



Referansegruppemøte Balansering og Finere tidsoppløsning

Oslo, 18.06.2019

Statnett

Formål med møtet

- Presentere ny tidsplan for innføring av 15 min avregning og nytt balanseringskonsept
- Diskutere – og få innspill på - relaterte tema som Statnett jobber med akkurat nå



Deltagere

- Hydro: Inger Kristin Holm
- E-Co: Geir Jevnaker
- Statkraft: Aslak Mæland
- Agder Energi: Øystein Bosdal Andreassen
- Energi Norge: Anders Sivertsgård
- Norsk Olje & Gass: Frode Baasland
- Energi Salg Norge: Espen Fjeld
- Distrikts Energi: Arvid Bekjorden (meldt avbud)
- NVE: Stian Henriksen (meldt avbud)

Deltagere Statnett

Hele møtet

- Anders Moe
- Olga Ingrid Steinsholt

På deler av møtet

- Marthe Marie Øberg
- Lars Olav Fosse
- Gerard Doorman
- Finn Erik Ljåstad Pettersen
- Eivind Lindeberg
- Stine Haugland
- Kristian Bernseter



Oppfølgingspunkt fra forrige møte

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Lage og kommunisere Nordisk kommunikasjonsplan	Statnett	ASAP – før sommeren
2.	Informere it-leverandører for bransjen spesielt	Statnett	Før sommeren

1. Plan laget og kommunisert i nordisk stakeholdermøte + nordisk webinar
2. It-leverandører informert gjennom nordisk webinar + i eget it-møte med Statnett (ISB-møte). Vil bli fast post på agendaen her



Agenda

- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie / Stine)



Siste utvikling i europeiske metoder for balansering, Electricity Balancing Guideline

Referansegruppemøte finere tidsoppløsning og balansering / Martha Marie
Øberg

Nydalen, 18.06.2019

Statnett

All TSO proposals under EBGL levert 18.12.18

Statnett

1. Article 20.1 Proposal for implementation framework for European mFRR Platform
2. Article 21.1 Proposal for implementation framework for European aFRR Platform
3. Article 29.3 Proposal for Activation Purposes
4. Article 30.1 Proposal for pricing method for all products
5. Article 50.1 Proposal for TSO-TSO settlement of intended exchanges of energy
6. Article 52.2 Proposal for harmonisation of certain features of imbalance calculation & pricing



All TSO proposals under EBGL levert 18.12.18 – *Foreløpig NRA-tilbakemelding*

Statnett

1. Article 20.1 Proposal for implementation framework for European mFRR Platform
 - Går direkte til ACER – 6 måneder behandlingsfrist inkl. offentlig høring
2. Article 21.1 Proposal for implementation framework for European aFRR Platform
 - Går direkte til ACER- 6 måneder behandlingsfrist inkl. offentlig høring
3. Article 29.3 Proposal for Activation Purposes
 - Request for amendments
4. Article 30.1 Proposal for pricing method for all products
 - Går direkte til ACER - 6 måneder behandlingsfrist inkl. offentlig høring
5. Article 50.1 Proposal for TSO-TSO settlement of intended exchanges of energy
 - Request for amendments
6. Article 52.2 Proposal for harmonisation of certain features of imbalance calculation & pricing
 - Request for amendments

Svar fra regulatorene innen 11. august



Øvrige All TSO-forslag 2019

- Frist 18.12.2019
 - Art. 25.2 Standard products - balancing capacity
 - Art. 40 Cross zonal capacity allocation method – co-optimisation
- Høring 15. mai- 31.juli
- Europeisk høringsmøte 6. juni
- Norsk høringsmøte (webinar) 19. juni



Art. 25.2 Standard products - balancing capacity

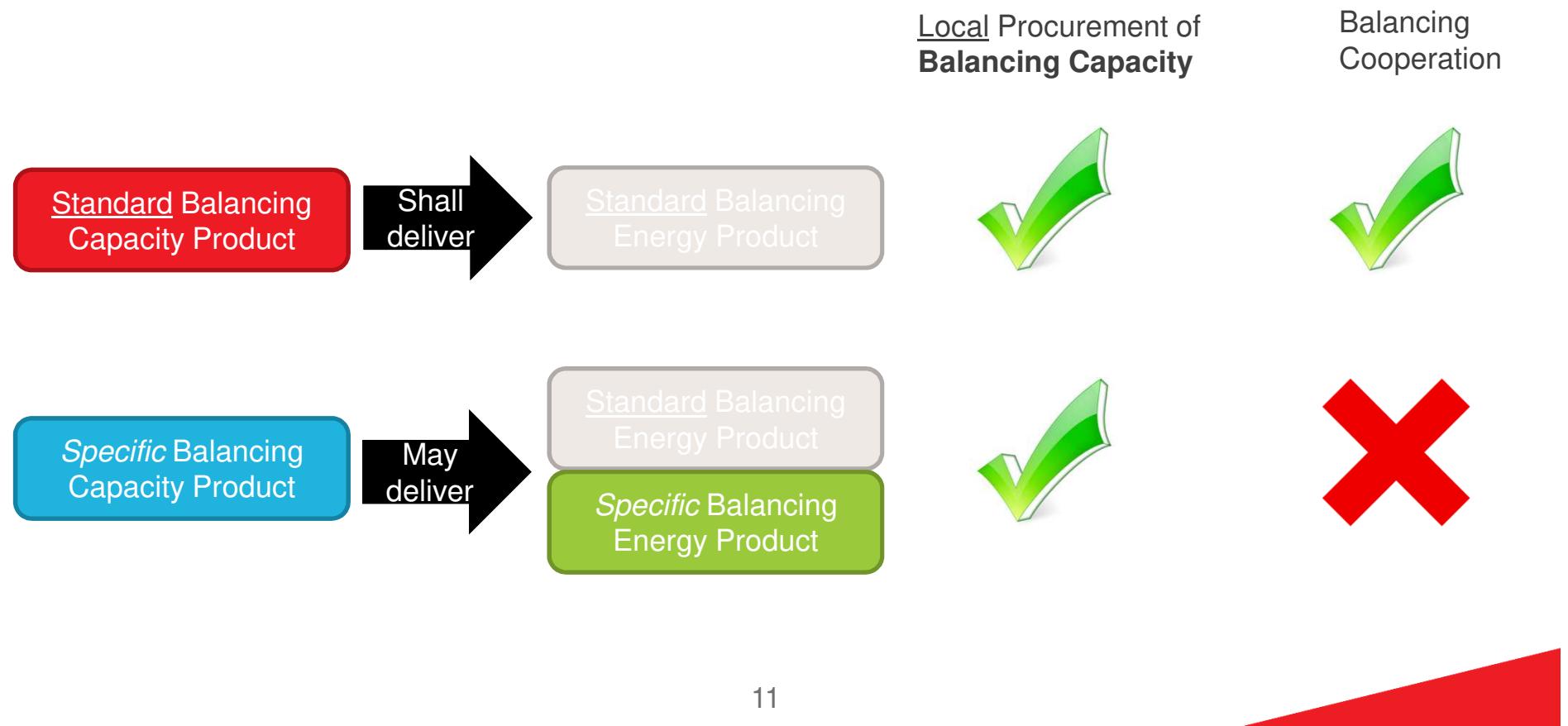
Statnett

- Viktige punkter:
 - Forslag til produkter må gi fleksibilitet for regionale markeder
 - Krav til budkarakteristikk
 - Maksimal varighet, hviletid
 - Mulighet for å viderefører prinsipper fra RKOM til internasjonale markeder for balansekapasitet
 - Linking av bud er ikke inkludert i forslaget, og det er ulike tolkninger av betydningen av dette



Link between BC and BE

Statnett



SPBC bid characteristics

Statnett

Static characteristics		Variable characteristics, to be defined by BSP	
Minimum quantity	1 MW	Volume of bid	MW
Bid granularity	1 MW	Volume divisibility	divisible with a minimum granularity of 1 MW or indivisible bids
Maximum quantity	According <u>terms and conditions</u>	Price of bid	In (EUR/MW)/h
Price	(EUR/MW)/h	The minimum duration between the end of deactivation period and the following activation	
Price resolution	0.01 (EUR/MW)/h		<u>According terms and conditions</u>
Price value	Positive or zero, payment from TSO to BSP		<u>According terms and conditions</u> The maximum delivery duration which shall be lower or equal to the balancing capacity validity period. By default, the maximum delivery duration be equal to the balancing capacity validity period;
Location	at least the smallest of LFC Area or bidding zone in which the providing units and/or providing groups are connected to. Each TSO may require further locational information in <u>its terms and conditions</u> .		

Existing bid characteristics challenged

Statnett

Many TSOs have been critical to allow these **bid characteristic** like the minimum duration between the end of deactivation period ("time to rest") and the following activation and maximum delivery period ("volume restrictions, not timing") due to risk of unavailability of balancing energy bids.

- By allowing these characteristics in the Norwegian BC market for mFRR the participation of BSP from consumers has increased and the costs have been significantly reduced, while risk related to unavailability of balancing energy have been managed through specified TSO demand, derating and curtailment.
- TSOs exchanging balancing capacity shall submit bids from **standard products** to the capacity procurement optimisation function, according to EBGL art.33.3.
 - We can not expect the NRAs to approve a Nordic (regional) specific product for exchange
 - The main objective of the proposal should be to foster market integration and increase the market liquidity

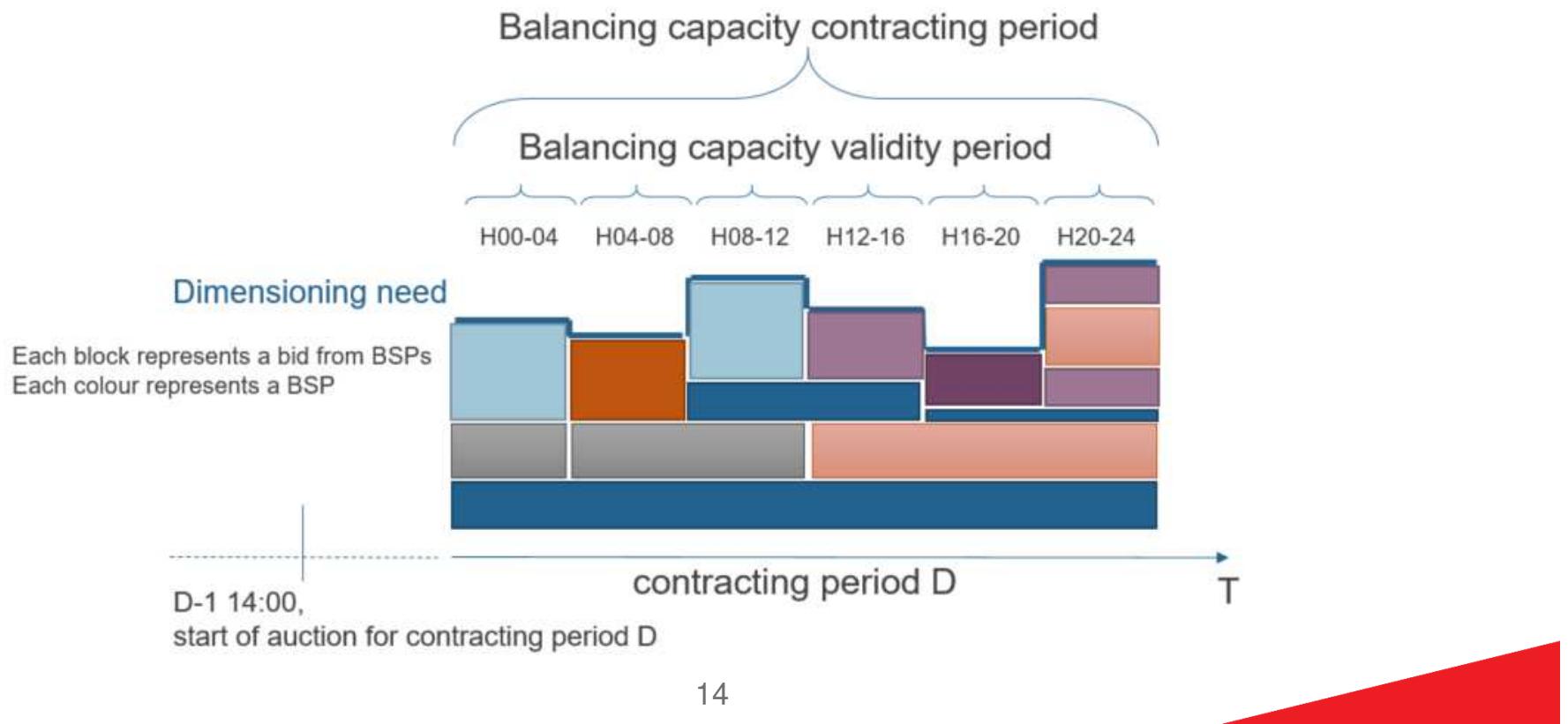
Position: These characteristics must be included in the proposal as an option for the balancing capacity cooperations

The TSOs should discuss within the balancing capacity cooperation, procurement rules to deal with risk related to security of supply and procurement costs, for example

- dimensioning (define TSO- BC demand for scheduled / direct activation of mFRR),
- derating (bids with max duration/ time between deactivation and activation counts for less MW than bids without restrictions),
- and curtailment (ex. Bids with restrictions are paid less)

SPBC characteristics – Focus on validity period

Stetnett



Art. 40 Cross zonal capacity allocation method – co-optimisation

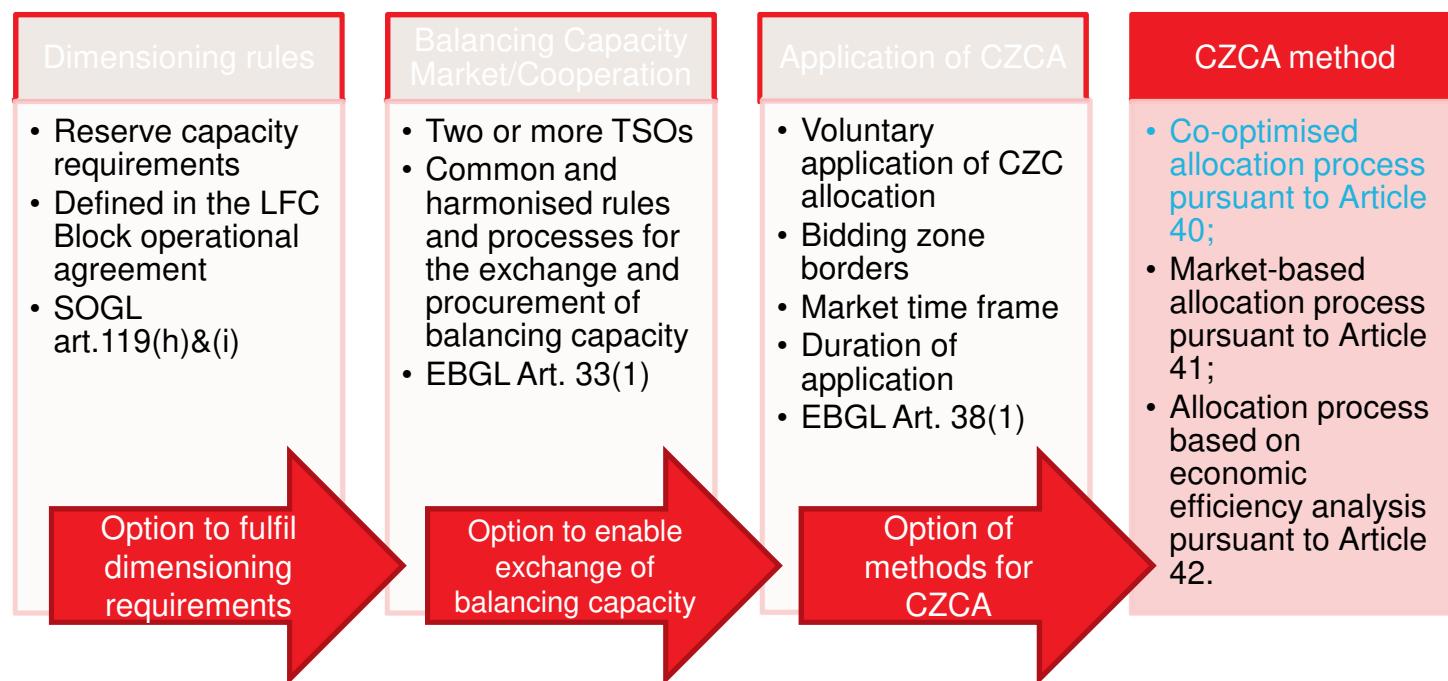
Statnett

- Viktige punkter:
 - Er løsningen effektiv?
 - Økt risiko for aktørene ved samtidig budklarering for energi og balansekapasitet – ingen linking av bud
 - Begrensinger i Euphemia: forenkling av bud (dvs. ingen linking av BC-bud)
 - Stor usikkerhet knyttet til muligheter for videreutvikling av Euphemia
 - Regelverket gir ingen krav til implementering, hvilket kompliserer spørsmål om hvem, hvordan, når.



Art. 40 is a Proposal of a methodology – not an implementation

Stamnett



The presented proposal is only covering the co-optimised allocation process pursuant to EBGL Article 40, not implementation

Evaluation criteria for Co-optimisation process

Statnett

Criterion	Requirement
TSO's ability to develop and specify the allocation method and the procurement of balancing capacity	TSOs are able to request changes to the allocation method and make their own decisions on the procurement for balancing capacity, (e.g. related to ownership of the platform, control on change requests, IPR on algorithm, in-house knowledge of the solution).
Technical feasibility	An operational method should be known/available/demonstrated to calculate the results for an optimal allocation of C2C between two different markets.
Efficiency of the allocation	The allocation over all coupled energy and balancing capacity markets should provide maximum economic surplus.
Impact on TSO business processes	Required changes to the TSO business process should be minimal
Impact on NEMOs business processes	Required changes to the NEMO business processes should be avoided and otherwise only be minimal.
TSOs' operational capabilities	TSOs can independently operate the capacity procurement optimisation function and apply fall-back procedures to safeguard sufficient reserves.
Impact on overall processing time	The total processing time from bidding gate closure to publication of the results should be within the current time window available for the SDAC and respecting the current timings of all other processes.
Governance	The impact on the existing contractual framework between TSOs and NEMOs should be avoided and otherwise only be minimal.
Impacts on EUPHEMIA	Changes required on EUPHEMIA and NEMOs' trading systems should be avoided and otherwise only be minimal.

Process of co-optimisation allocation

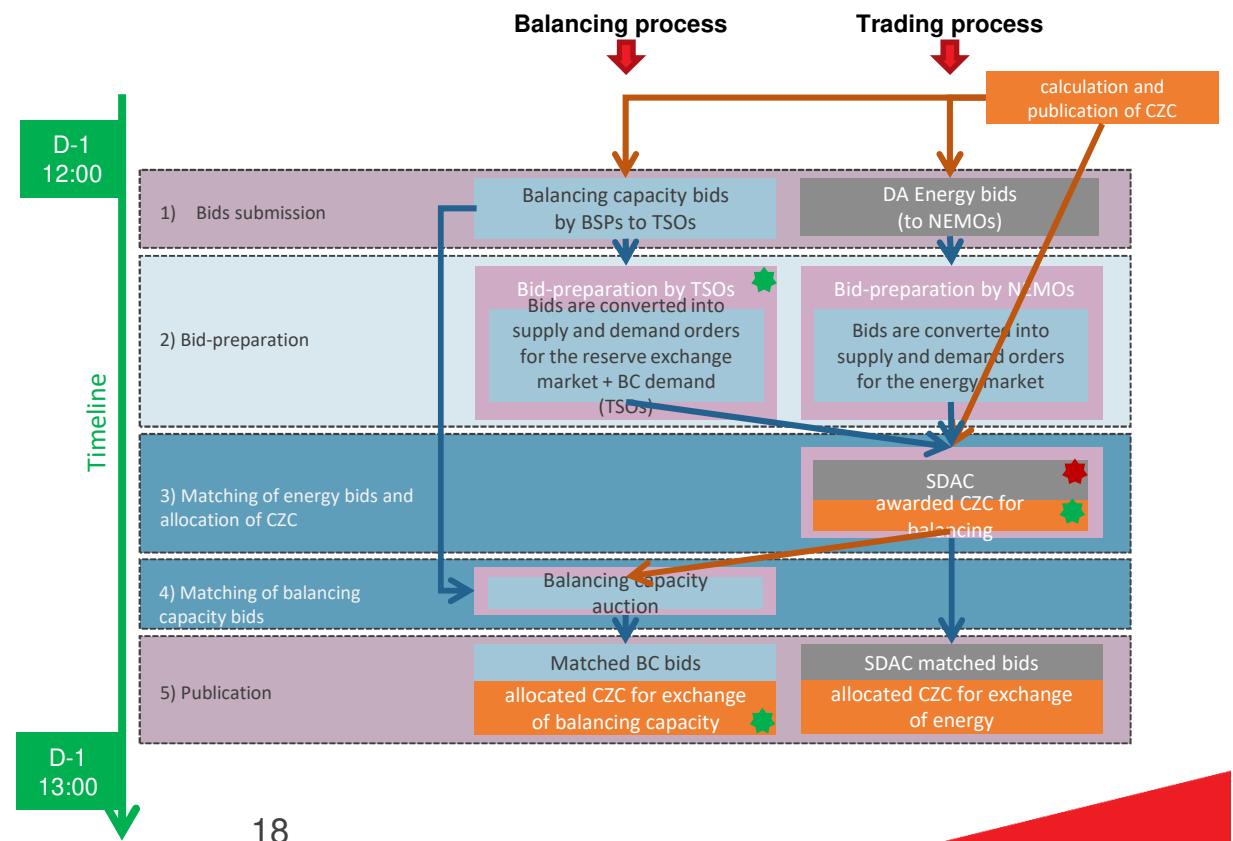
Statnett

5 step approach

- 0) CzC to be used for SDAC is calculated.
- 1) BC bids (upward/downward) and DA energy offers are submitted to TSOs and NEMOs, respectively.
- 2) The TSOs convert the BC bids in supply and demand orders likewise NEMOs do for the exchange of energy, to prepare for the SDAC with TSO's inclusion of BC demand. This is the bid-preparation stage.
- 3) The SDAC is run taking into account the value of CzC for balancing capacity. Trading bids are matched, prices are determined and SDAC becomes firm. CzC for BC is determined.
- 4) Awarded CzC for BC is used to build upward/downward CMOL for BC, determine the BC prices and make the allocation of CzC firm.
- 5) SDAC publishes the market outcome for trading and TSOs publish selected BC bids.

★ new (sub-)process required

★ performing CZCA optimisation function



Market conditions with Co-optimisation

Statnett

Regarding Market

- Co-optimisation increases the opportunity to value the balancing capacity across borders;
- Co-optimisation generates uncertainty for BSPs finding the optimal use of their portfolio because:
 - No linking between energy and balancing capacity bids (at least not in near future)
 - Limited options for linking of balancing capacity bids (at least not in near future)

Regarding Process

- No new entity is required, same entry points: TSOs receives, submit and procure balancing capacity bids
- GCT of balancing capacity equals GCT of energy (trading) markets
- CZC allocated for both markets will be shared with publication of selected bids to market participants
- SDAC algorithm includes the CZCA optimisation function and therefore decides the allocated volume of CZC for the balancing capacity market
- SDAC operator decides the allocation of CZC for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves

Issue of non-convex price curves

Statnett

Challenge: Processing time vs. efficiency

- Balancing capacity bids that reflect fundamental costs cannot be organized as a monotonously increasing "merit order list".
- Non-convexities include start-up and shut-down costs along with minimum output requirements (which state that if a plant is running, it must produce at least a certain amount).
- There does not exist a "market clearing price" that clears a balancing capacity market efficiently, nor a "marginal price".
- The non-convex effects in the balancing capacity market can be tackled through discrete variables (block bids and combinatorial constraints), and by maximising the welfare integer programming. However, this will increase the complexity and processing time.

The proposed allocation process assumes that the balancing capacity bids are simple and block bids/linking is limited for an efficient CZCA algorithm.

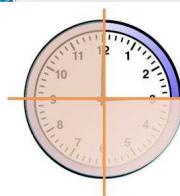
Consequences of requiring simple bid characteristics:

- The BSPs must include higher risk in their pricing
- Reduced liquidity in the market as some BSPs will not participate
- This will reduce the efficiency of the CZCA allocation and most probably increases the procurement cost of balancing capacity

Agenda

- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie /Stine)

NBM innebærer fundamentale endringer for driften av Statnett kraftsystemet



Fra manuelle prosesser med mye bruk av innsikt hos operatørene til automatiserte prosesser. Nødvendig pga. økende kompleksitet, og krever:

- Vesentlig endring av kontrollromprosesser
- Formalisering av kunnskap og rutiner
- Nye og forbedrede IKT-verktøy
- Vesentlig høyere datakvalitet



Endring til kontroll på balansen i hvert bud-område

- Mindre byggeklosser som forutsetning for automatisering
- Gir samsvar mellom myndighet og ansvar mellom TSOene
- Legger grunnlag for rimelige oppgjør
- Krever flere godkjenninger fra regulatorene

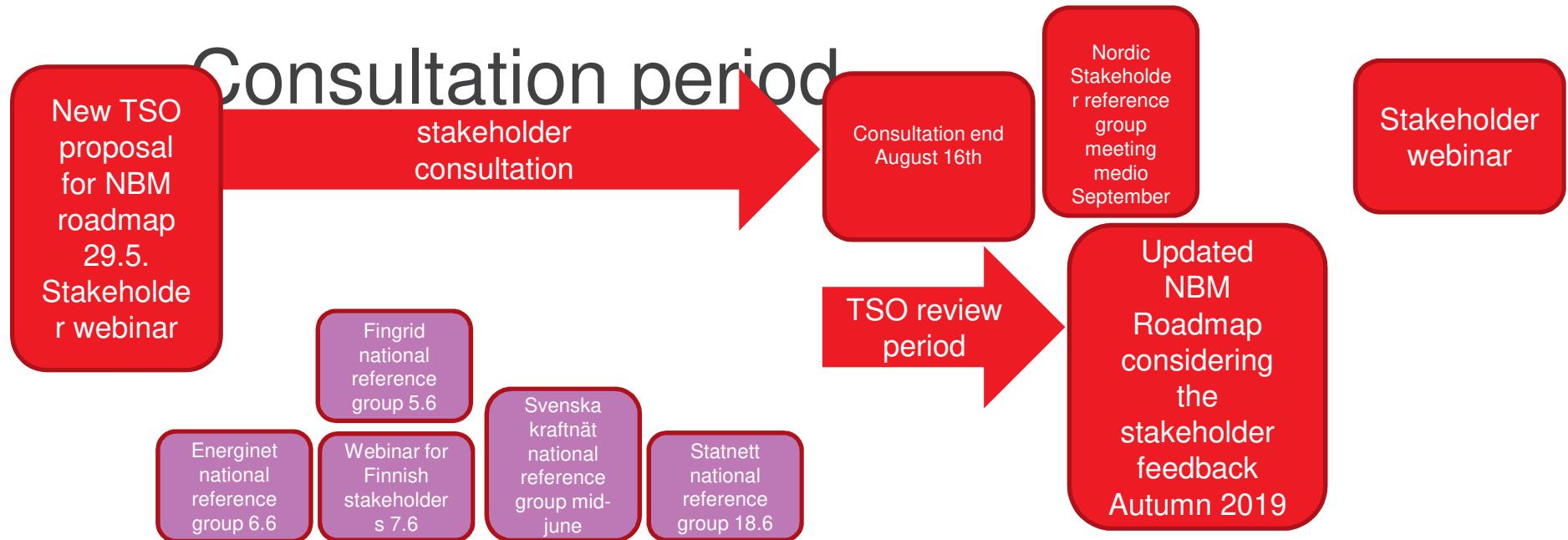
15 min Time
Resolution

1.Generation
NBM

2.Generation
NBM



Stegvis innføring med flere milepæler eksternt, men også viktige interne TSO milepæler med pilotering av nye løsninger og prosesser i kontrollrommet.



The consultation

- All necessary information on NBM web
 - <http://nordicbalancingmodel.net/>
- ENTSO-E consultation tool will be used
- TSOs will be available for questions in consultation period except July
- Contact persons within each TSO listed at consultation website

DISCLAIMER

This presentation illustrates draft work in NBM roadmap update process
Presented timelines are indicative
Final roadmap will be presented after stakeholder feedback, further
detailing is also required from TSO side

1. Nordic aFRR capacity market

2. Nordic mFRR capacity market

3. Single price – Single balance model

4. 15 min time resolution

- National remarks (datahubs, metering)

5. mFRR balancing process automation (including changes to t activation market)

- New mFRR processes for TSOs
- New mFRR standard product

1. Nordic aFRR capacity market

- Legal proposals submitted to NRA approval on 12th of April
- NordREG currently consulting on proposals – Consultation open until 3rd of June¹
- Implementation of market platform (IT) well advanced
- **Expected go-live Q1/2020**
- aFRR volume needs to be increased in the Nordic system as shorter market time unit (15 min) is implemented

¹ <https://www.nordicenergyregulators.org/2019/05/consultation-on-proposals-for-nordic-afr-capacity-market-and-cross-zonal-capacity-allocation-methodology/>

2. Nordic mFRR capacity market

- The Nordic mFRR capacity market design is planned to be based mainly on the same principles as the Nordic aFRR capacity market
 - Thus there's a connection to aFRR regulatory approval process
- Implementation of mFRR capacity market has low impact on other milestones of NBM roadmap
- **Preliminary go-live Q3/2021**

3. Single price model

- Part of European harmonization process. EB GL requires European harmonization of imbalance settlement
- Ongoing NRA approval of All EU TSOs harmonization proposal
- The proposal shall be understood in conjunction to the EB GL requirements for publication of information
- Main options for implementation: Implementation as prescribed by EBGL (~Q1/2021) or together with 15 min ISP (~Q4/2022).
- Implementation plan for Single price model needs further assessment

4. 15 min time resolution

- Imbalance settlement in 15 min is a prerequisite for 15 min markets
 - NEMOs may/should implement 15 min products on intraday and day-ahead markets
 - TSOs expect that 15 min intraday products are implemented at the same time as shorter imbalance settlement period
- NBM roadmap will look closer national dependencies:
 - Datahubs, metering, national regulations etc
- Expected go-live Q4/2022

5. mFRR balancing process automation (including changes to the mFRR energy activation market) 1/2

- New mFRR process for TSOs:
 - Better decision support for TSO control room operators. The demand for mFRR is determined per bidding zone based on forecasted imbalances
 - Scheduled and direct activation of mFRR
 - First phase only scheduled activations are planned to be part of Nordic optimization
- New European mFRR standard product
 - Partly implemented on go-live of Nordic mFRR energy market
- Congestion management
 - mFRR is relevant product for congestion management. Bid filtering functionality to be developed.
 - The need and extent of congestion management interventions varies a lot among the Nordic TSOs

5. mFRR balancing process automation (including changes to the mFRR energy activation market) **2/2**

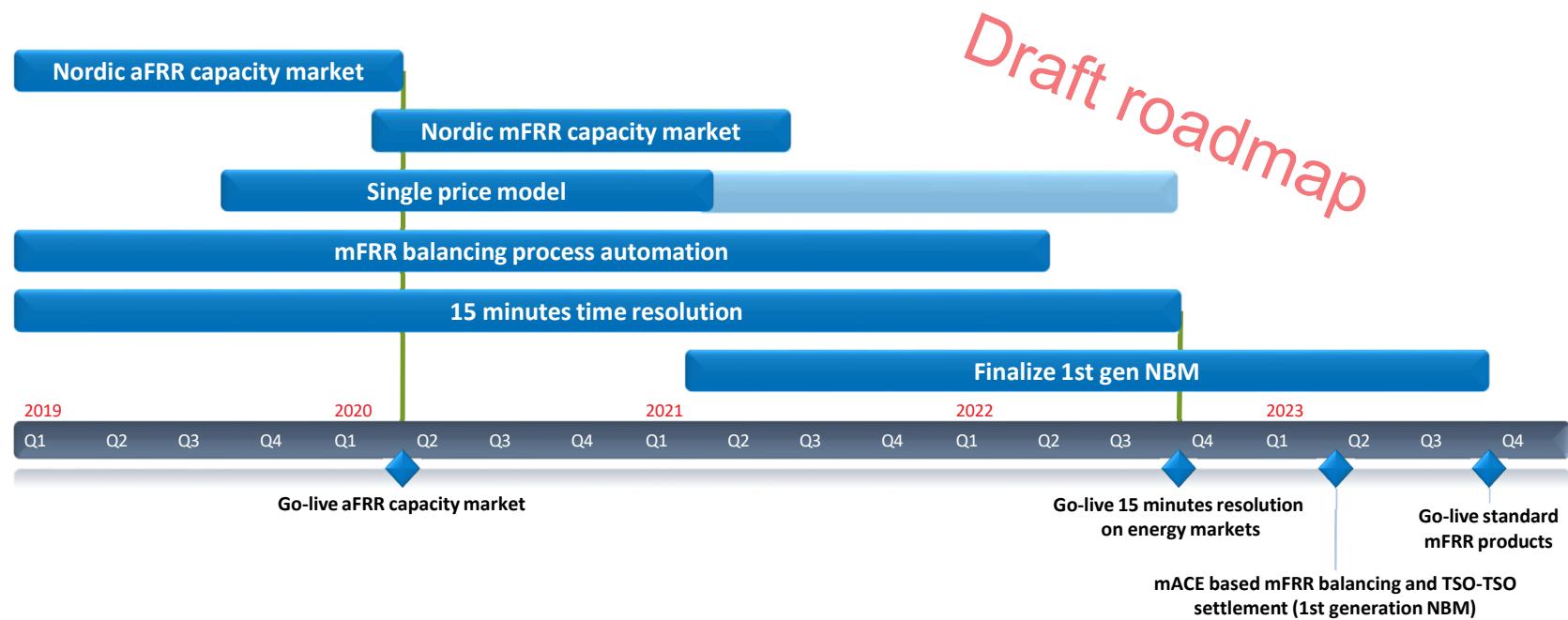
- Nordic mFRR Balancing Platform with Activation Optimization Function
 - Provides automated bid selection and energy activation prices
 - Crucial part for automation and operator support
- Features will be aligned with European MARI platform when possible
- Requires major IT development
- Automation of the mFRR balancing process is a prerequisite for implementation of 15 min time resolution
- **Expected go-live Q4/2022**

6. Data and transparency

- Mainly part of European harmonization process. Electricity Balancing Guidelines requires market and balancing data to be published on ENTSO-E transparency platform
- Data quality important also for operation of the power system
- Expected go-live will follow go live of NBM market reforms
 - further developed as NBM program proceeds

- 2nd generation NBM
 - European mFRR standard product
 - aFRR energy activation market
 - Full mACE model implementation
- Onboarding MARI
 - mFRR standard product must be implemented in the Nordics
 - Operational security and efficiency of the changed Nordic mFRR balancing process must be successfully in operation over some months
 - MARI must be ready for onboarding of Nordic countries.
- Onboarding PICASSO
 - aFRR energy market management needs to be establish
 - major changes in LFC controllers must be made
 - the balancing platform interfaces needs to be implemented
 - Standard products will be introduced for aFRR

Roadmap



Nordic aFRR capacity market

- ▲ aFRR cap market EB GL Article 33(1) & 41(1), Article 38(1) & 58(3) and Article 34(1)

Nordic mFRR capacity market

- ▲ mFRR cap market EB GL Article 33(1) & 41(1) and Article 34(1)

Single price model

All TSOs on EB GL Article 52(2)
Nordic harmonisation (not regulated by EB GL)

mFRR balancing process automation

- ▲ FRR EB GL Article 30(1), Art. 20, Art 21 and Article 50(1)
- ▲ Period shift - NRA/terms & conditions
- ▲ Terms & Conditions (BRP/BSP), EB GL Art. 18
Derogation(s) from some EB GL requirements, EB GL Art. 62(2)

15 minutes time resolution

- ▲ National regulations of metering & settlement for datahubs
- ▲ Update of market design for mFRR energy market (15 min ISP)
- ▲ Follow up 15 min ID market and DA/NEMOS - update terms & condition

Exemption from 15 min ISP

- ▲ 15 min ISP, EB GL Article 53(2)

Finalize 1st gen NBM

Use of specific products, EB GL Art. 26 (1)
Use of product for remedial actions

2019

Q1

Q2

Q3

Q4

2020

Q1

Q2

Q3

Q4

2021

Q1

Q2

Q3

Q4

2022

Q1

Q2

Q3

2023

Q4

Q1

Q2

Q3

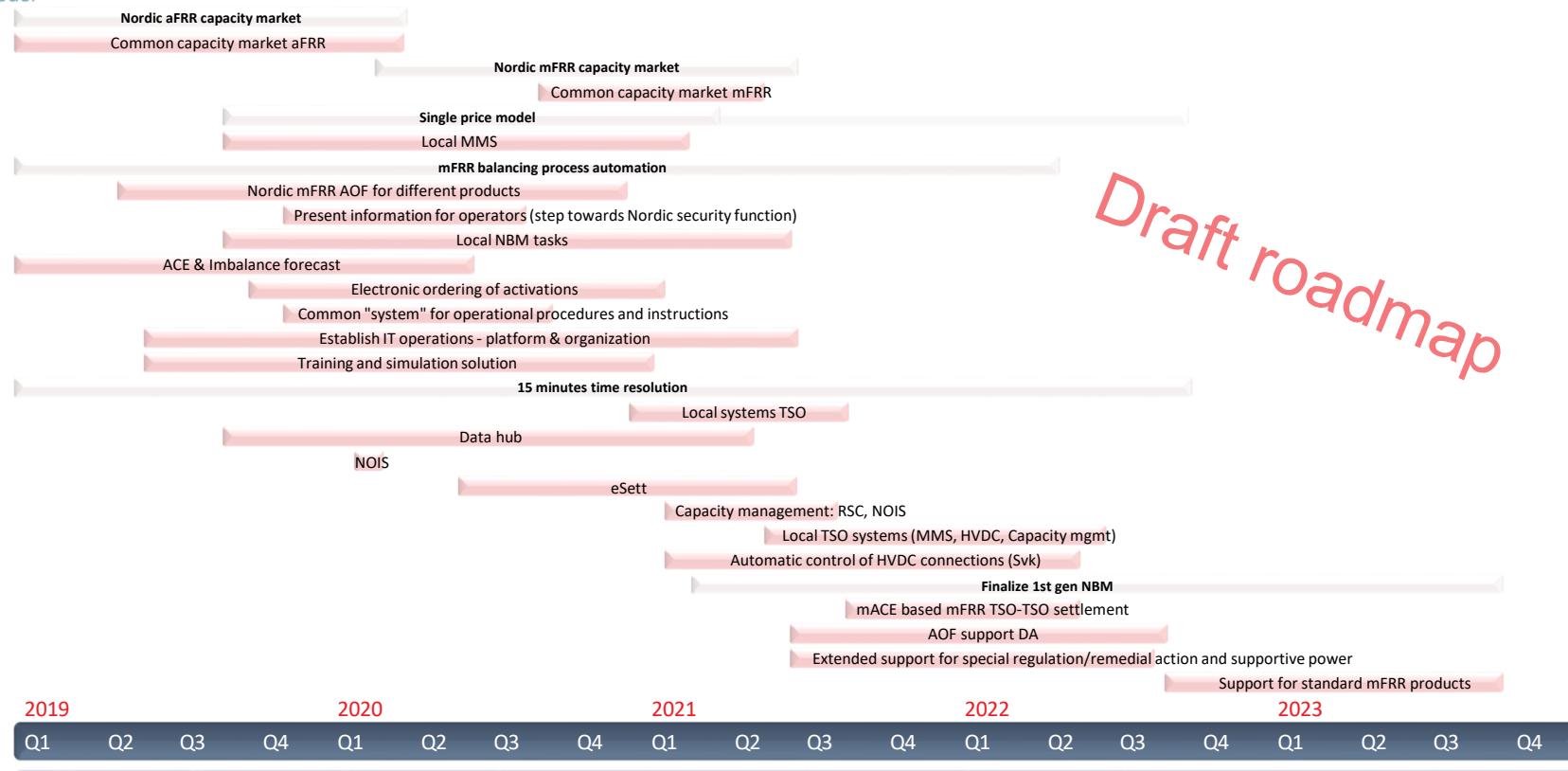
Q4

Go-live aFRR capacity market

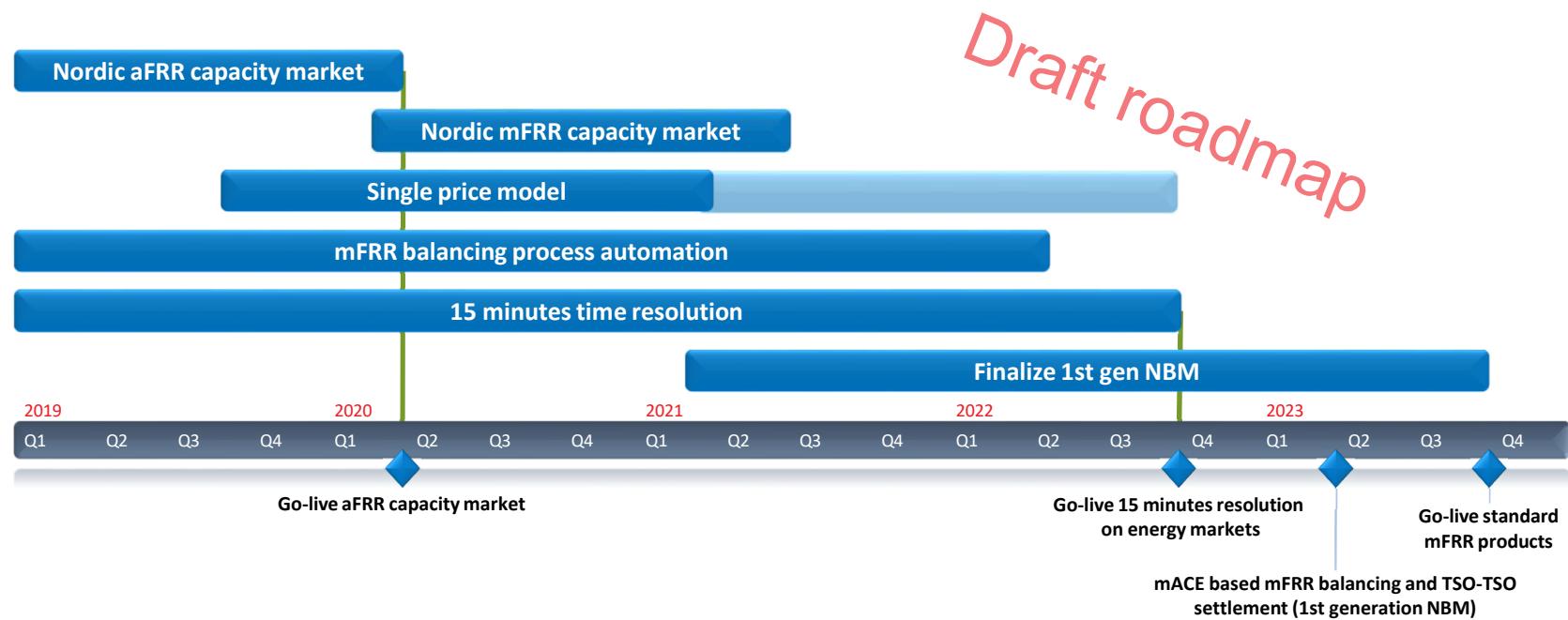
- ▲ Delivery from TSO to NRA

Go-live 15 minutes resolution on energy markets

mACE based mFRR balancing (1st gen NBM)



Roadmap



Spørsmål i høringen: Generelle spørsmål

- Er beskrivelsene i veikartet for NBM tilstrekkelig detaljert?
- Er det noen milepæler som er utelatt eller områder som ikke er tilstrekkelig belyst?
- Mangler det noen sentrale datoer i veikartet som må tilføres så snart som mulig?
- På hvilken måte bør de nordiske TSOene tilnærme seg usikkerheten som fremdeles er der for fremdriften i NBM?

En-pris modell

- Det er to hovedalternativer for overgang fra to-pris til en-pris, enten iht. EB GL, dvs. tidligst første kvartal 2021, eller sammen med 15 minutters avregning, dvs. fjerde kvartal 2022.
 - Er du enig i de skisserte fordelene og ulempene ved de to implementeringstidspunktene?
 - Hvilket av de to tidspunktene foretrekker du? Hva er årsaken?
 - Ser du noen alternative/stegvise måter å gå over til en-pris?
- Har du noen synspunkter på et felles nordisk system for prising av ubalanser?

15 minutters avregningsperiode

- Hvordan påvirker utsettelsen av 15 minutters avregningsperiode til Q4 2022 implementeringen i din organisasjon?
- Hva er de sentrale forutsetningene for en vellykket overgang fra 60 til 15 minutters avregning på nasjonalt og nordisk nivå?

Automatisering av mFRR balanseringsprosessen

- I første fase vil kun planlagt aktivering håndteres nordisk, mens direkte aktivering vil håndteres lokalt. Dette kan også føre til lokal beregning av ubalansepris. Hvilke synspunkter har du på denne tilnærmingen?
- Ved overgangen til 15 minutters avregning vil noen av elementene i det europeiske standardproduktet for mFRR bli innført, mens de gjenværende vil innføres før de nordiske TSOene knytter seg til MARI. Er dette etter din vurdering en hensiktsmessig tilnærming, eller er det elementer i standardproduktet som bør innføres tidligere?
- Hva er ditt synspunkt på implementering samtidig med 15 minutters avregning i fjerde kvartal 2022?

Automatisering av mFRR og aktiveringsmarkedet mer generelt

- mFRR bud vil fortsatt bli benyttet til flaskehals håndtering. Noen synspunkter på dette?
- Noen synspunkter på innføring av budfiltrering?
- Mye av drivkraften for harmoniseringen av balanseringsprosessen og produktene er tilknytning til de europeiske plattformene MARI og Picasso. Har du noen synspunkter på dette?

PS: Kapasitetsmarkedene kommer senere

Nordic and national reference groups

	Nordic	National
Language	English	Nordic languages
Participation	Few representing on sector level	Broader representation and a higher number
Topics	Overall design, common Nordic processes and methodologies, common solutions (balancing energy and capacity markets), eSett, Transparency, Nordic regulatory processes and coordination, Intraday and Day-ahead market	In addition to Nordic topics: Detailed local implementation, datahub, metering, local balancing market solution interfaces, national regulatory processes, update of national terms and conditions

nordicbalancingmodel.net

This site uses cookies: Find out more. Okay, thanks

[HOME](#) [NEWS](#) [DESIGN PROGRAM](#) [PUBLIC CONSULTATIONS](#) [PUBLICATIONS](#) [ABOUT](#)

Statnett
økt
i ID
med
ters
ing?
er mye
sling av
aFRR
n vi
ente?

Participating TSOs

Statnett



FINGRID **ENERGINET**



ENERGINET

FINGRID

Statnett

Agenda

- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie / Stine)

Agenda

- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie / Stine)

RKOM

- Revidert NBM roadmap: Foreløpig go-live nordisk mFRR kapasitetsmarked Q3 2021
- Målsetning å basere mFRR kapasitetsmarkede på innsendt forslag for aFRR kapasitetsmarked, men noen justeringer er nødvendig
 - Produkt: ulike kvaliteter knyttet til restriksjoner for aktivering (hviletid, varighet)
- Stor usikkerhet knyttet til regulatorprosess og om vi får lov til å reservere overføringskapasitet
- Nordiske TSOer vil vurdere om det vil være hensiktsmessig å utvikle felles nordisk IT løsning som kan brukes for nasjonale markeder i en første fase



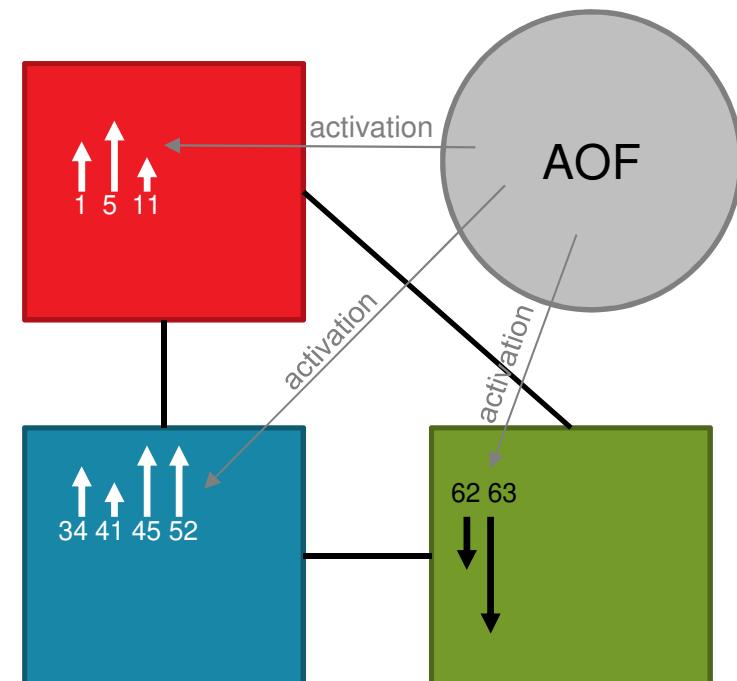
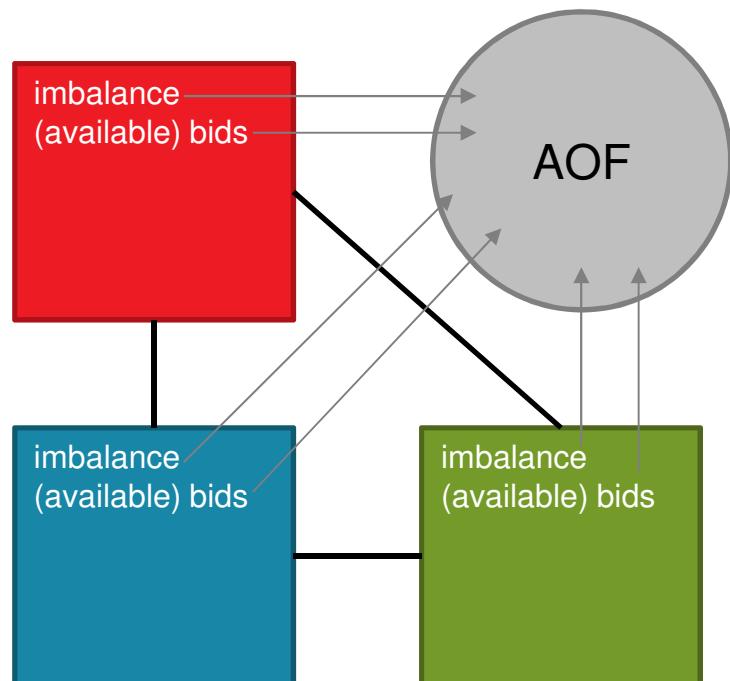
Ubalansepris

- Europeisk harmoniseringsforslag sendt ved årsskiftet
 - Én-pris og én-posisjon lagt til grunn, men unntak kan være mulig
 - Implementering forventet 1 kvartal 2021
 - → Potensielt en mellomfase frem til 4. kvartal 2022 med fortsatt 60 min avregning
 - Nordisk arbeid for å avgjøre om vi vil utsette innføring av én-pris til vi får 15 minutters avregningsperiode
- Nordiske TSOer vil også som en del av arbeidet med NBM og utvikle harmoniserte regler for ubalanseoppgjøret innenfor rammene av det europeiske forslaget
 - Klare prissignaler som bidrar til at BRPene tilpasser seg effektivt
 - Hensynta endringer i balansemarkedene, der vi får flere balanseprodukter med egen prissetting

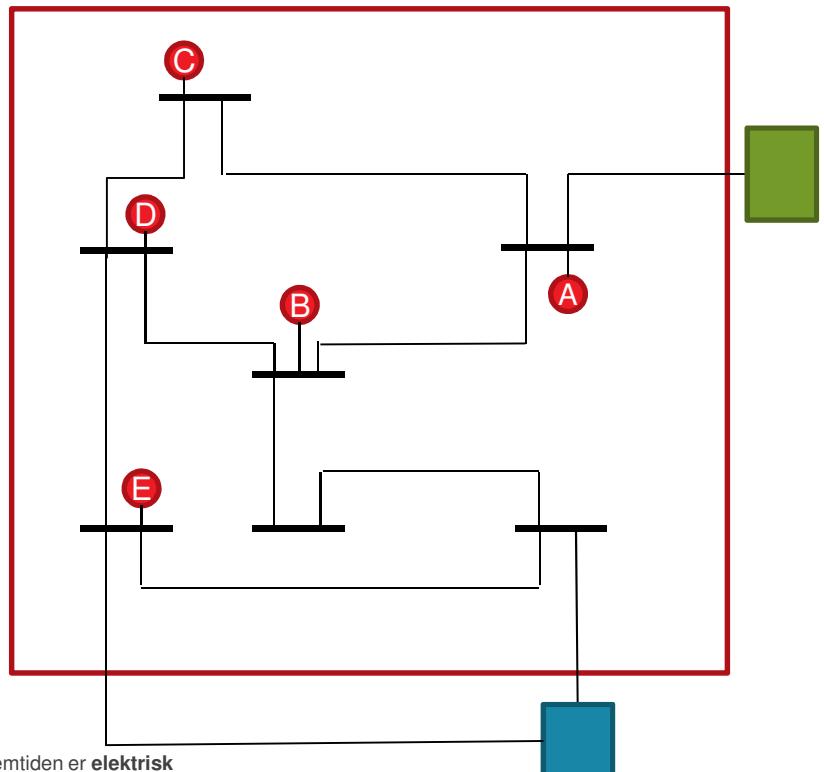
Agenda

- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie / Stine)

Activation Optimization Function zonal approach (present platforms)



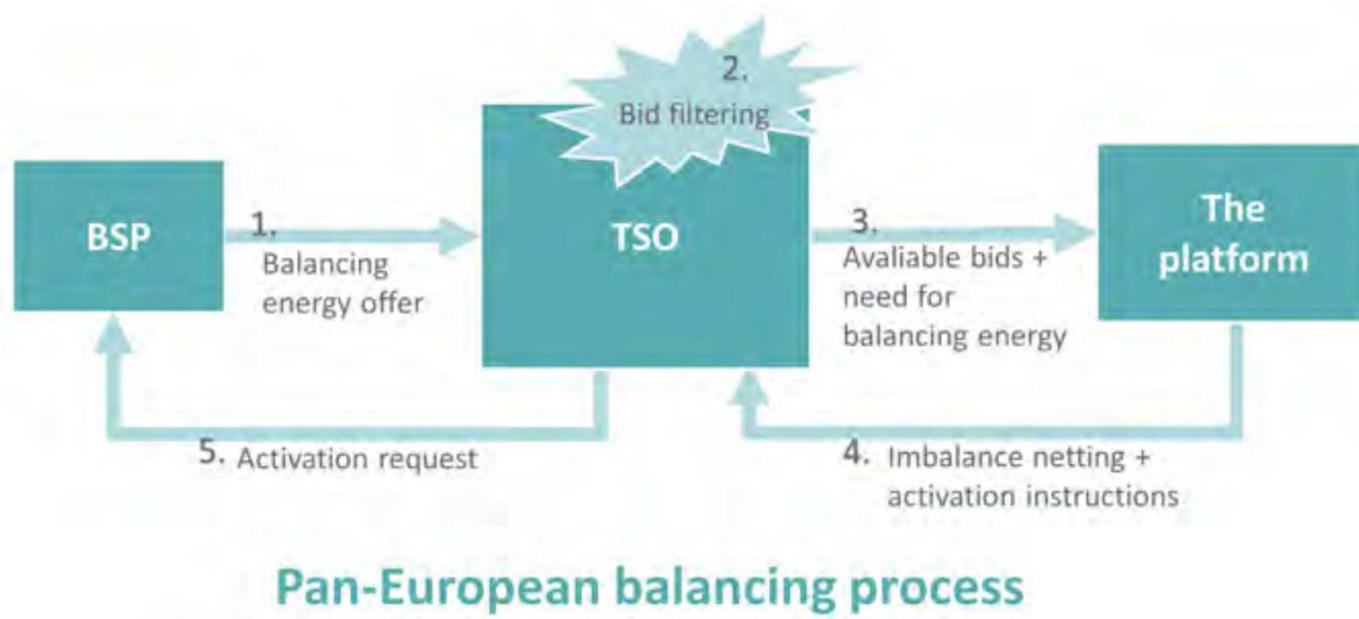
Bid availability



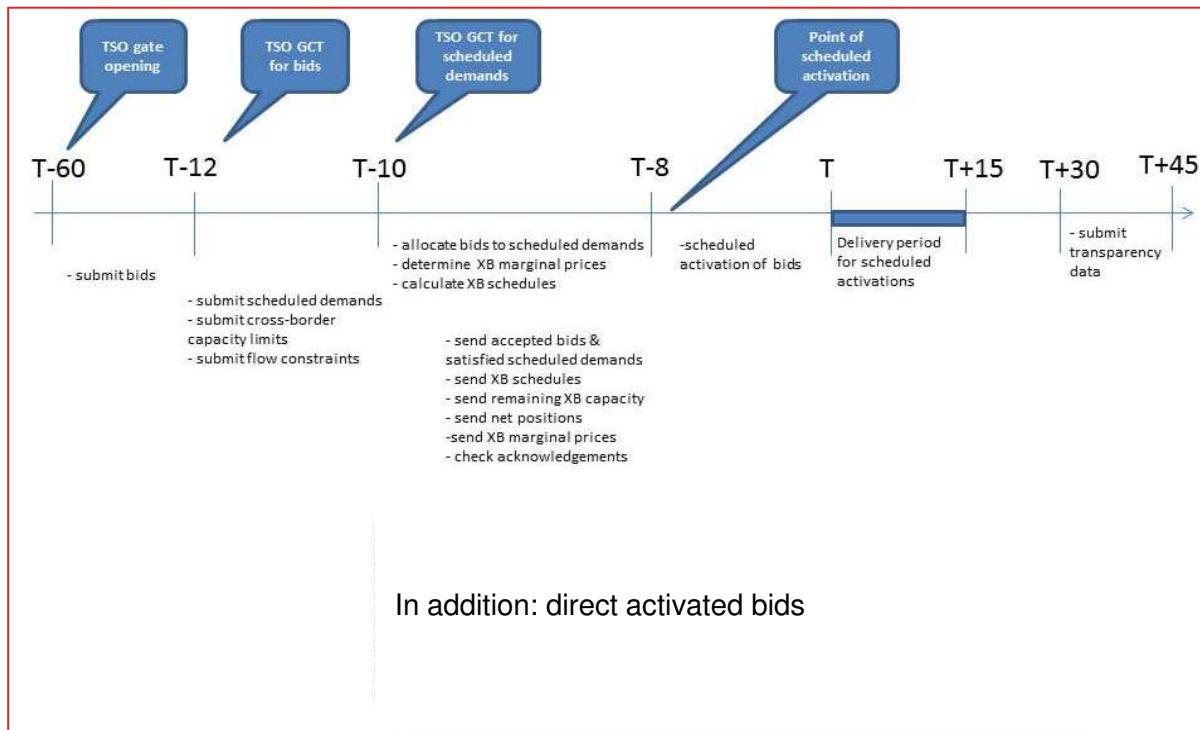
- Bid A and C available from *Green*, but not from *Blue*
- Bid E available from *Blue*, but not from *Green*
- Bid B available from both
- Bid D not available from either

- *How to detect (un)availability?*
 - "Bid filtering" is challenging
- *How to pass on information?*
- *Suboptimal results!*

Overordnet prosess



MARI process time line

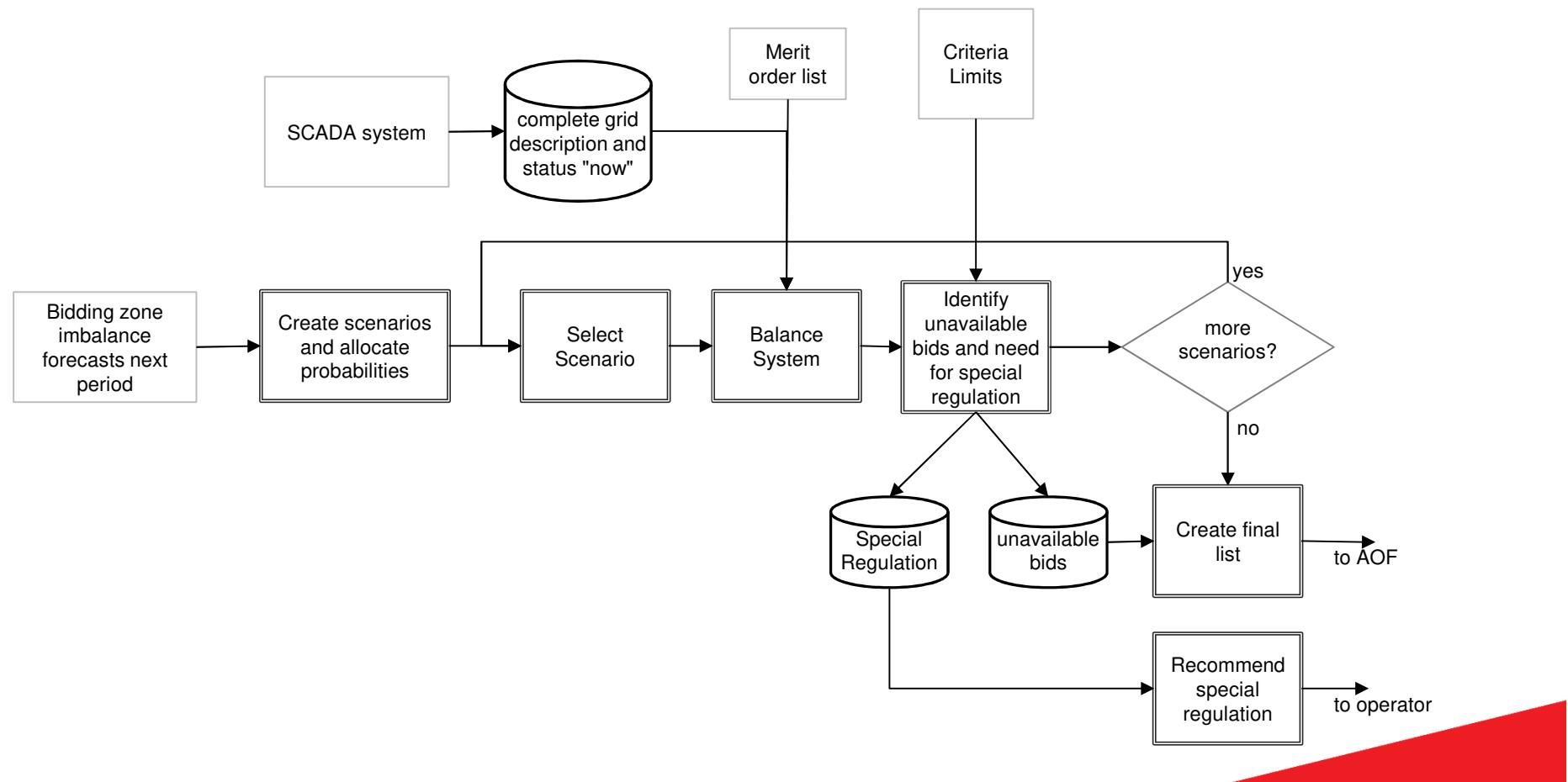


Some challenges

- How will the system evolve for the next 30-45 minutes?
 - Forecasts
- How large are the uncertainties?
 - Historical data, analysis, modelling
- Which requests to expect
 - Sweden, Denmark, Netherlands (and Germany, UK)
 - Up/down, quantity?
- Key: scenarios
- Too few bids available
 - MARI may not balance system → additional balancing needed
 - Market participants dissatisfaction
- Too many bids available
 - MARI selected bids cannot be activated → security issues

High level solution (proof-of-concept)

Statnett



Stasjonsgrupper

- Stasjonsgrupper vil i mange tilfeller være en for grov geografisk angivelse av bud
 - Hvis bud er tilgjengelig et sted i stasjonsgruppen men ikke et annet, kan vi ikke vurdere tilgjengelighet generelt
- Automatiseringen av prosessene gir ikke anledning til "individuell vurdering"
- Svært sannsynlig at bud vil måtte gis mer spesifikt (f.eks. på kraftstasjonsnivå) i en rekke stasjonsgrupper
- Statnett jobber med denne problemstillingen og vil komme tilbake til den etter hvert

Agenda

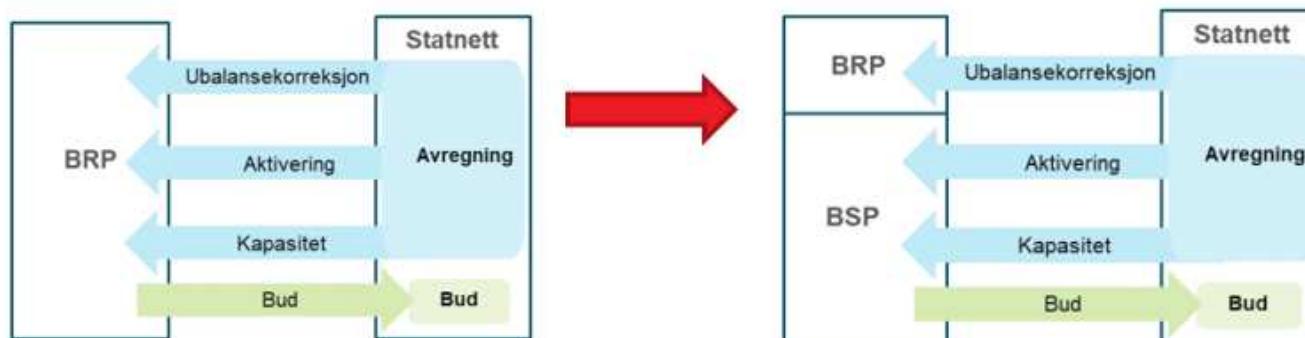
- 10:00-10:10 Velkommen/dagens agenda (Anders)
- 10:10-10:40 Siste utvikling i europeiske metoder for balansering (Martha Marie)
- 10:40-11:30 Tidsplan for innføring av finere tidsoppløsning og ny balanseringsmodell (Lars Olav/Olga Ingrid)
- 11:30-12:15 Lunsj
- 12:15-12:35 Rapport fra Nordisk stakeholdermøte nytt balanseringskonsept og finere tidsoppløsning (Aslak Mæland)
- 12:35-13:00 Status for RKOM og hvor står vi mhp. ny ubalansepris (Finn)
- 13:00-13:20 Kaffe
- 13:20-13:45 Tilgjengelighet av bud på de europeiske handelsplattformene (Gerard)
- 13:45-14:30 Ny rollefordeling mellom BRP og BSP (Martha Marie / Stine)

Nye roller i balansemarkedene

- Definisjoner fra GLEB
 - ‘balancing service provider’ means a market participant with reserve-providing units or reserve-providing groups able to provide balancing services to TSOs
 - ‘balance responsible party’ means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances
- Definisjon fra SOGL
 - ‘scheduling agent’ means the entity or entities with the task of providing schedules from market participants to TSOs, or where applicable third parties

BSPens rolle

- Krav at BSP er den som leverer bud, har ansvar for aktivering, verifisering og får oppgjør, og ikke balanseansvarlig som er hovedregelen i dag. Hvert bud fra en BSP skal være tilknyttet en eller flere balanseansvarlige (BRP) som er ansvarlig for ubalanser og får ubalanseoppgjøret



Hvor står vi – hvilke avklaringer har vi allerede gjort?

Statnett

Krav til BSP

- Aktører må være prekvalifisert som leverandør av balansetjenester (BSP) for å kunne delta i balansemarkedene
 - Prekvalifisering per Reguleringsobjekt/produkt
- Leverandør av balansetjenester (BSP) skal kunne tilby TSO sine tjenester direkte

Hvor står vi – hvilke avklaringer har vi allerede gjort?

Statnett

Oppgjør

- Oppgjøret av kjøp og salg av balansetjenester skal kunne gjøres direkte mot leverandør av balansetjenester (BSP)
- Organiseringen av oppgjør for aktivering og kapasitet vil videreføres slik som i dag, ved at Statnett v/nettavregning håndterer kapasitetsbetaling, mens eSett håndterer avregning av aktivering og imbalance adjustment
- eSett kompenserer BRP for ubalansen påført av BSP ved hjelp av imbalance adjustment
- Pris på korrigering (imbalance adjustment) bør være spotpris
 - eSett legger til pris på korrigeringen
- Eventuelle ubalanser som skyldes avvik mellom planlagt og levert aktivering må tas direkte mellom BRP og BSP

Hvor står vi – hvilke avklaringer har vi allerede gjort?

Statnett

Struktur

- BSP og BRP for samme anlegg kan være ulike selskaper
- BSP og BRP kan ha samme eller ulikt GLN
- BSP vil kun ha anledning til å aggregere anlegg innenfor porteføljen til én BRP i ett og samme bud
- Hver stasjonsgruppe knyttes til én BSP og én BRP

Hvor står vi – hvilke avklaringer har vi allerede gjort?

Statnett

Generelt

- Innføringen av BSP vil i seg selv ikke påvirke om oppgjør for aktivering baseres på avtalt eller målt volum
- Innføringen av BSP vil antagelig komme før innføringen av én balanse i balanseavregningen og 15 min ISP
- eSett endrer modell for alle landene samtidig

Forslag rollefordeling (til diskusjon)

Statnett

BSP:

- Sender produksjonsplaner per stasjonsgruppe til TSO (Fifty)
- Deltar i kapasitetsmarkeder (Fifty) (sender bud, mottar tilslag, mottar avregningsunderlag/avviksrapport)
- Sender planlagt FCR og planlagt aFRR per stasjonsgruppe/budområde til TSO (Fifty)
- Deltar i aktiveringsmarkeder (Fifty) (sender bud, mottar aktiveringsordrer, mottar aktiveringspriser og aktiveringsrapport)
- Blir avregnet for aktiveringer (eSett). (Fifty sender aktiveringer per BSP (med beløp, BRP og stasjonsgruppe angitt til eSett))
- Blir avregnet for solgt kapasitet (TSO v/nettavregning).
- Bestilling av glatting sendes til BSP
 - BSP sender oppdatert produksjonsplan (dvs glattetidsserie)
- Bestilling av flytting sendes til BSP
 - "Aktiveringsvolum" som følge av flytting avregnes/kompenseres BSP

BRP:

- Mottar ubalansepriser
- Får se imbalance adjustments (per stasjonsgruppe/BSP?)
- Blir avregnet for ubalanser (eSett).