeholde få scenarier.



1. Markedsgørelse af systemydelser

1.1 Status

1.1.1 Introduktion

1.1.2 2021/2022 status (inkl. beskrivelse af regulerkraftmarkedet + modhandel)

1.2 Forudsætninger

1.2.1 Prognose

2. Europæisk og nordisk perspektivering

2.1 Introduktion til Nordic Balancing Model (NBM)

2.1.1 mFRR EAM

2.1.2 ISP15

2.2 MARI og PICASSO

2.2.1 Kapacitet og energi indkøbes særskilt

2.2.2 Samfundsøkonomiske gevinster

2.3 Anden europæisk udvikling

3. Langsigtet markedsudvikling

3.1 Dynamisk dimensionering

3.2 Energiøerne

3.3 Effektubalanceafregning

3.4 Lokal fleksibilitet

3.5 Nyt aFRR markedsdesign

3.6 FCR-N asymmetrisk produkt

3.7 Core share kapacitetsindkøb

4. Nye aktører (PtX-anlæg, batteri-anlæg, solcelle-anlæg og andre teknologier)

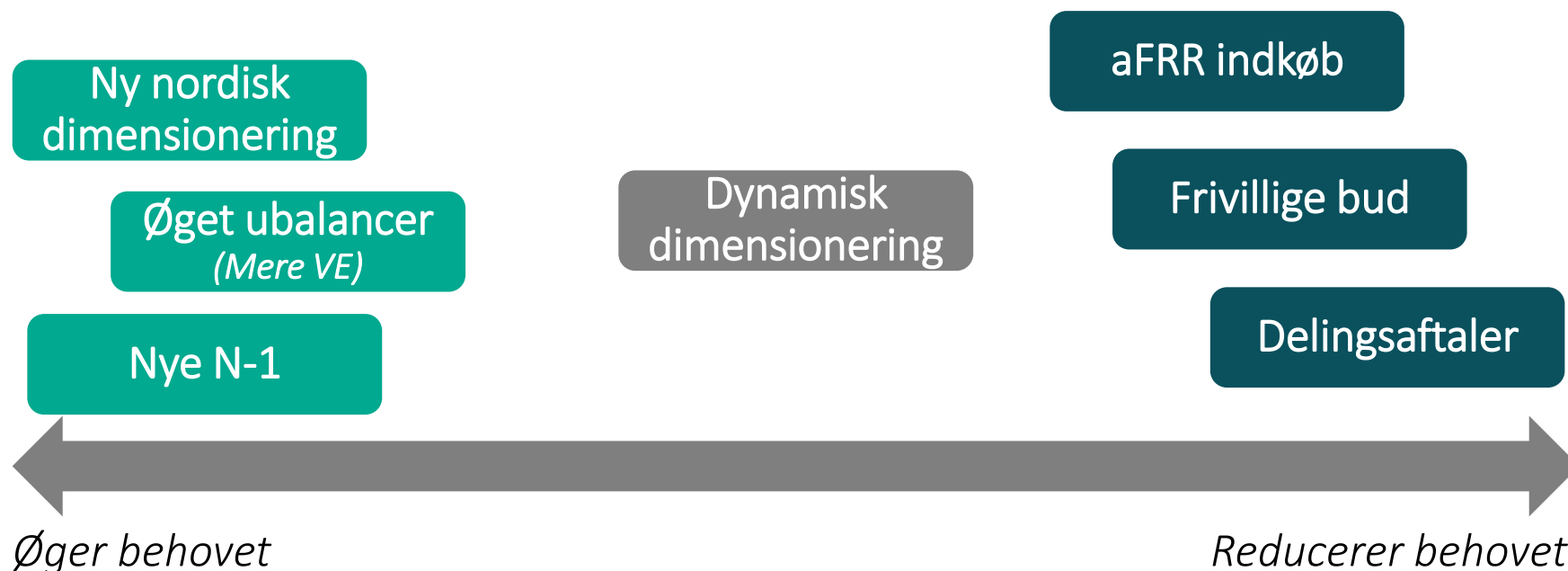
4.1 Tekniske muligheder

4.2 Forventet leveringspotentiale

4.3 Mulighed for markedsdeltagelse

KVALITATIVT EKSEMPEL MED MFRR KAPACITET

Rapporten vil forsøge at estimere og redegøre for alle tiltag der kan ændre på netto indkøbsbehovet (summen af alle understående elementer).



FFR FORELØBIG EKSEMPEL

Det nordiske FFR behov beregnes på baggrund af **modelleret inerti-niveau** for norden og gennem **fordelingsnøgle** giver et DK2 behov.

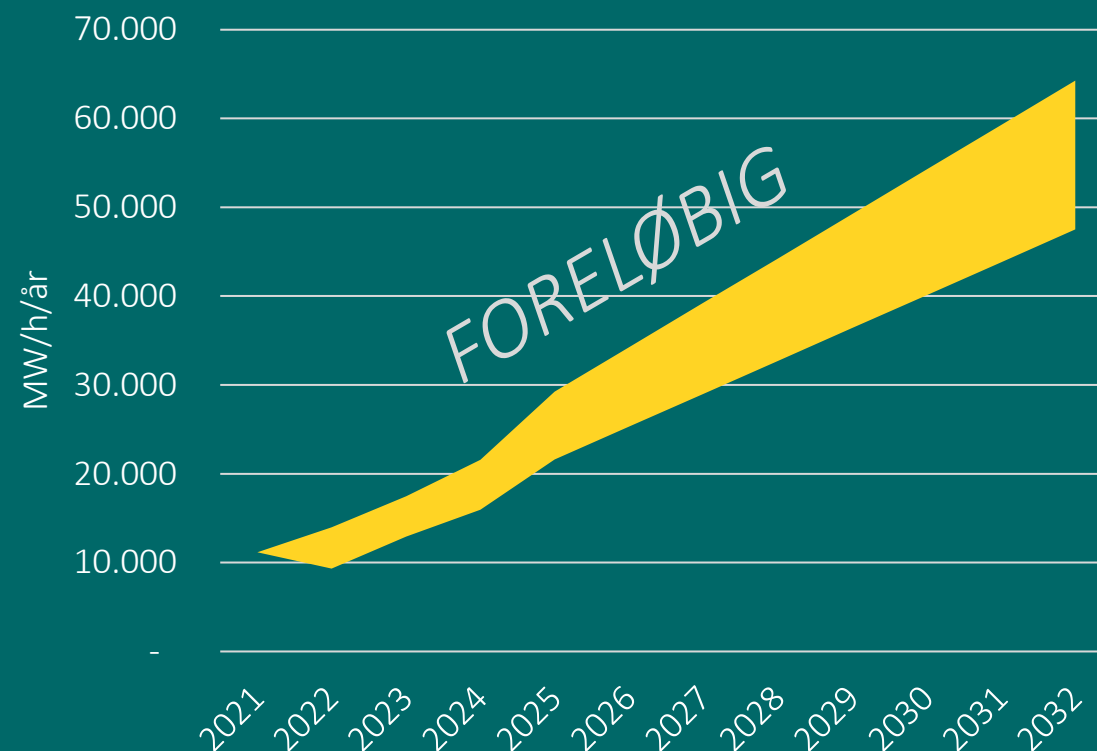
Udkastet til højre viser FFR behovet med ét modelscenarie med +/- 15%.

Rapporten vil altid vise netto-markedsbehovet, altså det behov Energinet har.

Evt. yderligere indhold under FFR-sektion:

- Lineær FFR
- Kommende tiltag – f.eks. Nordisk marked?
- Udvikling i godkendt FFR portefølje
- ...

PROGNOSE FOR DK2 FFR BEHOV



SPØRGSMÅL

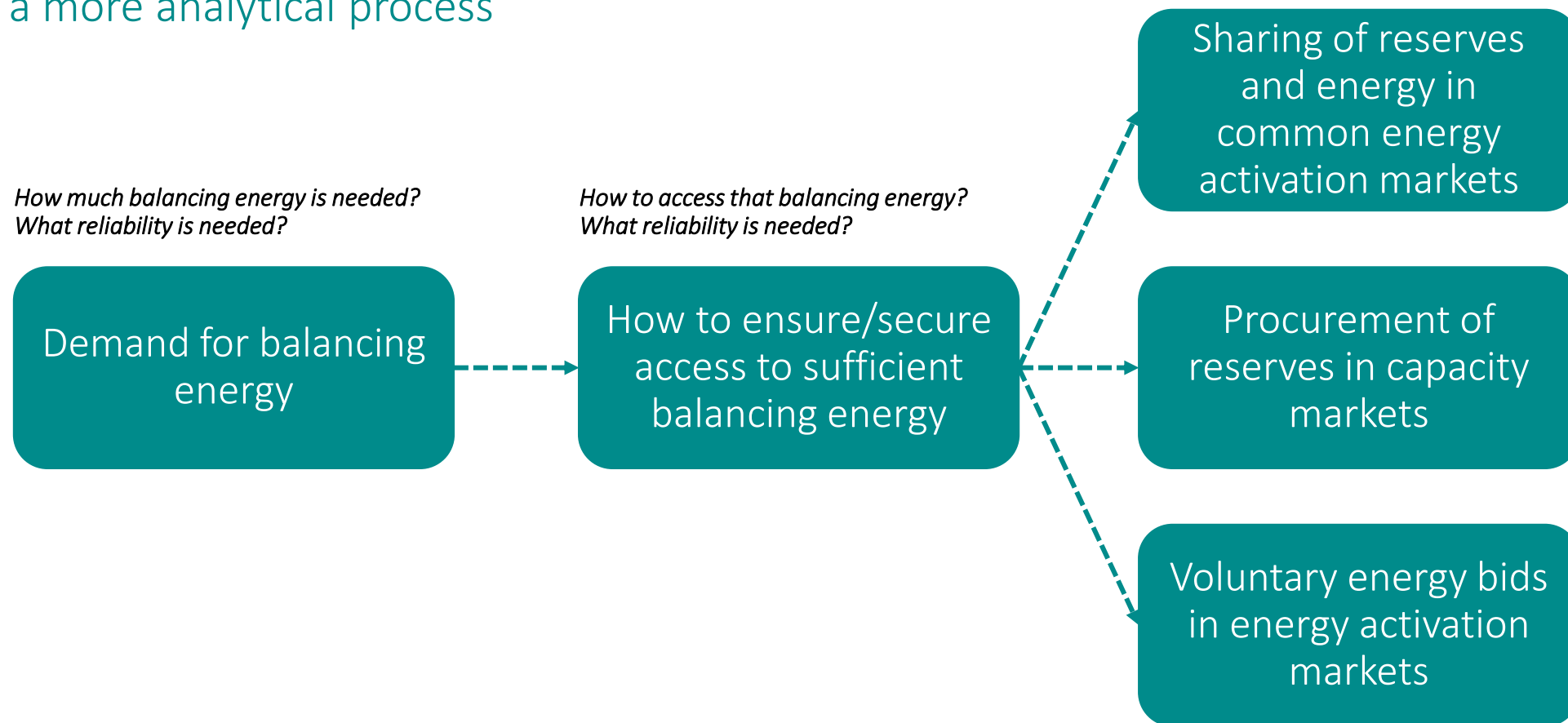


DYNAMISK DIMENSIONERING AF FRR

Thomas Dalgas Fechtenburg, Systemydeler

BALANCING RESERVES

Changes of the energy system dictates a more analytical process

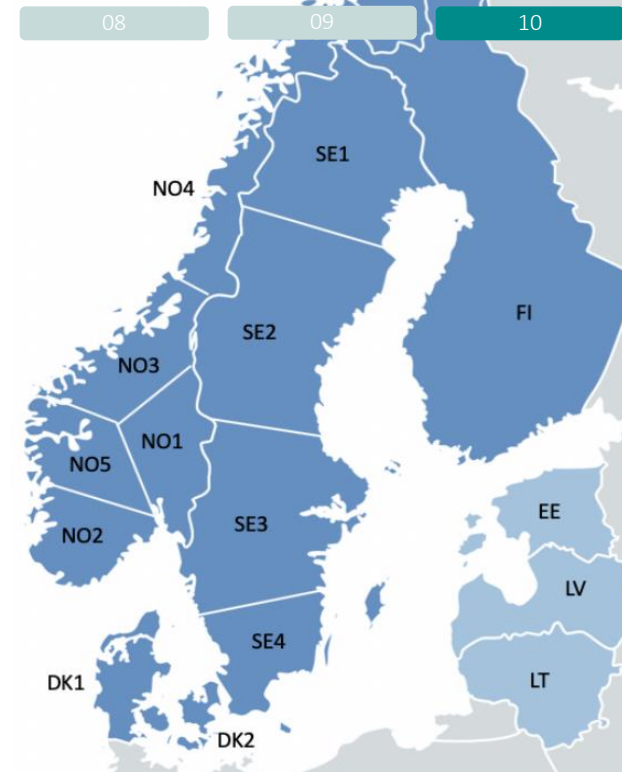


NEW NORDIC DIMENSIONING METHODOLOGY

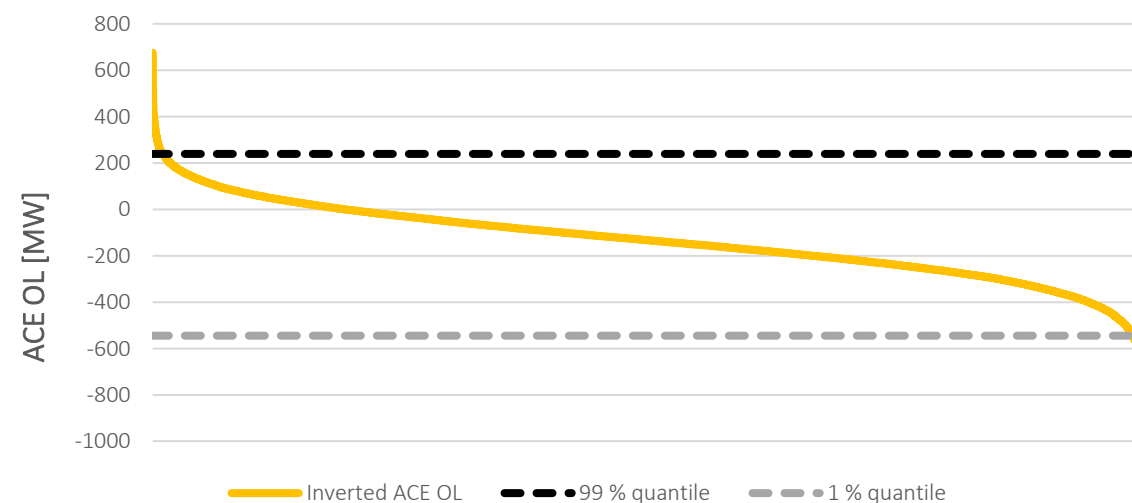
From: Dimensioning incident (N-1) per LFC area (bidding zone)

To: N-1 + historical imbalance quantile (9X %) per LFC area

As imbalances are increasing in size and frequency, and higher concurrency is expected



Duration curve of unregulated imbalance (ACE OL) in DK2, 2019-2021



GUIDELINES, SYSTEM OPERATION AND ELECTRICITY BALANCING

FREQUENCY RESTORATION RESERVES

Article 157

FRR dimensioning

1. All TSOs of a LFC Block shall set out FRR dimensioning rules in the LFC Block operational agreement.
2. The FRR dimensioning rules shall include at least the following:
 - Reference incident
 - Frequency restoration control error
 - Historical imbalances
 - Geographical limitations

Balancing capacity

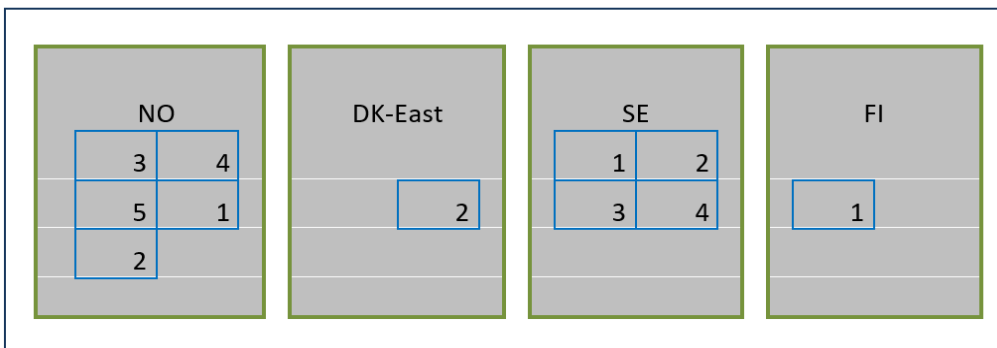
Article 32

Procurement rules

1. All TSOs of the LFC block shall regularly and at least once a year review and define the reserve capacity requirements for the LFC block or scheduling areas of the LFC block pursuant to dimensioning rules as referred in Articles 127, 157 and 160 of Regulation (EU) 2017/1485. Each TSO shall perform an analysis on optimal provision of reserve capacity aiming at minimisation of costs associated with the provision of reserve capacity. This analysis shall take into account the following options for the provision of reserve capacity:

- (a) procurement of balancing capacity within control area and exchange of balancing capacity with neighbouring TSOs, when applicable;
- (b) sharing of reserves, when applicable;
- (c) the volume of non-contracted balancing energy bids which are expected to be available both within their control area and within the European platforms taking into account the available cross-zonal capacity.

Sharing between LFC blocks is restricted to 30 %, or the difference between reference incident and the 99 %-quantile of the historical block imbalances.



 Synchronous Area = LFC Block

 TSO / Control area

 LFC Area = Bidding zone

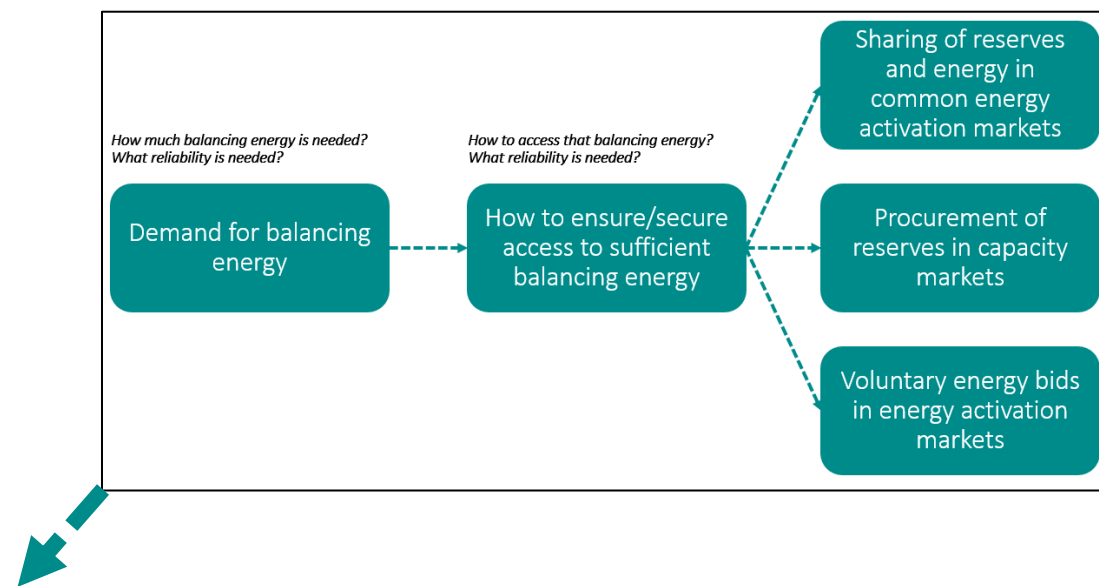
DIMENSIONING TO PROCUREMENT

A more analytical approach

The 'boxes' are thoroughly analyzed independently and for correlations.

The aim is to target a certain reliability, translating to:

➔ Probability of having sufficient access to balancing energy



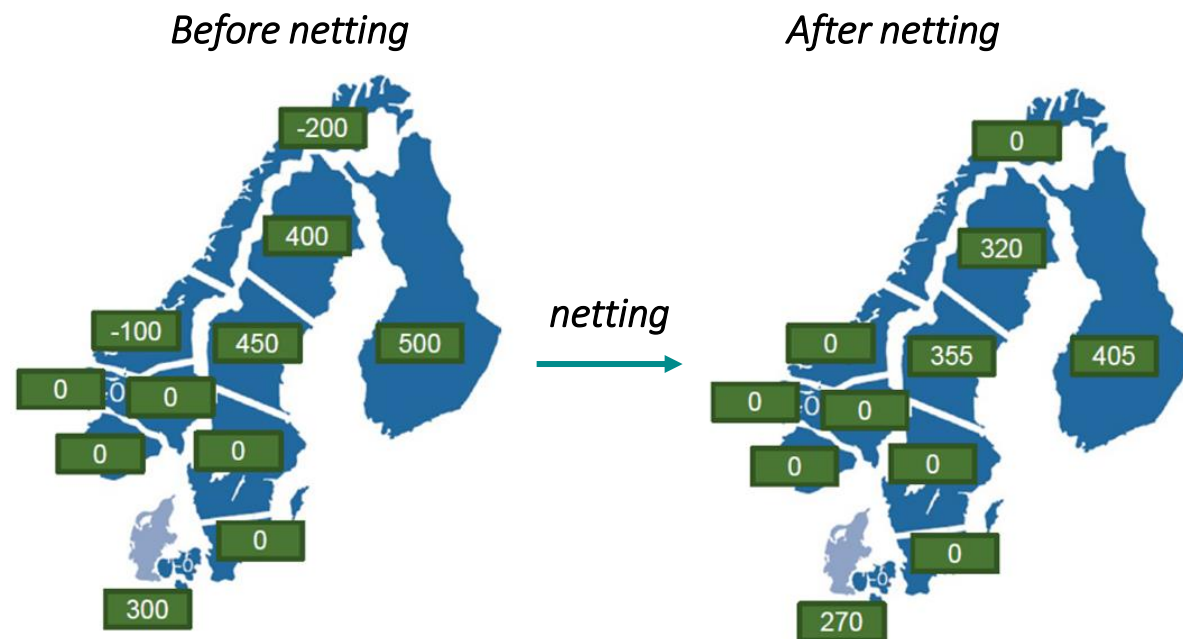
NETTING REDUCES THE REMAINING IMBALANCES

Balancing energy is dimensioned for the remaining imbalances

Imbalance netting utilizes available transmission capacity to 'equal out' opposite imbalances

In practice by changing the planned flow

Netting reduces the remaining imbalances, but disturbs the correlations for i.e. wind-production and remaining imbalances

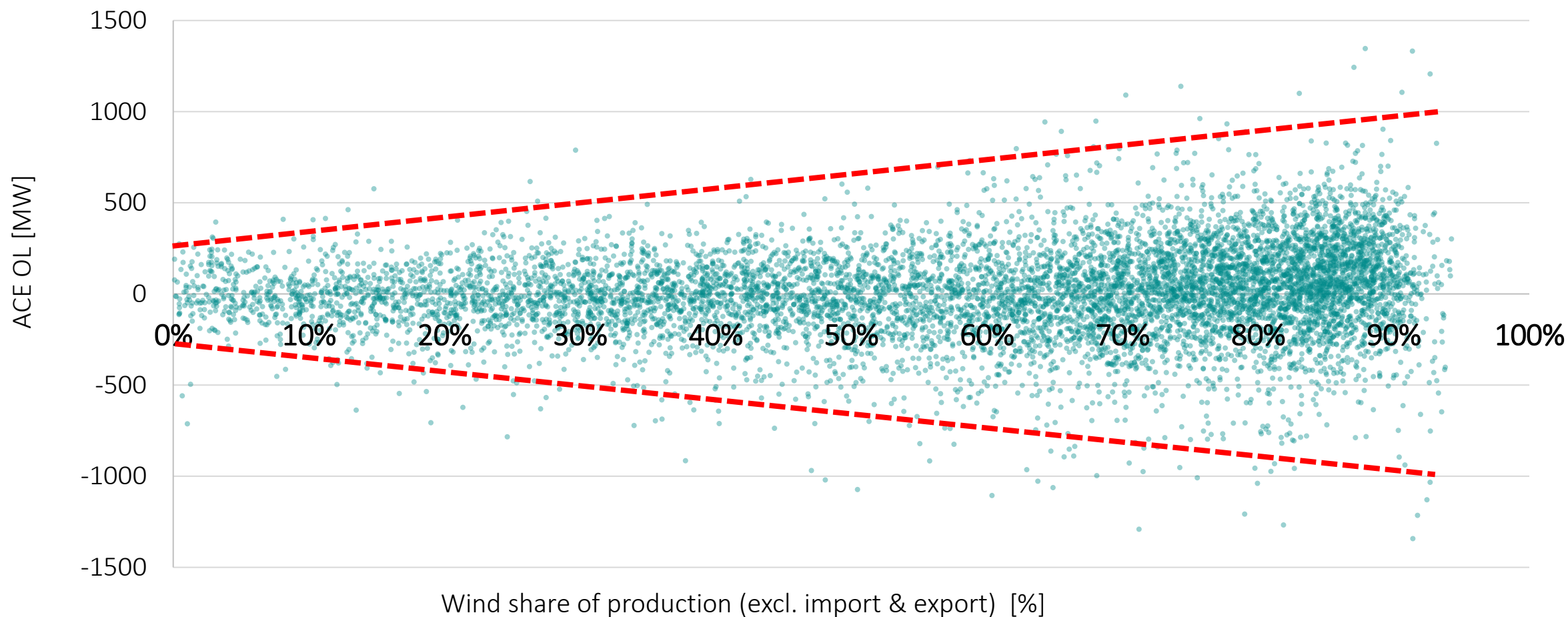


Percentage of time (2020)	Nordic SA (copper plate)	sum of positive netted ACE	sum of negative netted ACE	sum of ISOLATED ACE duration curves
1 %	-1408 MW	0 MW	-1455 MW	-5373 MW
99 %	1805 MW	1832 MW	0 MW	5707 MW

DYNAMIC DIMENSIONING OF FRR

HISTORICAL IMBALANCES FROM INTERMITTENT RE

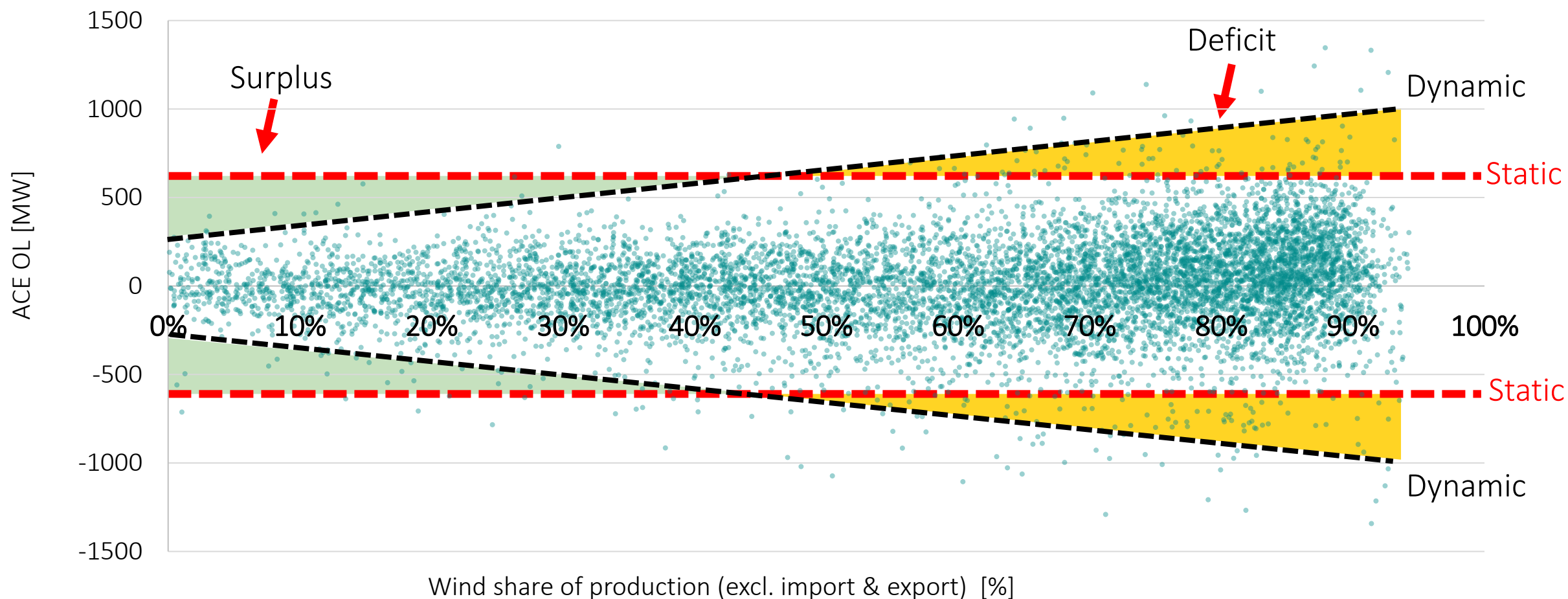
Wind share of production compared to unregulated imbalance, DK1 2020



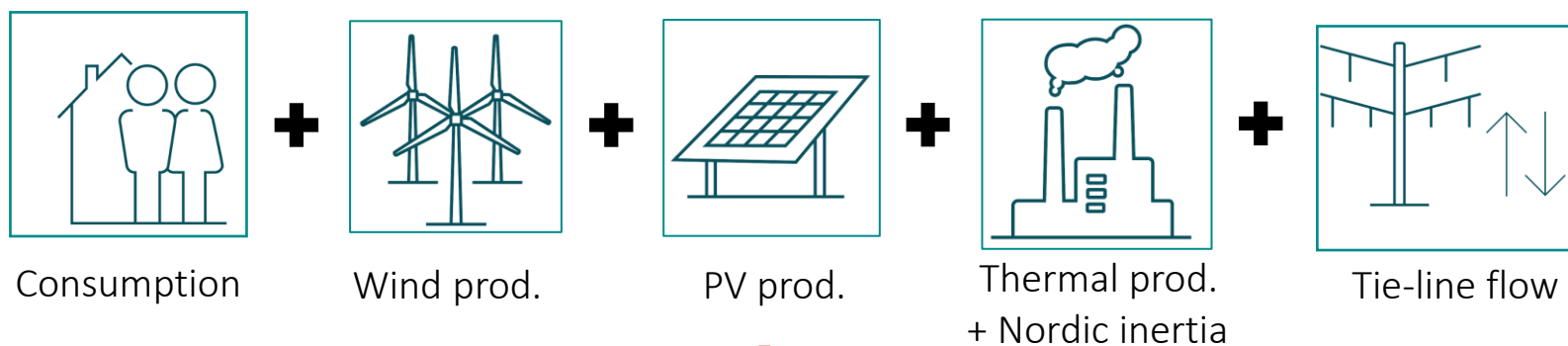
IMBALANCES COMPARED TO HISTORICAL RESERVES

A SIMPLISTIC COMPARISON

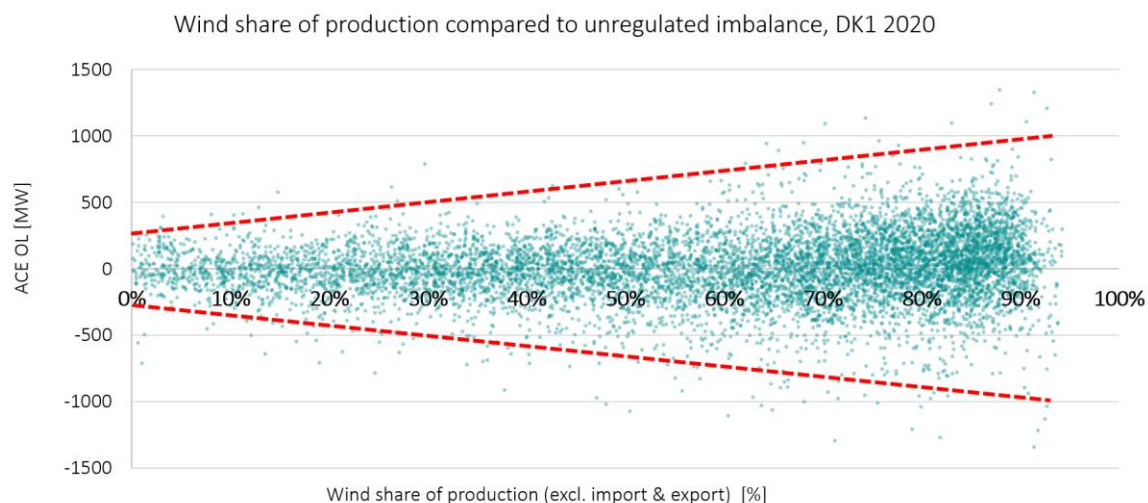
Wind share of production compared to unregulated imbalance, DK1 2020



WHAT IS DYNAMIC DIMENSIONING?



Forecasts of the above – to forecast the below!

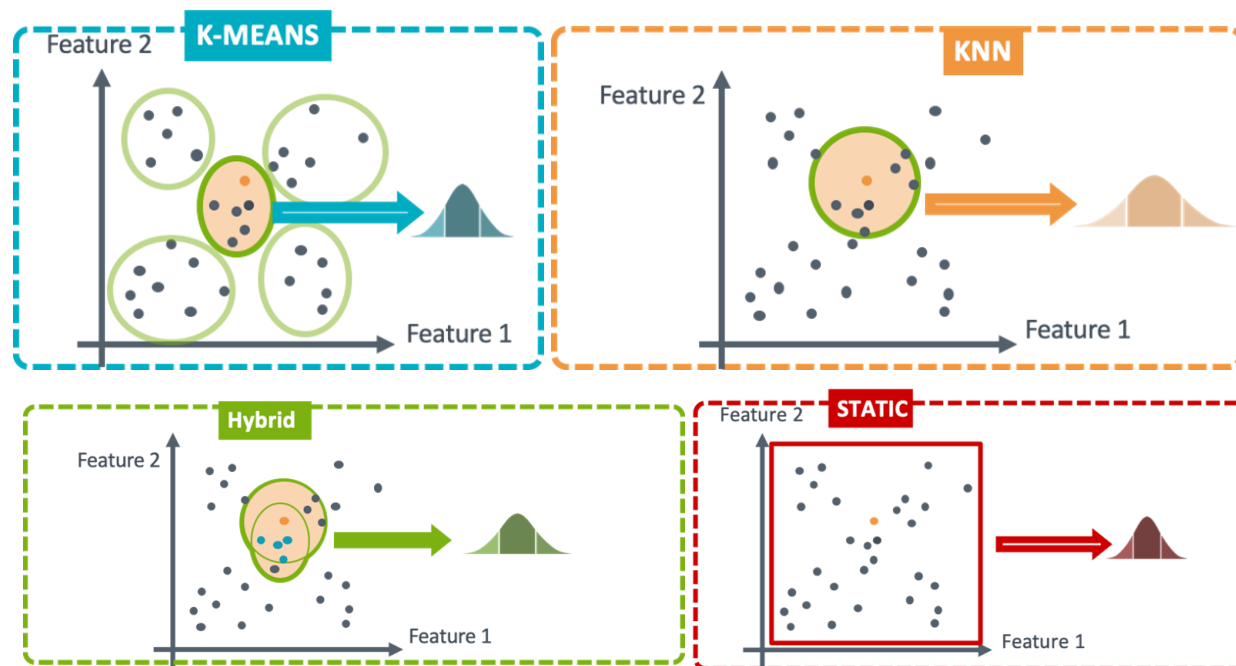


- Voluntary energy bids
- Flow on interconnectors (for sharing)

Instead of relying on distributions based on historical data for the last year

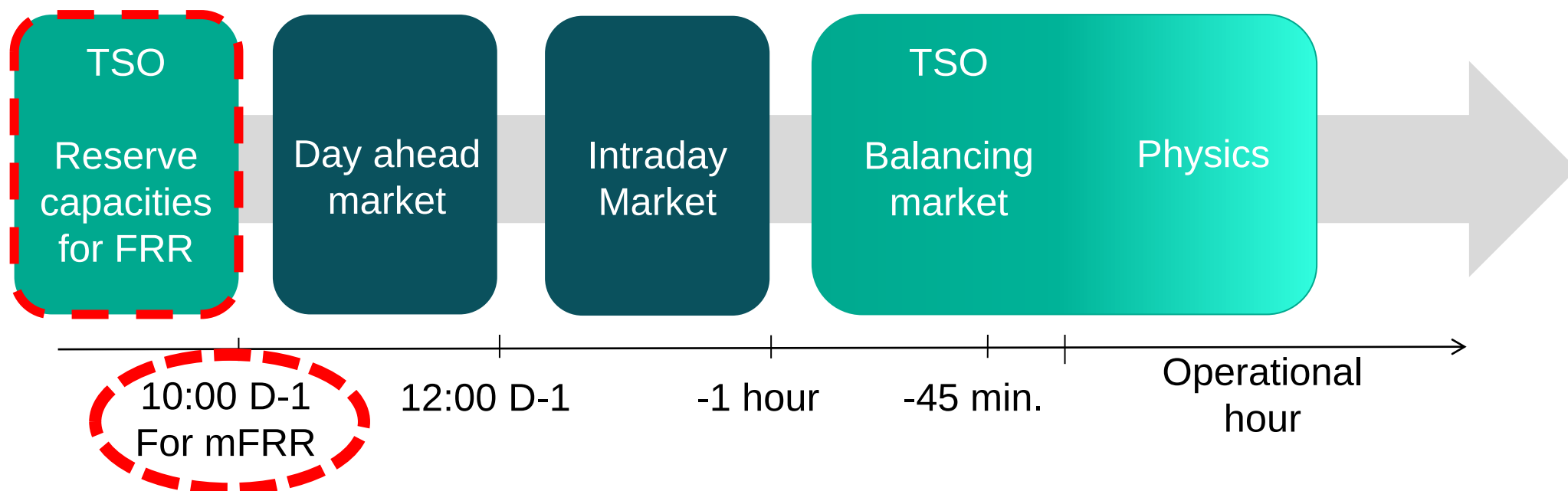
USE OF ADVANCED STATISTICS

Basically to only use comparable operational scenarios, instead of all scenarios from last year



THE RESERVE AND ENERGY MARKETS

Outages and forecast deviations are balanced here!



An example depicting procurement in DK

THE PRECISION OF FORECASTING IMBALANCES

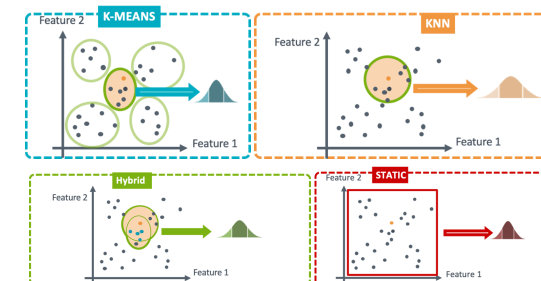
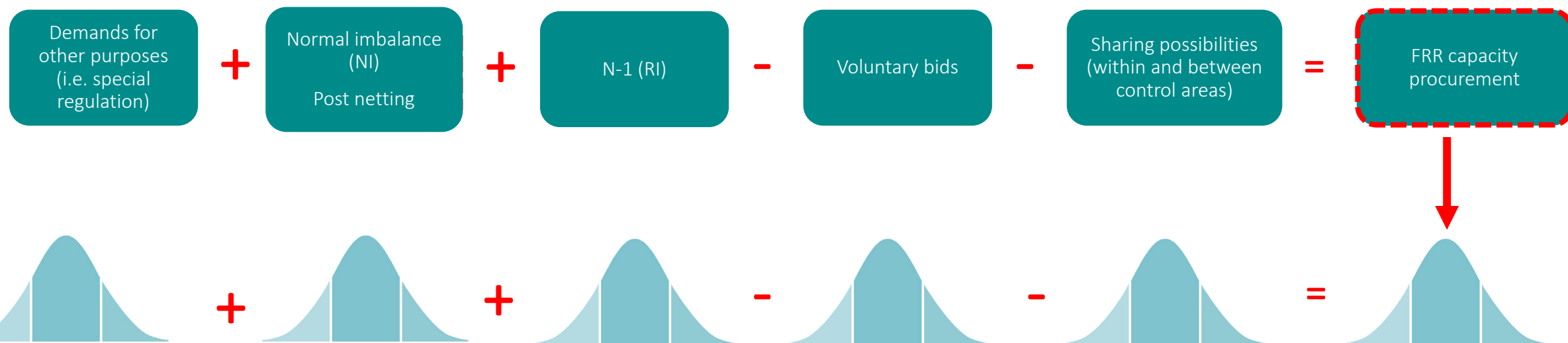
Preliminary results for DK2



Dynamic dimensioning of FRR is forecasting the expected range of imbalances for the coming day. It is also forecasting of voluntary FRR energy bids and flow on interconnectors, which can reduce the need for buying reserves (we simply get the reserves from elsewhere)

DIMENSIONING TO PROCUREMENT

A more analytical approach



SPØRGSMÅL



TAK FOR I DAG

*HUSK EVALUERINGEN DER
KOMMER PÅ MAIL 😊*

