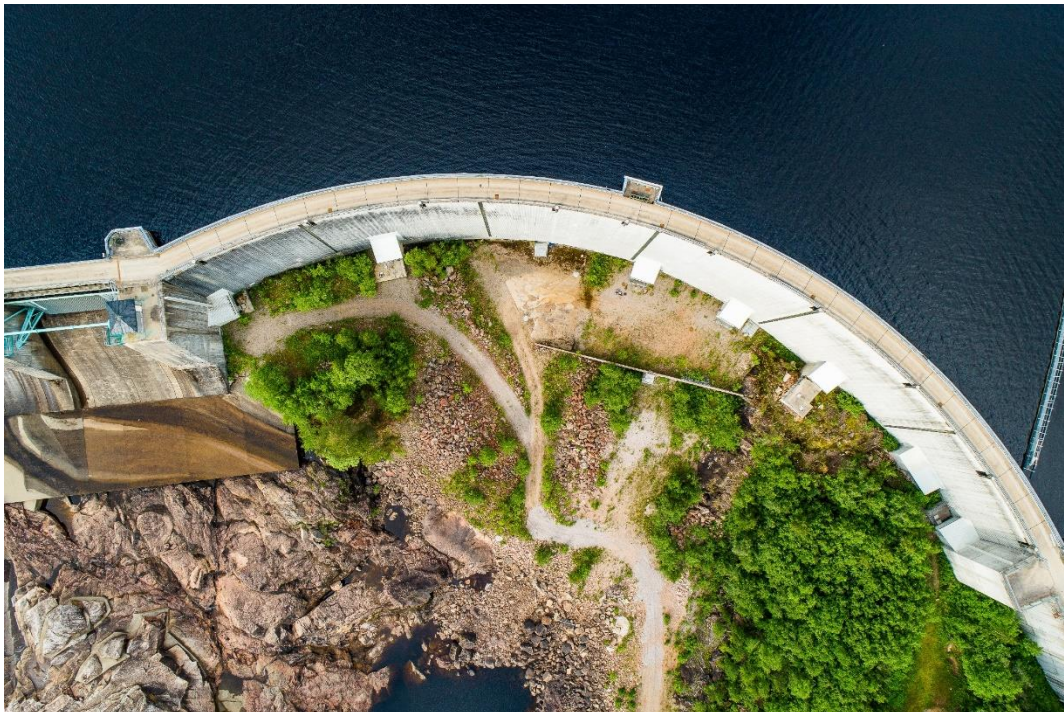

Välkommen till Svenska kraftnäts webinarium: ”Ändringar i nuvarande balansavräkning och balanseringsmodell”




*Stanna kvar, vi kommer alldeles strax
öppna mötet! Du kan följa oss live eller
aktivt delta, valet är ditt!*

Inledning – Anna Jäderström



anna.jaderstromsvk.se



Utökad dialog med
marknadsaktörerna i
tidig fas

Tid	Agendapunkt	Talare
09.00-09.20	Inledning	Anna Jäderström
09.20-11.00	Förändringar i balansavräkningen (en-pris och en-position)	Pär Lydén
11.00-12.00	Avgifter till de balansansvariga	Jenny Lagerkvist
12.00-12.20	Implementeringsplan	Mikael Brask
12.20-13.20	Lunch/Paus	
13.20-15.00	Förändringar i mFRR-energiaktiveringsmarknad	Jesper Marklund Marie Sandahl
15.00-15.30	Avslut	Anna Jäderström

- ✓ Det finns två sätt att delta, om du ska vara aktiv, säkerställ att du har loggat in på zoom-mötet
 - ✓ Ställ frågor via chattfunktionen (kontinuerligt)
 - ✓ Använd "mute"
- ✓ Om du ska tala – säkerställ bra ljud och presentera dig med namn
 - ✓ Mötet spelas in och sparas.
 - ✓ Presentationerna görs tillgängliga efter
- ✓ Om det är problem med bild eller ljud, låt oss veta via chatten

Snabblänkar: Ansluta till webinariet

Hur du ansluter beror på hur du vill delta.

- [Jag vill delta aktivt och kunna ställa frågor \(nytt fönster\)](#)
- [Jag strömmar direktsändningen för jag vill bara se och lyssna på webinariet \(nytt fönster\)](#)

Länkarna funkar bäst med webbläsarna Chrome eller Edge.



Ny modell för balansavräkning

Webbinar

29 maj 2020



Agenda

- > Inledning
- > Legal bakgrund
- > Balansavräkningen i korthet
- > Beräkning av obalans
- > Beräkning av obalanspriset
- > Publicering av information
- > Incitament till Balansansvarig

Agenda

> Inledning

- > Bakgrundsmaterial: Svenska kraftnäts diskussionspapper
- > Milstolpar för ny modell för balansavräkning 2017 till 2024
- > NBM, plattformar för utbyte av balansenergi och balansavräkning

Bakgrundsmaterial till dagens webinar



Electricity markets

2020-05-20 Version 1

DISCUSSION PAPER

Svenska kraftnät's first views on the future imbalance settlement scheme

Disclaimer:

This document is a discussion paper prepared by Svenska kraftnät

1. Its purpose is to elicit discussion and gather opinions from market participants. All views and opinions are Svenska kraftnät's own and should not be regarded as Svenska kraftnät's final position.
2. It is based on a yet to be approved proposal from all European TSOs.
3. It may contain inaccurate assumptions.
4. In preparing this document, Svenska kraftnät has obtained feedback from the other Nordic TSOs, however the paper remains Svenska kraftnät's and the situation in the other Nordic countries has not been reviewed in a detailed fashion.

SVK000000_01.01.2016.04127

- > Ett diskussionspapper publicerades inför dagens webinar
- > Baserat på det preliminära metodförslag som ACER nu reviderar
- > Syftar till att vara informativt, heltäckande och fungera som underlag för "tidig" diskussion.
- > Några fel har upptäckts efter publicering, en version 2 kommer därför inom kort;
 - > Omkastade värden i tabell 1
 - > Referensfel
 - > Sannolikt något mer.



Milstolpar för ny modell för balansavräkning 2017 till 2024

- | | | | |
|-----|---|-----|--------------------------------|
| 1. | EB träder ikraft (Artikel 52.2 är legal grund för Harmonisering av balansavräkning) | 1. | 18 December 2017 |
| 2. | TSO:erna konsulterar det första metodförslaget | 2. | 28 September till 16 Juli 2018 |
| 3. | TSO:erna skickar metodförslaget till tillsynsmyndigheterna | 3. | 18 December 2018 |
| 4. | Tillsynsmyndigheterna skickar ändringsbegäran till TSO:er | 4. | 14 Juni 2019 |
| 5. | TSO:er skickar reviderat metodförslag förslag till Tillsynsmyndigheterna | 5. | 11 November 2019 |
| 6. | Nordiska TSO:er indikerar implementeringsdatum i "NBM roadmap" | 6. | 14 November 2019 |
| 7. | Tillsynsmyndigheterna skickar metodförslaget till ACER | 7. | 14 Januari 2020 |
| 8. | ACER startar en andra konsultation och konsulterar parallellt TSO:er och NRA:er | 8. | 9 Mars to 29 Mars 2020 |
| 9. | ACER workshop (online på grund av Corona) | 9. | 18 Mars 2020 |
| 10. | ACER beslutar och publicerar metod för harmonisering av balansavräkning | 10. | 14 Juli 2020 (senast) |
| 11. | Implementeringsdatum föreslaget av de nordiska TSO:erna | 11. | Q2 2021 |
| 12. | TSO:er skall implementera förslaget (senast) | 12. | 14 Januari 2022 |
| 13. | Start 15 min ISP och ACE-baserad balansering mFRR | 13. | Q2 2023 |
| 14. | Norden ansluter till europeiska plattformar | 14. | 2024 |

Vi är här nu

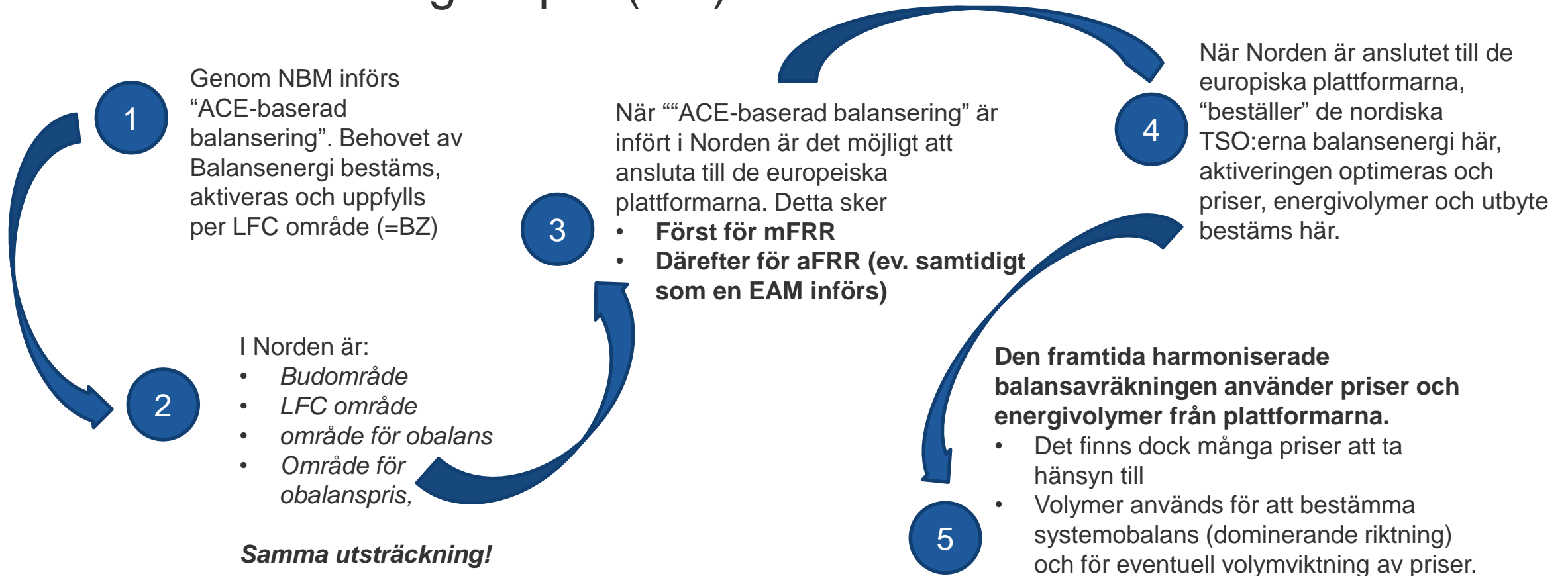
Eventuella ytterligare milstolpar att ta hänsyn till

- > Metodförslaget tillåter nationella metoder i balansavräkningen om dessa först godkänts av den nationella tillsynsmyndigheten;
 - > Ytterligare komponenter i obalanspriset (ex. Bristprissättning)
 - > Tillämpa tvåpris
- > Därtill skall godkänd metod för harmonisering av balansavräkning implementeras i relevanta avtal.

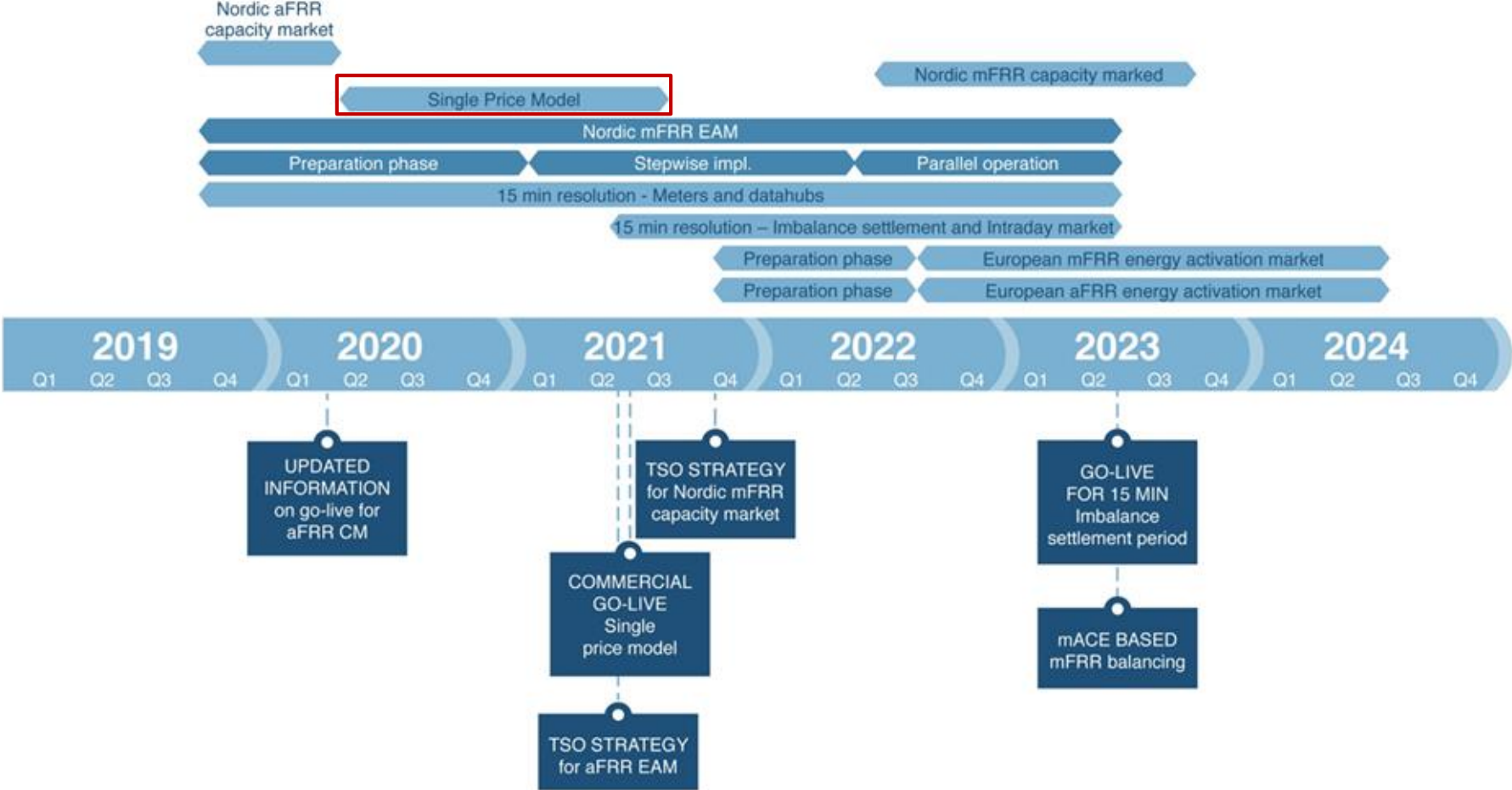
Hur hänger NBM, Europeiska plattformar och ny balansavräkning ihop? (1/2)

- > NBM är en förutsättning för att implementera den europeiska målmodellen för integrerade balansmarknader såväl som harmoniserad obalansavräkning
- > Balansavräkningen är beroende av;
 - > Priser för balansenergi (genereras av de europeiska plattformarna per område utan flaskhalsar, MTU)
 - > Levererad volym balansenergi för ett specifikt *område för obalanspris* (budområde)

Hur hänger NBM, Europeiska plattformar och ny balansavräkning ihop? (2/2)



NBM tidsplan



Milstolpar för ny modell för balansavräkning 2017 till 2024

1. EB träder ikraft (Artikel 52.2 är legal grund för Harmonisering av balansavräkning) 1. 18 December 2017
2. TSO:erna konsulterar det första metodförslaget 2. 28 September till 16 Juli 2018
3. TSO:erna skickar metodförslaget till tillsynsmyndigheterna 3. 18 December 2018
4. NRA:erna skickar metodförslaget till TSO:erna 4. 2 Juli 2019
5. TSO:erna skickar första metodförslaget till NRA:erna 5. 18 December 2019
6. Nordiska TSO:erna inleder implementering av "NBM-Modellen" 6. 17 November 2019
7. NRA:erna skickar metodförslaget till TSO:erna 7. 14 December 2020
8. ACER startar en andra konsultation och konsulterar parallellt TSO:er och NRA:er 8. 9 Mars to 29 Mars 2020
9. ACER workshop (online på grund av Corona) 9. 18 Mars 2020 Vi är här nu

-
10. ACER beslutar och publicerar metod för harmonisering av balansavräkning 10. 14 Juli 2020 (senast)
 11. Implementeringsdatum föreslaget av de nordiska TSO:erna 11. Q2 2021
 12. TSO:er skall implementera förslaget (senast) 12. 14 Januari 2022
 13. Start 15 min ISP och ACE-baserad balansering mFRR 13. Q2 2023
 14. Norden ansluter till europeiska plattformar 14. 2024

Milstolpar för ny modell för balansavräkning 2017 till 2024

- | | | | |
|-----|---|-----|--------------------------------|
| 1. | EB träder ikraft (Artikel 52.2 är legal grund för Harmonisering av balansavräkning) | 1. | 18 December 2017 |
| 2. | TSO:erna konsulterar det första metodförslaget | 2. | 28 September till 16 Juli 2018 |
| 3. | TSO:erna skickar metodförslaget till NRA:erna | 3. | 18 December 2018 |
| 4. | NRA:erna skickar ändringsbegäran till TSO:er | 4. | 14 Juni 2019 |
| 5. | TSO:er skickar reviderat metodförslag förslag till NRA:erna | 5. | 11 November 2019 |
| 6. | Nordiska TSO:er indikerar implementeringsdatum i "NBM roadmap" | 6. | 14 November 2019 |
| 7. | NRA:er skickar metodförslaget till ACER | 7. | 14 Januari 2020 |
| 8. | ACER startar en andra konsultation och konsulterar parallellt TSO:er och NRA:er | 8. | 9 Mars to 29 Mars 2020 |
| 9. | ACER workshop (online på grund av Corona) | 9. | 18 Mars 2020 |
| 10. | ACER beslutar och publicerar metod för harmonisering av balansavräkning | 10. | 14 Juli 2020 (senast) |
| 11. | Implementeringsdatum föreslaget av de nordiska TSO:erna | 11. | Q2 2021 |
| 12. | TSO:er skall implementera förslaget (senast) | 12. | 14 Januari 2022 |
| 13. | Start 15 min ISP och ACE-baserad balansering mFRR | 13. | Q2 2023 |
| 14. | Norden ansluter till europeiska plattformar | 14. | 2024 |

Tidsplan för implementering från punkt 10 till 12
hanteras senare under webbinaret

Vi är här nu

Agenda

- > Legal bakgrund
 - > Legal bakgrund
 - > Berörda avtal
 - > Föreslagen metod för harmoniserad balansavräkning samt tillgängligt bakgrundsmaterial

Legal bakgrund (1/2)

- > Ellagen
 - > 8 kap. Övergripande systemansvar och balansansvar m.m.
- > Elmarknadsförordningen (CEP)
 - > Övergripande regler för balansansvar, regler för obalanspris, publikation av information när effektreserven aktiveras, definition av område för obalanspris, etc.
- > EB (balanskoden)
 - > Principer som balansavräkningen ska följa, randvillkor för (obalans)priset, beräkning av en position, en obalansjustering, en obalans. Fastslår en rad centrala definitioner. Regler för publicering av information relaterad till balansmarknaderna och balansavräkningen

Legal bakgrund (2/2)

- > Metod för harmoniserad balansavräkning (ISH)
 - > Detaljreglerar den harmoniserade balansavräkningen. Men lämnar även vissa frihetsgrader för nationellt beslut
- > Transparensförordningen
 - > Publicering av information relaterad till balansmarknaderna och balansavräkningen (art 17)
- > ...Därtill kommer ett otal beroenden till andra metoder och nätkoder såsom SOGL, ER NC, etc.

Metod för harmoniserad balansavräkning (förslaget)

All TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

11 November 2019

Disclaimer: All TSOs submit this proposal taking into consideration market design options agreed by all TSOs, all NRAs requests for amendments and the known status of discussions with ACER on EB GL related proposals (AFREX, UNFREL, FP). Changes on proposals related to the content of this proposal should be taken into consideration by the relevant regulatory authorities in their approval process.

Contents

Whereas

Abbreviations

TITLE 1 General provisions

Article 1 Subject matter and scope

Article 2 Definitions and interpretation

TITLE 2 Specification and harmonisation of imbalance settlement

Article 3 The calculation of an imbalance adjustment

Article 4 The calculation of a position, an imbalance and an allocated volume

Article 5 Components used for the calculation of the imbalance price

Article 6 Definition of the value of avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves

Article 7 The use of single imbalance pricing

Article 8 Definition of conditions and methodology for applying dual imbalance pricing

TITLE 3 Final provisions

Article 9 Publication and implementation of the ISHP

Article 10 Language

Page

3

7

8

8

8

9

9

10

11

14

14

14

16

16

16

Metod för harmoniserad balansavräkning (förslaget)

All TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

11 November 2019

Disclaimer: All TSOs submit this proposal taking into consideration market design options agreed by all TSOs, all NRAs requests for amendments and the known status of discussions with ACER on EB GL related proposals (AFREX, mFRELIF, FP). Changes on proposals related to the content of this proposal should be taken into consideration by the relevant regulatory authorities in their approval process.

Contents

Whereas

Abbreviations

TITLE 1 General provisions

Article 1 Subject matter and scope

Article 2 Definitions and interpretation

TITLE 2 Specification and harmonisation of imbalance settlement

Article 3 The calculation of an imbalance adjustment

Article 4 The calculation of a position, an imbalance and an allocated volume

Article 5 Components used for the calculation of the imbalance price

Article 6 Definition of the value of avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves

Article 7 The use of single imbalance pricing

Article 8 Definition of conditions and methodology for applying dual imbalance pricing

TITLE 3 Final provisions

Article 9 Publication and implementation of the ISHP

Article 10 Language

Page

3

7

8

8

8

9

9

10

11

14

14

14

16

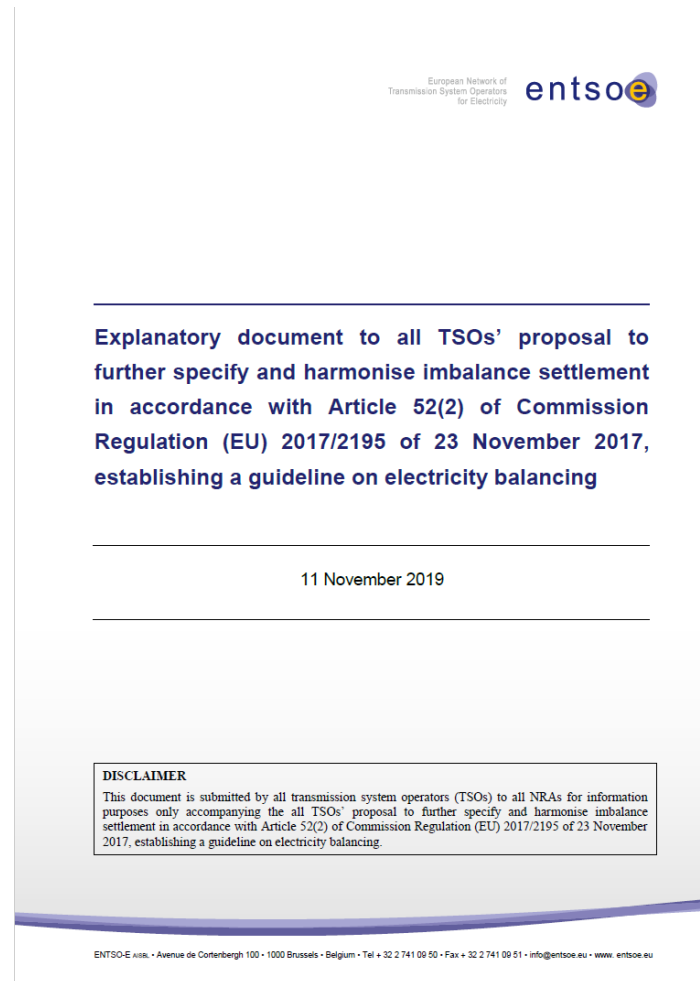
16

16

Beräkning av obalans

Beräkning av obalanspris

Förklarande dokument



- > Europeiska TSO:ena har också gemensamt tagit fram ett förklarande dokument som beskriver och förklarar metodförslaget
- > Därutöver finns nu även nämnda Svks diskussionspapper (som också antar ett bredare perspektiv genom att inkludera övriga relevanta förordningar)
- > Finns tillgängligt via Svenska kraftnäts hemsida och ENTSO-E eller ACER
- > Nuvarande balansavräkning finns på ett mycket bra sätt beskrivet i eSetts handbok
- > Därutöver har de nordiska TSO:erna gemensamt tagit fram relevant material tillgängligt via nordicbalancingmodel.net

Metod för harmoniserad balansavräkning (förslaget)

- > Återigen, notera att detta är preliminärt metodförslag
- > ACER arbetar nu fram den slutgiltiga metoden som skall godkännas senast 14 juli.

Berörda avtal

- > **Avräkningsavtalet (eSett)**
 - > eSetts handbok utgör en bilaga till avräkningsavtalet
 - > Handboken beskriver avräkningsprocessen i detalj
- > **Balansansvarsavtalet**
 - > Eventuellt behöver även balansansvarsavtalet uppdateras

Agenda

- > Balansavräkningen i korthet
 - > Definitioner och grundförutsättningar
 - > Balansavräkning i korthet
 - > De viktigaste förändringarna mot nuvarande balansavräkning

Några definitioner som är bra att hålla reda på (1/3)

- > **7. balansansvarig part:** en marknadsdeltagare eller dennes utsedda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser.
- > **8. obalans: en energivolym** som beräknas för en balansansvarig part och som motsvarar skillnaden mellan den tilldelade volym som tillskrivs den balansansvariga parten och den slutliga position som intagits av den balansansvariga parten, inklusive eventuella obalansjusteringar som tillämpas på den balansansvariga parten, inom en viss avräkningsperiod för obalanser.
- > **11. område för obalans:** det område för vilket en obalans beräknas.
- > **13. område för obalanspris:** det område för vilket ett obalanspris beräknas.

Några definitioner som är bra att hålla reda på (2/3)

- > **14. obalansjustering:** en energivolym som representerar balansenergin från en leverantör av balanstjänster och som tillämpas av den anslutande systemansvariga för överföringssystemet för en avräkningsperiod för obalanser till de berörda balansansvariga parterna, som används för beräkningen av obalansen för dessa balansansvariga parter.
- > **15. tilldelad volym:** en energivolym som fysiskt matas in eller tas ut från systemet och som tillskrivs en balansansvarig part, för beräkningen av obalansen hos den balansansvarige parten.
- > **16. position:** den deklarerade energivolymen hos en balansansvarig part som används för beräkningen av dess obalans.

Några definitioner som är bra att hålla reda på (3/3)

- > "värdet av den aktivering av balansenergi från frekvensåterställningsreserver eller ersättningsreserver som undviks" , EB, art 52.2(b)
- > På engelska "Value of Avoided activation":
- > **Referenspris**, motsvarar dagens "balansgrundpris"
- > '**value of avoided activation**' means a reference price that can be calculated by the TSO or TSOs of a given imbalance price area after the balancing energy gate closure time for a given ISP, at least when there is no balancing energy demand or balancing energy activation in the direction of the balancing energy demand for that imbalance price area for that ISP.

Urval av de allmänna principerna för avräkning (EB)

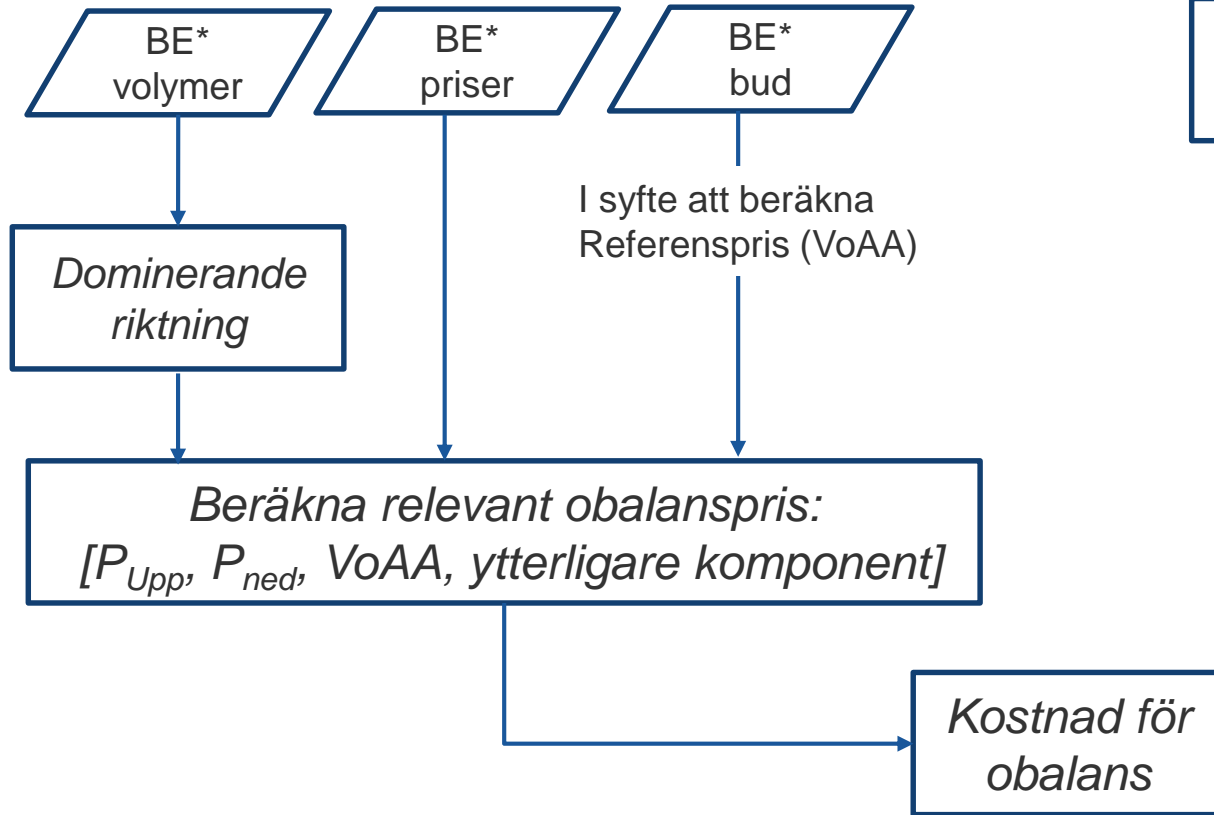
- > a) fastställa lämpliga ekonomiska signaler som avspeglar obalanssituationen,
- > b) säkerställa att obalanserna avräknas till ett pris som återspeglar realtidsvärdet för energi,
- > c) tillhandahålla incitament för de balansansvariga parterna att ha balans eller att hjälpa systemet att återställa balansen,
- > d) underlätta harmonisering av mekanismerna för avräkning av obalanser,
- > i) garantera ekonomisk neutralitet för alla systemansvariga för överföringssystemen.

Viktiga slutsatser att dra ur de allmänna principerna

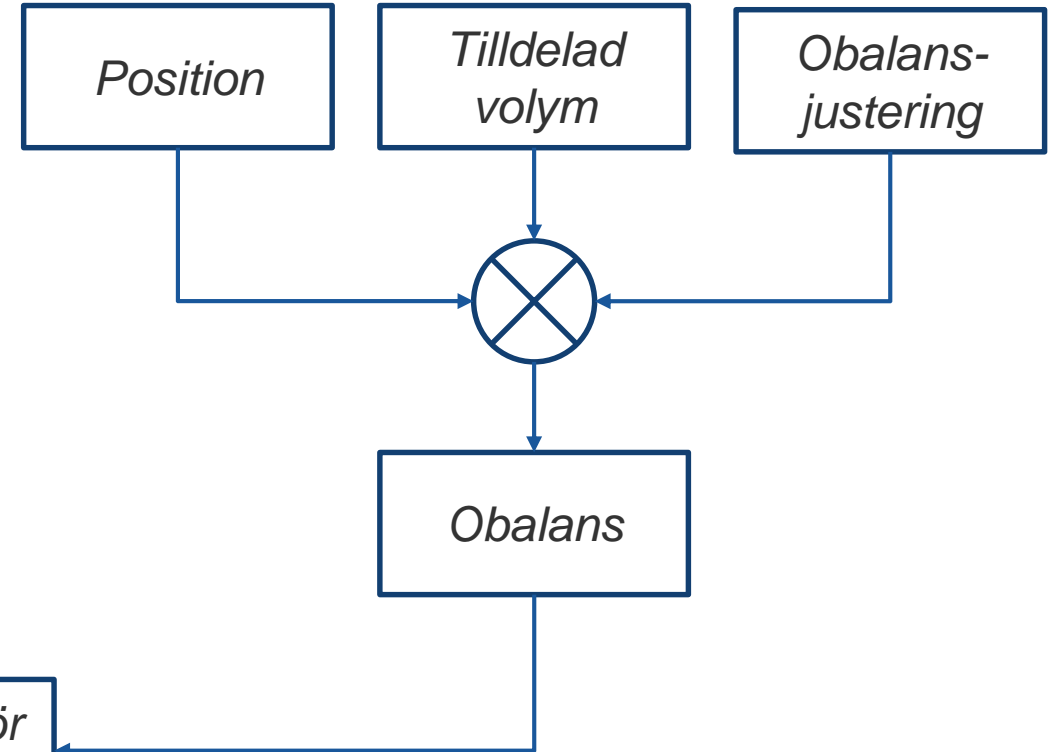
- > Den harmoniserade balansavräkningen föreskriver i första hand en avräkning där obalanspriset direkt avspeglar realtidsvärdet av energi och korrekta prissignaler till Balansansvariga.
- > Ekonomisk neutralitet för TSO skall förvisso säkerställas, men obalanspriset har inte som huvudsyfte att säkerställa detta (även om möjlighet finns)
- > EB ger möjlighet att åstadkomma ekonomisk neutralitet via avgifter till de balansansvariga (diskuteras senare).
- > Detta är i grunden samma förutsättningar som den nuvarande nordiska modellen där priset på balansenergi bestämmer obalanspriset. Balansavräkningen "integreras" på så vis i balansmarknaden.

Balansavräkningen i korthet

Beräknas per avräkningsperiod, område för obalanspris



Beräknas per BA, avräkningsperiod, område för obalans



*BE: Balansenergi

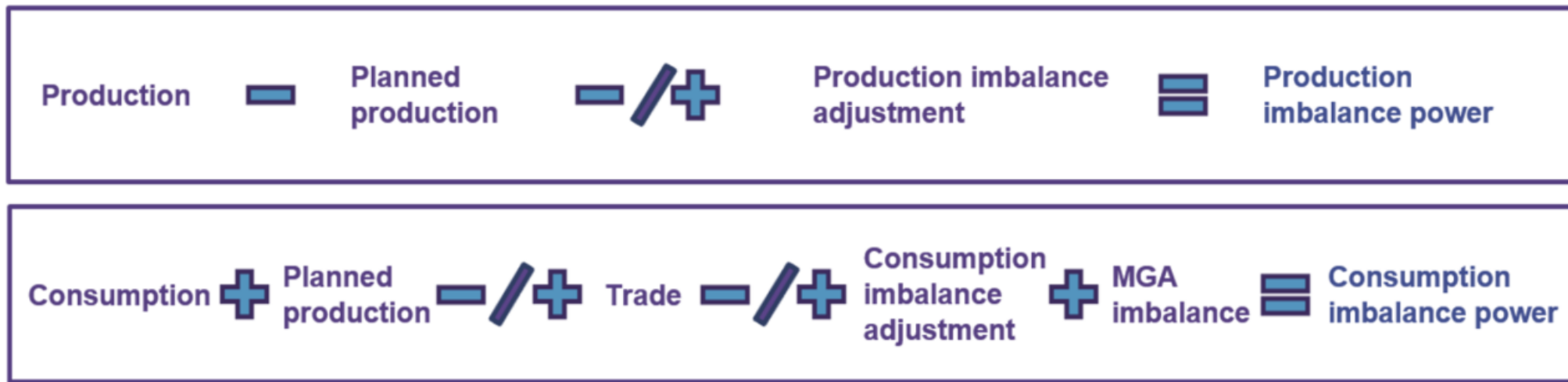
De viktigaste förändringarna mot nuvarande balansavräkning

- > **En position som beräknas av handelsplaner**
- > **Tillämpning av enpris**
- > Prisberäkning som baseras på;
 - > *Behov av balansenergi per "område för obalanspris"* (budområde)
 - > Europeisk prisbildning för balansenergi
 - > Priset på aFRR balansenergi inkluderas i obalanspriset
- > Förändrat referenspris "Value of Avoided Activation". Baseras på balansenergibud (istället för Dagen-före priset)
- > Tillämpa "VoLL" i händelse effektreserven aktiveras, samt möjlighet att tillämpa bristprissättning

Agenda

> Beräkning av obalans

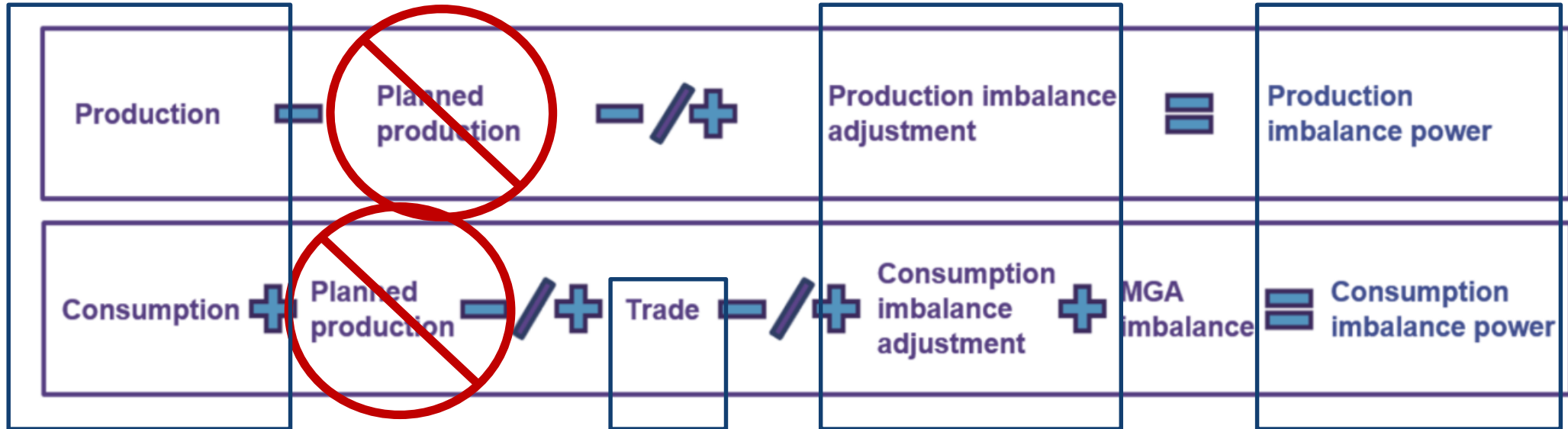
Nuvarande beräkning av obalanser*



*se eSett handbook för mer info

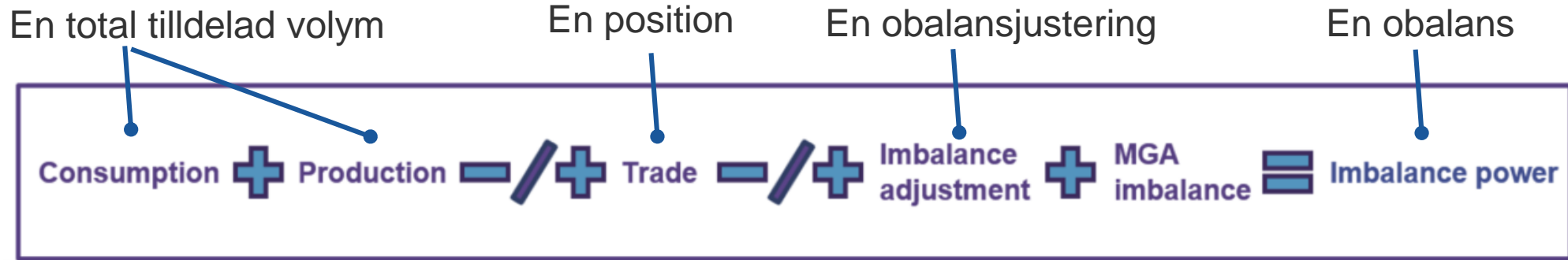
Förändring av nuvarande beräkning av obalanser

En total tilldelad volym



En slutgiltig position

Framtida beräkning av obalanser



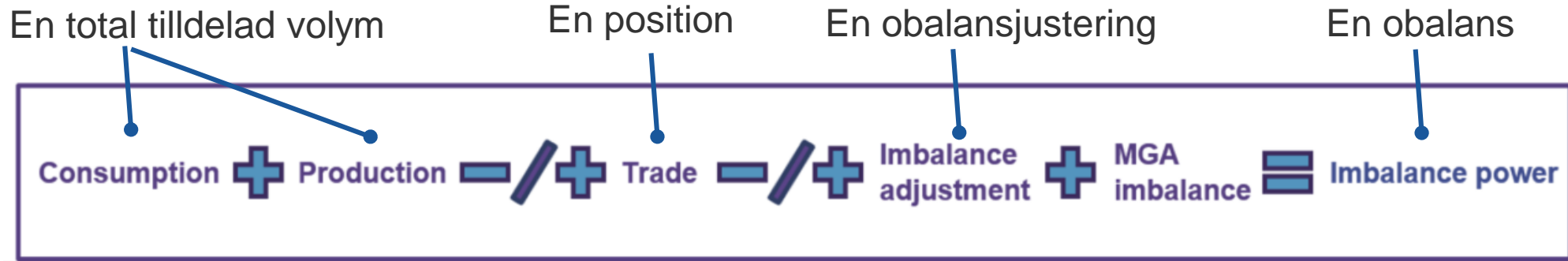
tilldelad volym: en energivolym som fysiskt matas in eller tas ut från systemet och som tillskrivs en balansansvarig part, för beräkningen av obalansen hos den balansansvarige parten.

position: den deklarerade energivolymen hos en balansansvarig part som används för beräkningen av dess obalans.

obalansjustering: en energivolym som representerar balansenergin från en leverantör av balanstjänster och som tillämpas av den anslutande systemansvariga för överföringssystemet för en avräkningsperiod för obalanser till de berörda balansansvariga parterna, som används för beräkningen av obalansen för dessa balansansvariga parter.

obalans: en energivolym som beräknas för en balansansvarig part och som motsvarar skillnaden mellan den tilldelade volym som tillskrivs den balansansvariga parten och den slutliga position som intagits av den balansansvariga parten, inklusive eventuella obalansjusteringar som tillämpas på den balansansvariga parten, inom en viss avräkningsperiod för obalanser.

Framtida beräkning av obalanser



tilldelad volym:
Uppmätt eller
preliminär
schablonleverans

position: Samtliga
handelsplaner; DA,
ID, bilateral handel

obalansjustering: Justeringar som
motsvarar eventuella aktiveringar
av balansenergi (i syfte att dessa
inte ska orsaka en obalans för BA)

obalans: En obalansvolym per BA, ISP
och budområde

MGA imbalance: Tidigare områdesobalans och beräknas som summan av utbyten, produktion och förbrukning i ett nätavräkningsområde. BA för BA för nätavräkningsområdet bär kostnaden. MGA imbalance är oftast lika med 0. Är den inte det beror det på felmätning, felrapportering eller strukturfel

Agenda

- > Beräkning av obalanspriset
 - > Enpris och tvåpris
 - > De viktigaste komponenterna i beräkningen av obalanspriset
 - > Bristprissättning och obalanspris i händelse av att effektreserven aktiverats
 - > Bestämna dominerande riktning för ett område
 - > Referenspriset

Obalanspriset – införande av enpris

- > Enpris införs (för den totala obalansen, inte bara för förbrukning)
- > Enpris innebär att ”för en given ISP och ett givet Område för obalanspris, är priset för negativa och positiva obalanser lika”
- > *Tecken/betalningskonventioner i EB (art. 55):*

Betalning för obalans

	Positivt obalanspris	Negativt obalanspris
Positiv obalans	Betalning från systemansvarig för överföringssystem till balansansvarig part	Betalning från balansansvarig part till systemansvarig för överföringssystem
Negativ obalans	Betalning från balansansvarig part till systemansvarig för överföringssystem	Betalning från systemansvarig för överföringssystem till balansansvarig part

Obalanspriset – möjligheter till tvåpris

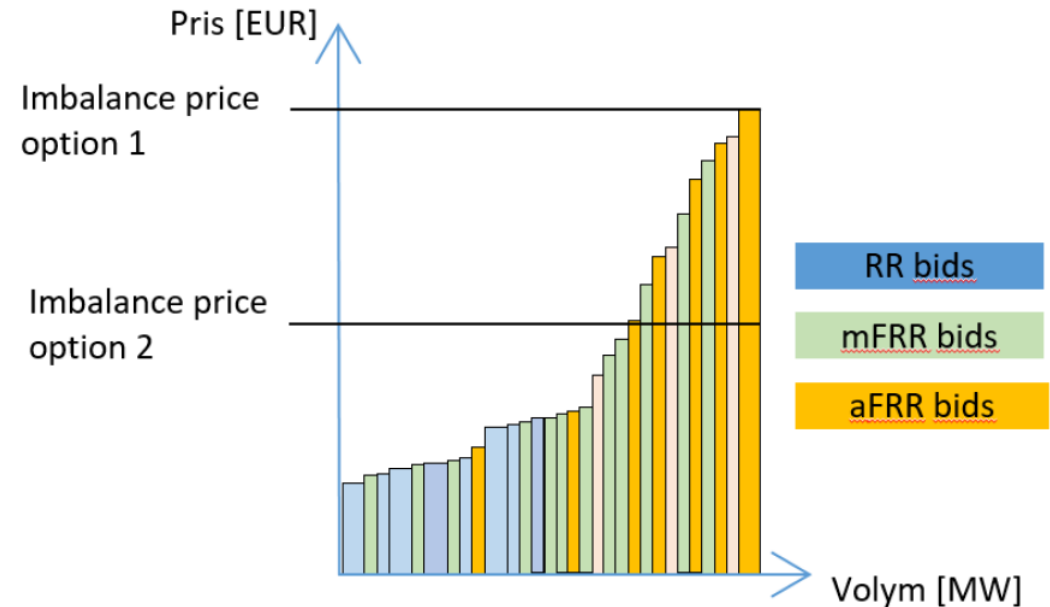
- > Metoden för balansavräkning tillåter att tvåpris tillämpas. Detta kräver godkännande av tillsynsmyndigheten (Ei) och ska tillämpas enligt specificerade undantagsregler.
- > Svenska kraftnäts har gemensamt med de övriga nordiska TSO:erna beslutat att i nuläget inte ansöka om tvåpris
- > Svenska kraftnäts oro för hur de förändrade ekonomiska incitamenten kan påverka systemdriften (självreglering) kvarstår och de nordiska TSO:erna arbetar gemensamt med att utvärdera alternativa åtgärder.

Beräkning av obalanspriset

- > På samma sätt som idag kommer obalanspriset beräknas utifrån aktiverad balansenergi
- > ..Men på sikt är det flera nya faktorer att ta hänsyn till;
 - > Flera balanseringsprodukter (mFRR, aFRR, specifika produkter?)
 - > Olika marknadstidsenheter för olika balanseringsprodukter
 - > Möjlighet att tillämpa bristprissättning
 - > Europeisk istället för nordisk prisbildning
 - > Obalanspris “per område för obalanspris” istället för “område utan flaskhals”
 - > Nytt referenspris (från Q2 2021)

De viktigaste komponenterna i beräkningen av obalanspriset

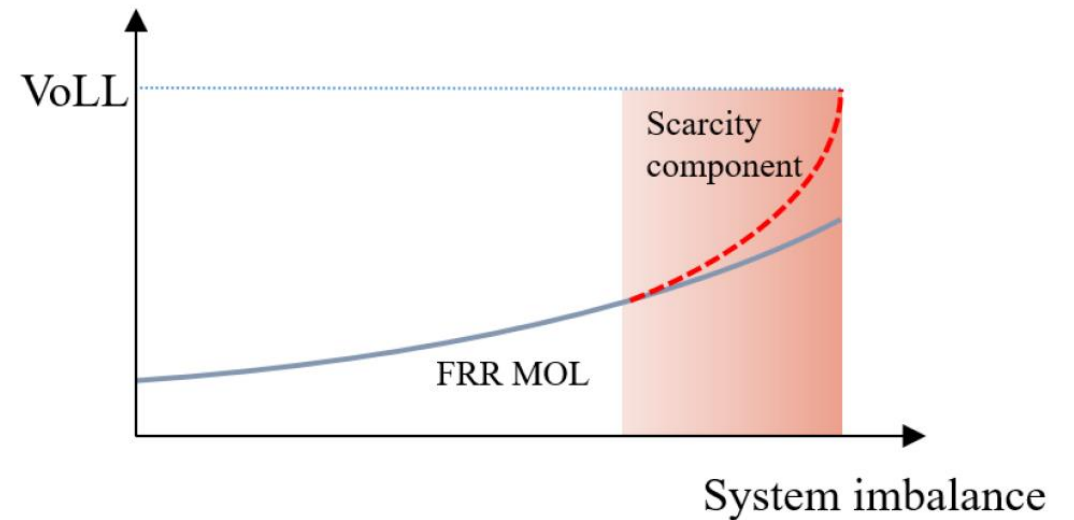
- > Metodförslaget föreskriver inte hur balansenergipriserna skall användas för att beräkna obalanspriset;
 - > Volymviktning?
 - > Marginalpris?
 - > Kombination av ovanstående?
- > Vilka incitament skapar olika alternativ?
- > Är det lämpligt att använda volymviktning för aFRR?
- > Behöver inte bestämmas innan Q2 2021, men de kommande åren



Källa: Svenska kraftnäts diskussionspapper, kapitel 5.1

Bristprissättning och pris när effektreserven aktiveras

- > Metodförslaget tillåter att bristprissättning tillämpas. I korthet innebär det att obalanspriset tillåts avvika från priset på balansenergi under (på förhand definierade) bristsituationer
- > Vidare föreskriver Elmarknadsförordningen, artikel 22(2), att VoLL tillämpas som obalanspris i händelse att effektreserven aktiveras.
- > Kan noteras att en enkel form av bristprissättning redan tillämpas (bortkopplingspris, BA-avtalet kap 4.1.1)
- > Svenska kraftnät är positiva till bristprissättning men i nuläget saknas både tillräckliga analyser och detaljerad design.
- > Tillämpning av VoLL är också beroende av andra artiklar i Elmarknadsförordningen (sannolikt inte implementerat Q2 2021)



Källa: Svenska kraftnäts diskussionspapper, kapitel 5.4

Bestämna dominerande riktning för ett område

- > Precis som idag avgör "systemobalansen" vilket obalanspris som ska beräknas
- > Dominerande riktning ska (i huvudsak) bestäms utifrån de balansenergivolymmer som används för att balansera systemet. Systemet kan vara;
 - > Överbalanserat och enbart positiv balansenergi aktiverat
 - > Underbalanserat och enbart negativ balansenergi aktiverat
 - > Över/underbalanserat och både upp/nedreglering aktiverat
 - > I balans (ingen balansenergi aktiverat)
- > Förändring mot nuvarande beräkning är definitionen av område. Nu beräknas dominerande riktning per område utan flaskhals, framöver skall beräkningen ske per område för obalanspris

EUR/MWh

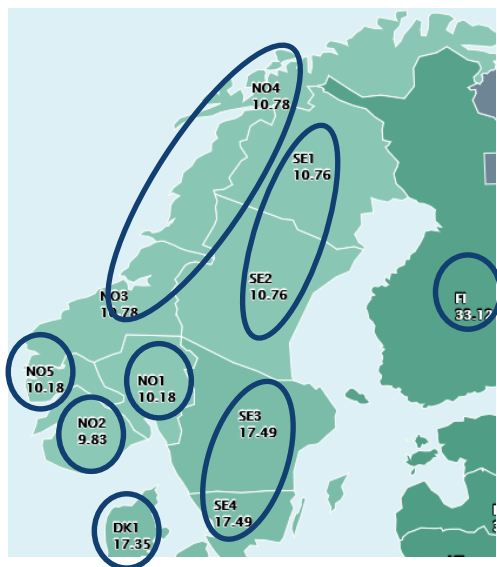
27-05-2020	Price up	Price down	Dominating direction	Imbalance price consumption
00 - 01	1,45	0,00	D	0,00
01 - 02	1,48	0,00	D	0,00
02 - 03	1,47	-1,00	D	-1,00
03 - 04	1,47	-1,83	D	-1,83
04 - 05	1,47	-2,00	D	-2,00
05 - 06	1,50	-2,00	D	-2,00
06 - 07	1,72	0,00	D	0,00
07 - 08	2,23	2,23	-	2,23
08 - 09	2,49	2,49	-	2,49
09 - 10	3,00	2,20	U	3,00
10 - 11	3,21	1,99	U	3,21

Källa: www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/

Skillnad på område utan flaskhals och område för obalanspris

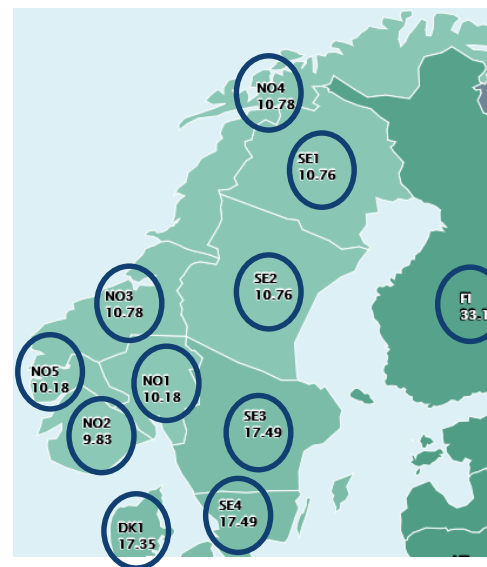
> Idag

- > Dominerade riktning (systemobalans) beräknas per **område utan flaskhals**



> Den harmoniserade balansavräkningen

- > Dominerade riktning (systemobalans) beräknas per **Område för obalanspris**



- > Bygger på den europeiska målmodellen vilket förutsätter NBM. Den faktiska konsekvensen beror av regler obalansprisberäkning (ämne för nordisk och nationell diskussion)

Exempel

- > Två sammankopplade områden med tillgänglig transmissionskapacitet emellan;
 - > Område A är Överbalanserat (5 MW)
 - > Område B är Underbalanserat (-10 MW)
 - > Initialt "nettas" de motriktande balanserna, därefter aktiveras 5 MW (uppåt)
- > Vad blir då dominerade riktning?
 - > För närvarande tilldelas båda områden samma dominerande riktning (Upp) de ingår i samma område utan flaskhals
 - > I den framtida modellen tilldelas de båda områdena olika dominerande riktning då de har motriktade behov av balansenergi
- > Vad blir priset i område A? Ska det avspegla priset för aktiverad balansenergi för området utan flaskhals eller priset för det "lokala" behovet (vilket i detta fall är 0, vilket leder till referenspris)?
- > ~~Nuvarande modell kommer initialt att fortsätta tillämpas i Norden, men vidare diskussion är viktig!~~

Ett nytt referenspris (Value of avoided activation)

- > För närvarande tillämpas dagen-före priset som referenspris (balansgrundpris) i Norden
- > Framöver skall referenspriset beräknas utifrån budpriser för balansenergi.
- > Referenspriset betecknas "Värdet av den aktivering av balansenergi från frekvensåterställningsreserver eller ersättningsreserver som undviks" eller "Value of avoided activation"
- > Metodförslaget lämnar flera designmöjligheter öppna. Exempelvis; *vilka* bud avses och exakt hur ska beräkningen ske? Vid vilka tillfällen ska referenspriset tillämpas?
- > Med största sannolikhet krävs en förändring av referenspriset redan vid Q2 2021.

Agenda

- > Publicering av information

Publicering av information (1/3)

- > Transparensförordning, EB (Balanskoden), Elmarknadsförordning och metodförslag föreskriver (delvis överlappande) information som ska publiceras och har av betydelse för balansavräkningen
- > Information från Balansmarknaderna, systembalans och balansavräkning har ett inbördes beroende, publiceringen hänger samman.
- > Tidpunkten för publicering är viktig;
 - > I många fall “så snart som möjligt men inte senare än 30 minuter efter realtid”
 - > Elmarknadsförordningen (art. 6.13) föreskriver också publicering av **estimerade priser** för balansenergi och obalanspris

Publicering av information (2/3)

- > Information som skall publiceras;
 - > Balansenergi priser och obalanspriser (nära realtid samt estimerade)
 - > Diverse budinformation (från balansenergimarknaderna)
 - > Utbyte av balansenergi (när de europeiska plattformarna används)
 - > Systembalansen (notera likheten/skillnaden mot dominerande riktning)
 - > Värde och tillämpning av ytterligare komponenter i obalanspriset (ex. bristprissättning)
- > Publicering skall dock inte ske om det skapar ”en faktisk eller potentiell konkurrensfördel eller –nackdel”

Publicering av information (3/3)

- > Svenska kraftnät arbetar tillsammans med övriga TSO:er i Norden och genom ENTSO-E (europeiskt) för att möjliggöra publicering av information
 - > Viss information bör eventuellt inte publiceras av konkurrensskäl
 - > Annan information kan av tekniska skäl inte publiceras i nuläget (ex. områdesobalanser) eller är knuten till de europeiska plattformarna (ex. utbyte av balansenergi)
 - > Ytterligare information måste detaljeras ytterligare gemensamt i Europa (ex. estimerade priser)
- > Transparenskraven kommer således att succesivt implementeras under de kommande åren.

Agenda

- > Incitament till Balansansvarig

Incitament

- > Som tidigare nämnt är det mycket viktigt för Svenska kraftnät (även legalt) att de ekonomiska incitament som skapas av Balansavräkningen stödjer en effektiv systemdrift och en välfungerande balansmarknad. Några centrala avväganden är därför;
 - > Vilka incitament för självreglering finns, vad är lämpligt?
 - > Hur ska beräkning av Obalanspriset ske och när ska bristprissättning tillämpas?
 - > Hur ska referenspriset beräknas och när ska det tillämpas?
 - > Publicering av information knuten till balansmarknaden
- > Svenska kraftnät planerar för mer analyser och fortsatt dialog med marknadens aktörer både innan och efter Q2 2021.

Tack!

Balansansvarsavgift

29 maj 2020

Webbinarie



Syfte

> Syfte

- > Informera om pågående arbete med balansansvarsavgiften på Svenska kraftnät.
- > Informera om Svenska kraftnäts position och ingångsvärden samt få inspel på dessa.

> Mål

- > Att skapa delaktighet i frågan om framtida balansansvarsavgift och fånga upp synpunkter till det fortsatta arbetet.

De inspel och reaktioner vi hinner med idag får gärna framföras – men det finns även möjlighet att ge skriftliga inspel i närtid samt under kommande konsultation.

Agenda

- > Introduktion och bakgrund
- > Arbete med ny struktur för balansansvarsavgiften
- > Legal komplexitet I
- > Legal komplexitet II
- > Avslut

Introduktion och bakgrund

Varför har vi en balansansvarsavgift?

- > Svenska kraftnät behöver täcka alla kostnader för balansering som inte täcks i balansavräkningen.
 - > Balanskapacitet, störningsreserv, administration, personal, licenser, avskrivningar, konsulter.
- > Svenska kraftnät tycker det är viktigt att varje kundkollektiv bär sina egna kostnader för att möjliggöra ett effektivt nyttjande och utbyggnad av transmissionsnätet samt en kostnadseffektivt balansering av kraftsystemet.
 - > Kostnader för nätutbyggnad, underhåll, etc. går via nättariffen.
 - > Kostnader för balansering, orsakade av obalanser, balanskapacitet, etc. går via balansansvarsavgiften.

Dagens balansansvarsavgift

> Består av fyra komponenter:

Balanskraftavgift	EUR/MWh - för förbrukningsbalanskraft	Harmoniserad taknivå 0,5 €/MWh	Ska täcka kostnad för hantering av obalanser pga. enpris.
Grundavgift för förbrukning	EUR/MWh - omsättning	Harmoniserad fördelning P: x F: 2x	Ska täcka balanskapacitet, störningsreserv och övriga kostnader (personal, IT, avskrivningar, etc.)
Grundavgift för produktion	EUR/MWh - omsättning		
Veckoavgift	EUR/vecka - per aktör	Harmoniserad nivå 30 €/MWh	Ska täcka kostnad för administration hos eSett.

> Nordiskt harmoniserad struktur.

Varför behöver balansansvarsavgiften förändras?

- > Sverige har haft samma struktur för balansansvarsavgiften sedan den nordiska harmoniseringen 2010.
- > Det pågår nu stora förändringar av balansmarknaden och den nordiska balanseringen.
- > Kostnaderna och prisvolatiliteten för stödtjänster har de senaste åren ökat markant.
- > I och med införandet av en-pris och en position kommer incitamenten, Svenska kraftnäts kostnader och kostnadsfördelningen mellan producenter och förbrukare att förändras.
- > EB ställer nya krav på avgiftsutformning och godkännande från Energimarknadsinspektionen.

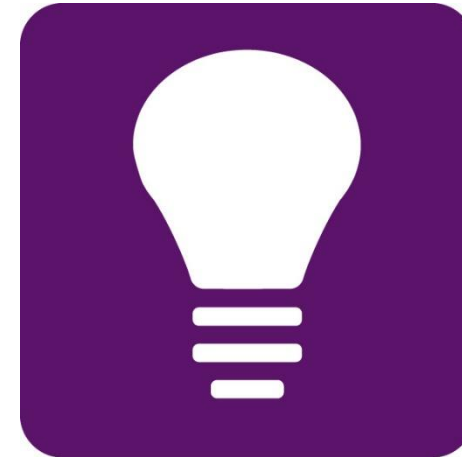
(1/2)

Varför behöver balansansvarsavgiften förändras?

Svenska kraftnät ser därför ett behov av att justera strukturen för balansansvarsavgiften i syfte att

- > skapa korrekta incitament
- > hålla ned kostnader och
- > säkerställa kostnadstäckning för Svenska kraftnät

i enlighet med det nya regelverket.



(2/2)

Arbete med ny struktur för balansansvarsavgiften

Legala utrymmet

> EB, kapitel Avräkningsprinciper, artikel 44 Allmänna principer:

1. Avräkningsprocesser ska:
 - f) undvika snedvridning av incitament för balansansvariga parter, leverantörer av balanstjänster och systemansvariga för överföringssystem,
 - g) stödja konkurrensen mellan marknadsaktörerna,
 - i) garantera ekonomisk neutralitet för alla systemansvariga för överföringssystemen
2. Varje relevant tillsynsmyndighet i enlighet med artikel 37 i direktiv 2009/72/EG ska säkerställa att inga ekonomiska vinster eller förluster med avseende på det ekonomiska resultatet av avräkningen i enlighet med kapitlen 2, 3 och 4 i denna avdelning uppkommer för någon systemansvarig för överföringssystem inom tillsynsmyndighetens behörighetsområde, under den regleringsperiod som definieras av tillsynsmyndigheten och ska säkerställa att eventuella positiva eller negativa ekonomiska resultat till följd av avräkning i enlighet med kapitlen 2, 3 och 4 i denna avdelning ska vidarebefordras till nätanvändare i enlighet med tillämpliga nationella bestämmelser.
3. Varje systemansvarig för överföringssystem får utarbeta ett förslag till en ytterligare avräkningsmekanism som är åtskild från mekanismen för avräkning av obalanser för att reglera upphandlingskostnaderna för balanskapacitet i enlighet med kapitel 5 i denna avdelning, administrativa kostnader och andra kostnader för balansering. Den ytterligare mekanismen för avräkning ska gälla för balansansvariga parter. Detta bör företrädesvis uppnås genom införandet av en funktion för bristprissättning. Om de systemansvariga för överföringssystemen väljer en annan mekanism bör de motivera detta i förslaget. Ett sådant förslag ska vara föremål för tillsynsmyndighetens godkännande.

Legal utrymme – 44(3)

> EB, kapitel Avräkningsprinciper, artikel 44 Allmänna principer:

Svenska kraftnät får föreslå en balansansvarsavgift för godkännande till Ei – nationellt förfarande.

Avgiften får täcka kostnader som rör balansering.

Avgiften ska appliceras på balansansvariga, dvs. BRP:ar.

3. Varje systemansvarig för överföringssystem får utarbeta ett förslag till en ytterligare avräkningsmekanism som är åtskild från mekanismen för avräkning av obalanser för att **reglera upphandlingskostnaderna för balanskapacitet** i enlighet med kapitel 5 i denna avdelning, **administrativa kostnader** och **andra kostnader för balansering**. Den ytterligare mekanismen för avräkning ska **gälla för balansansvariga parter**. Detta bör företrädesvis uppnås genom införandet av en funktion för bristprissättning. Om de systemansvariga för överföringssystemen väljer en annan mekanism bör de motivera detta i förslaget. Ett sådant förslag ska vara föremål för tillsynsmyndighetens godkännande.

Svenska kraftnäts arbete med en ny balansansvarsavgift

- > Internt arbete
 - > Principer för strukturen har tagits fram.
- > Diskussionsgrupp med aktörer
 - > Ett möte för att tidigt inhämta synpunkter kring en framtida BA-avgift.
- > Dialog med övriga nordiska TSO:er
 - > Kopplat till en-prisprojektet inom NBM.



Svenska kraftnäts vägledande principer för en ny avgiftsmodell

Avgiftsmodellen ska:

- > ge kostnadstäckning för Svenska kraftnät.
- > vara enkel, förutsägbar och robust.
- > vara konkurrensneutral.
- > vara kostnadsriktig, dvs den balansansvariga parten ska betala för den kostnad som denne föranleder (polluter pays).
- > ge korrekta incitament.

Slutsatser från diskussionsgruppen

Avgiftsstrukturen ska vara:

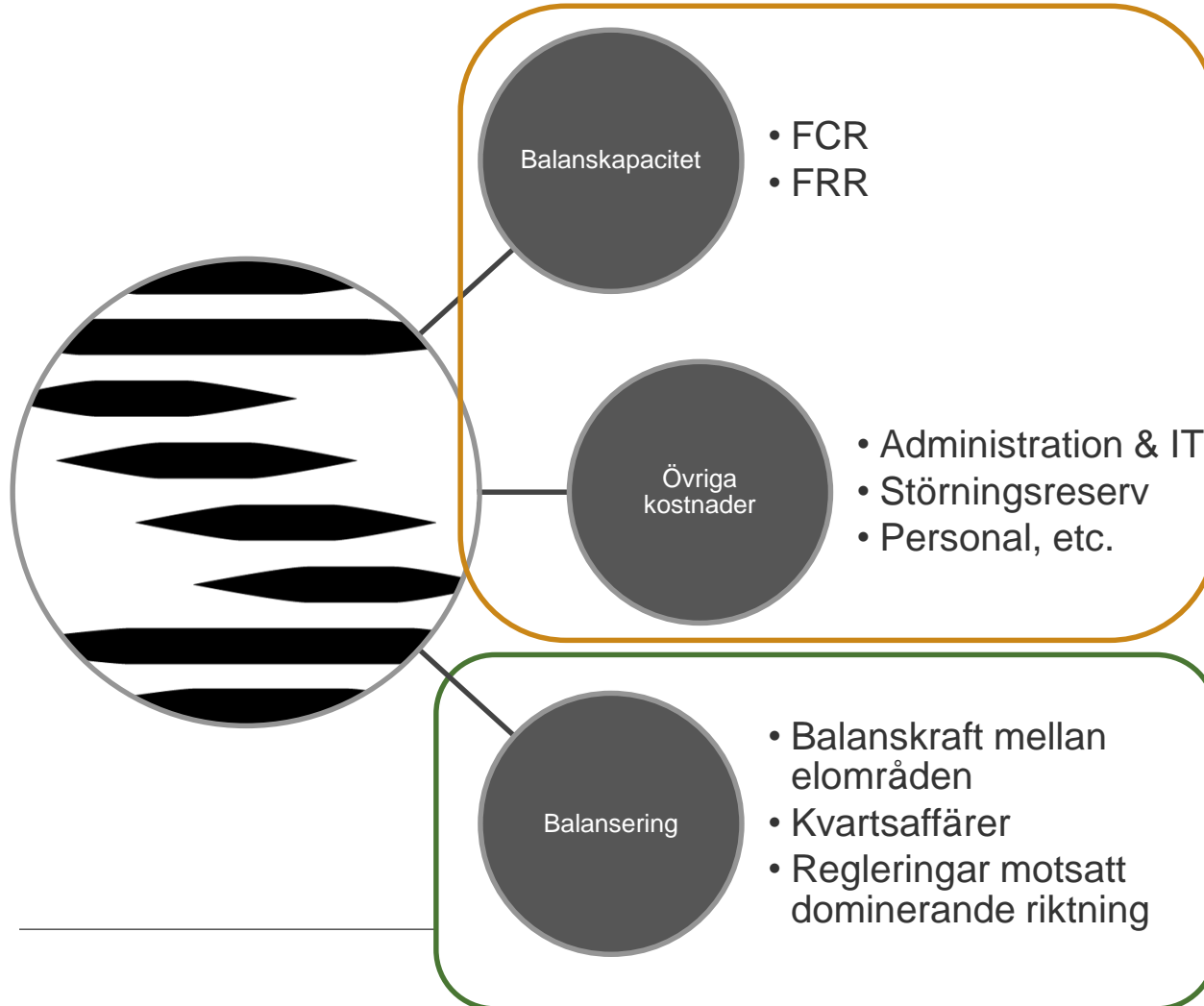
- > Enkel, förutsägbar, robust och rättvis.
 - > Transparens underordnat enkelhet.
- > Strukturen bör vara nordiskt harmoniserad även om inte nivåerna är det.
- > Lika för producenter och förbrukare.

Helst bestående av endast två komponenter:

- > En som aktören inte kan påverka (socialiserad grundavgift) - €/MWh omsättning.
- > En som aktören kan påverka genom sin balansering (polluter pays) - €/MWh balanskraft.



Svenska kraftnäts kostnader för balansering

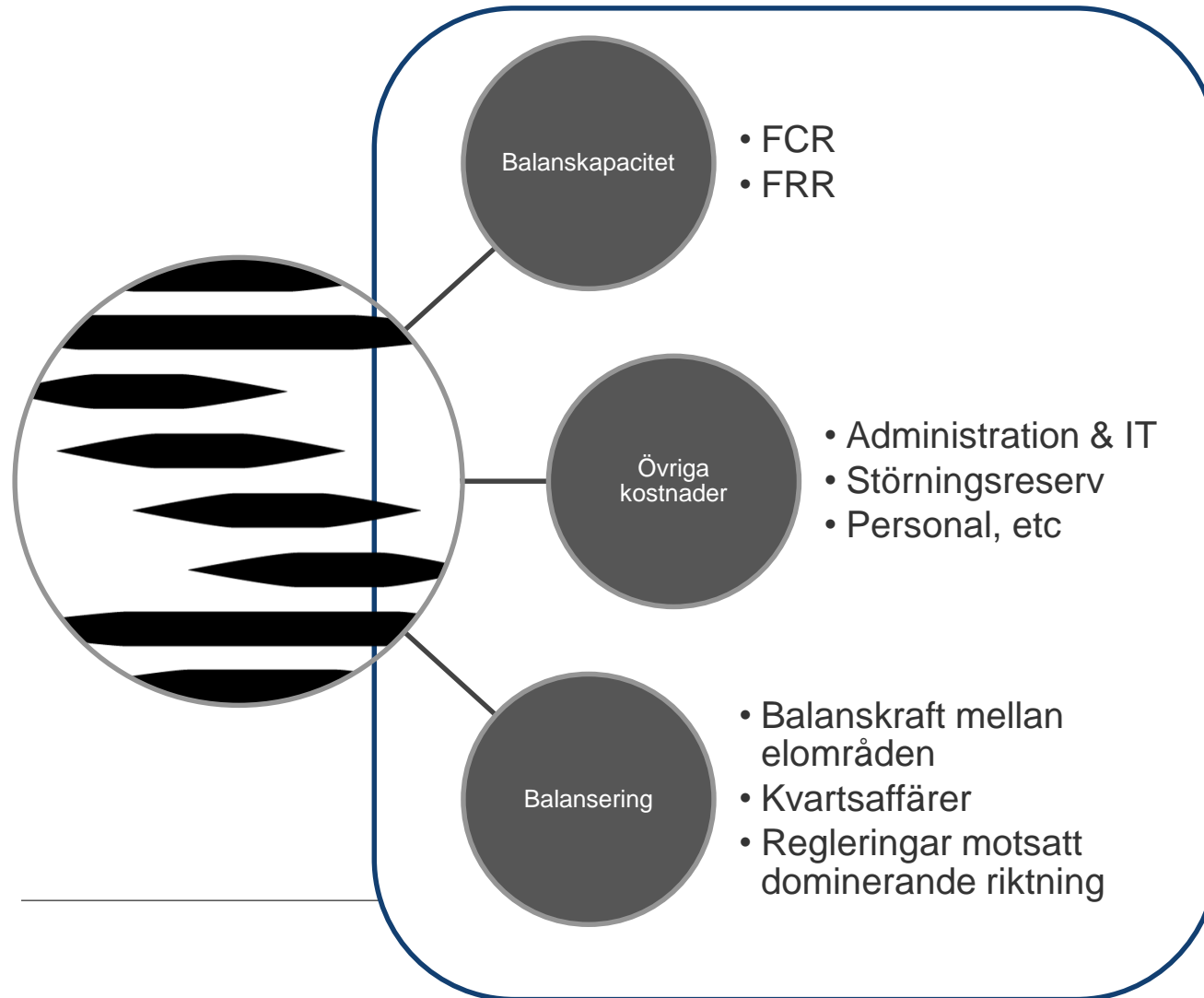


> Dessa kostnader ingår idag i balansansvarsavgiften.

> Hanteras idag i balansavräkningen.

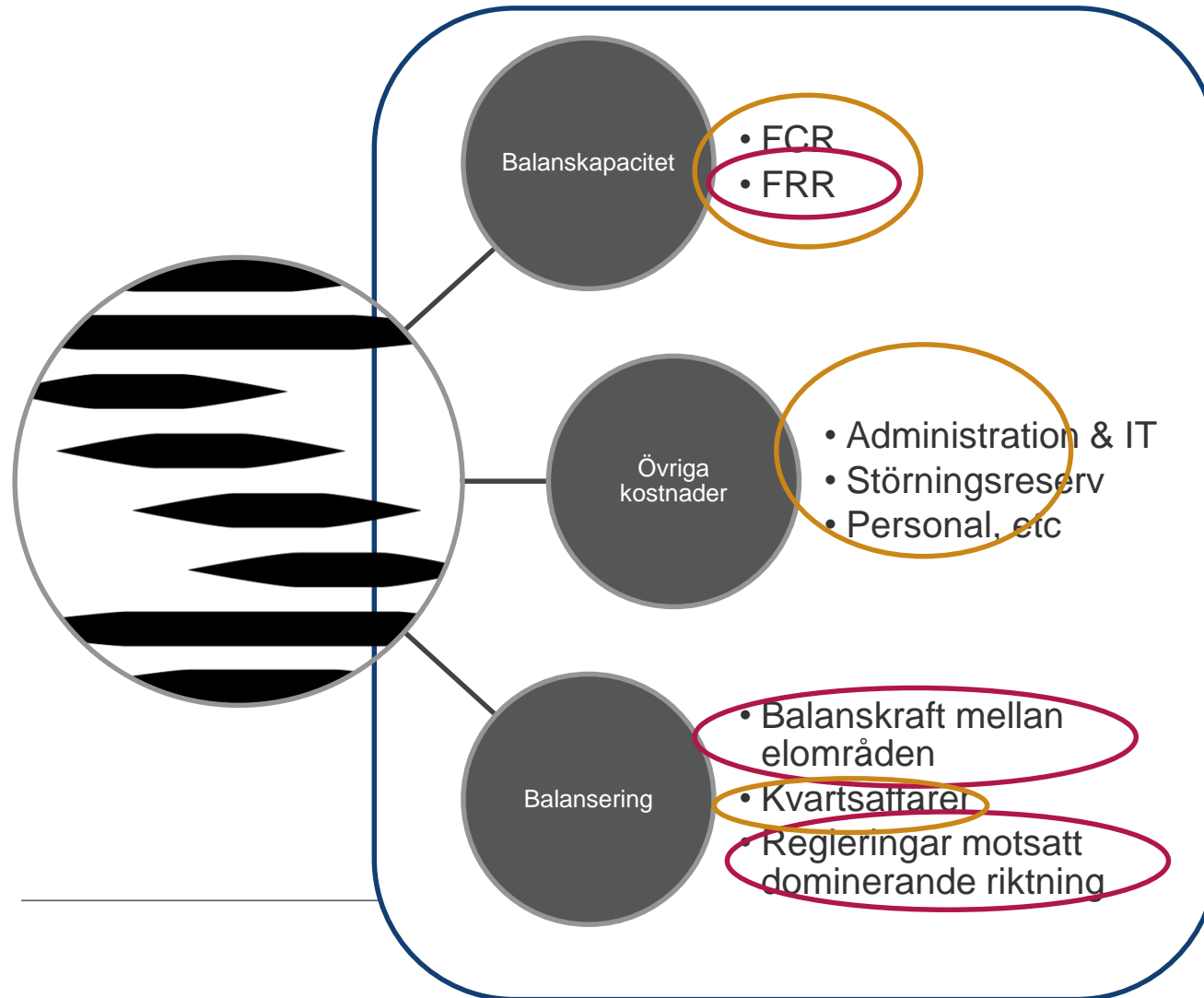
> Ger finansiellt neutralt resultat för TSO:n genom intäkt i balansavräkning på motsatt pris på produktionsbalanskraft.

Svenska kraftnäts kostnader för balansering



- > Ny avgiftsstruktur ska inrymma alla dessa kostnader
- > Notera att kostnaderna sannolikt kommer förändras i takt med marknadens utveckling, bl.a:
 - > Balanskraft mellan elområden – försvinner pga mACE
 - > Regleringar motsatt dominerande riktning – minskar pga 15 min avräkningsperiod
 - > Volym balanskapacitet FRR ökar

Svenska kraftnäts kostnader för balansering



Kostnad balansansvarig kan påverka

- > FRR (del av dimensionering som beror av obalanser)
- > Balanskraft mellan elområden
- > Regleringar i motsatt riktning

Kostnad balansansvarig inte kan påverka

- > FCR + övrig volym FRR
- > Övriga kostnader
- > Kvartsaffärer

Legal komplexitet att ta hänsyn till I – EB 44(2)

Legal utrymmet – 44(2)

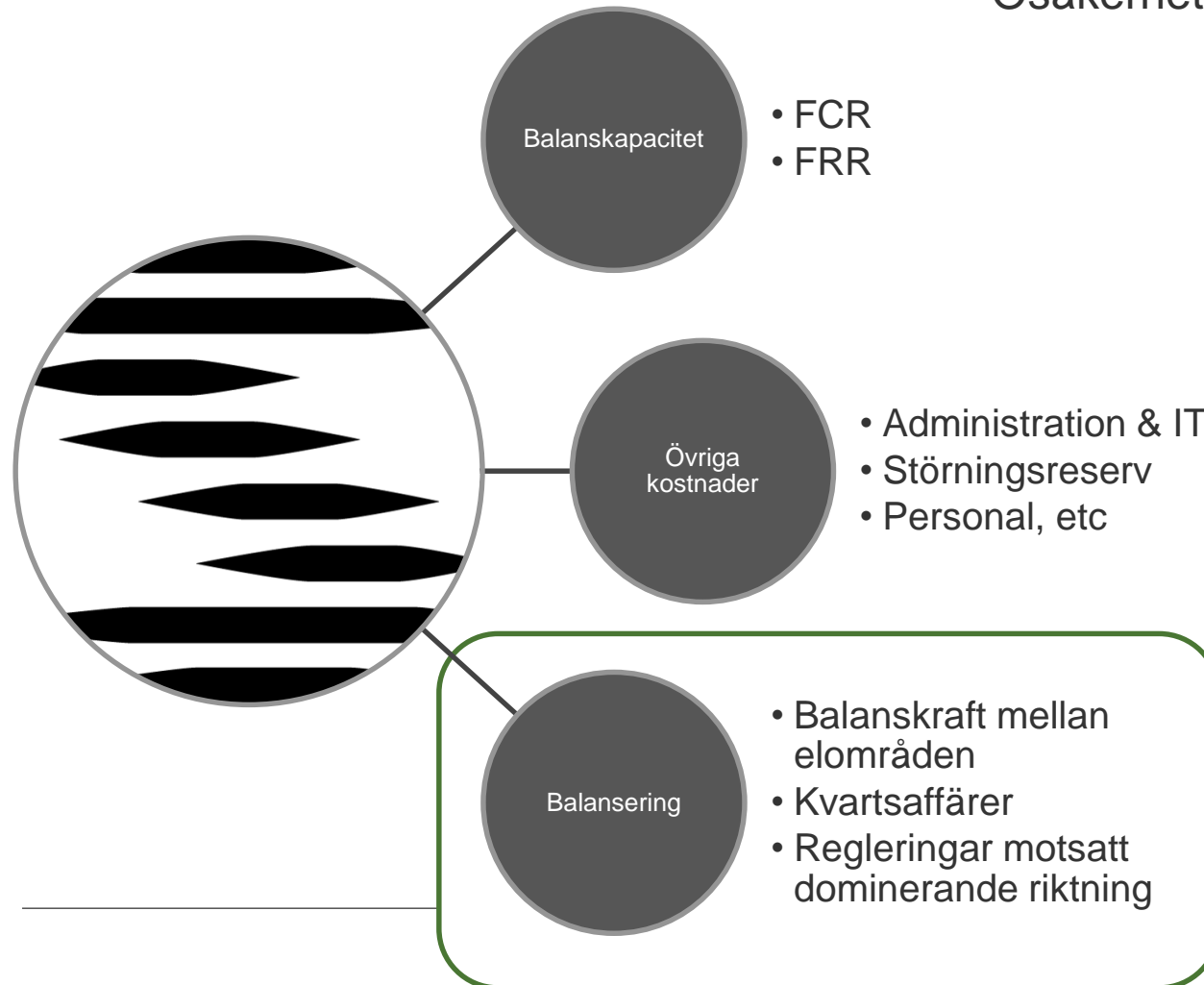
- > EB, kapitel 44
1. Avräkningsmekanismerna ska:
 - f) undvika snedvridning av incitament för balansansvariga parter, leverantörer av balanstjänster och systemansvariga för överföringssystem,
 - g) stödja konkurrensen mellan marknadsaktörerna,
 - i) garantera ekonomisk neutralitet för alla systemansvariga för överföringssystemen
 2. Varje **relevant tillsynsmyndighet** i enlighet med artikel 37 i direktiv 2009/72/EG ska **säkerställa att inga ekonomiska vinster eller förluster** med avseende på det ekonomiska resultatet av avräkningen i enlighet med kapitlen 2, 3 och 4 i denna avdelning uppkommer för någon systemansvarig för överföringssystem inom tillsynsmyndighetens behörighetsområde, under den regleringsperiod som definieras av tillsynsmyndigheten och ska säkerställa att **eventuella positiva eller negativa ekonomiska resultat till följd av avräkning** i enlighet med kapitlen 2, 3 och 4 i denna avdelning **ska vidarebefordras till nätanvändare** i enlighet med tillämpliga nationella bestämmelser.
 3. Varje systemansvarig för överföringssystem får utarbeta ett förslag till en ytterligare avräkningsmekanism som är åtskild från mekanismen för avräkning av obalanser för att reglera upphandlingskostnaderna för balanskapacitet i enlighet med kapitel 5 i denna avdelning, administrativa kostnader och andra kostnader för balansering. Den ytterligare mekanismen för avräkning ska gälla för balansansvariga parter. Detta bör företrädesvis uppnås genom införandet av en funktion för bristprissättning. Om de systemansvariga för överföringssystemen väljer en annan mekanism bör de motivera detta i förslaget. Ett sådant förslag ska vara föremål för tillsynsmyndighetens godkännande.

NRA ska säkerställa att TSO:n är ekonomiskt neutral i balansavräkningen.

Vinst/förlust ska justeras i nättariffen.

Konsekvens av 44(2)

Osäkerhet kring att inkludera dessa kostnader i avgiften.



Kostnad balansansvarig kan påverka

- > FRR (del av dimensionering som beror av obalanser)
- > Balanskraft mellan elområden
- > Regleringar i motsatt riktning

Kostnad balansansvarig inte kan påverka

- > FCR + övrig volym FRR
- > Övriga kostnader
- > Kvartsaffärer

Svenska kraftnäts hållning

- > Svenska kraftnäts hållning är att kostnaderna bör innefattas i balansansvarsavgiften
 - > Att justera underskott/överskott via nättariffen – går emot princip om polluter pays.
- > Alternativ hantering är att införa en komponent i prissättning av obalanser (s.k. *mark-up*) för att säkerställa kostnadstäckning för kostnader för balansering (balansavräkning).
 - > Enligt legala utrymmet.
 - > Enligt principerna, men går då via balansavräkning istället för via balansansvarsavgift.

Legal komplexitet att ta hänsyn till II – EB 44(3)

Legal utrymme – 44(3)

> EB, kapitel Avräkningsprinciper, artikel 44 Allmänna principer:

Svenska kraftnät får föreslå en balansansvarsavgift för godkännande till Ei – nationellt förfarande.

Avgiften får täcka kostnader som rör balansering.

Avgiften ska appliceras på balansansvariga, dvs. BRP:ar.

3. Varje systemansvarig för överföringssystem får utarbeta ett förslag till en ytterligare avräkningsmekanism som är åtskild från mekanismen för avräkning av obalanser för att **reglera upphandlingskostnaderna för balanskapacitet** i enlighet med kapitel 5 i denna avdelning, **administrativa kostnader** och **andra kostnader för balansering**. Den ytterligare mekanismen för avräkning ska **gälla för balansansvariga parter**. **Detta bör företrädesvis uppnås genom införandet av en funktion för bristprissättning**. Om de systemansvariga för överföringssystemen väljer en annan mekanism bör de motivera detta i förslaget. Ett sådant förslag ska vara föremål för tillsynsmyndighetens godkännande.

Funktion för bristprissättning (eng. *shortage pricing*) föredras.

Konsekvens av 44(3)

- > Oklart hur införande för funktion för bristprissättning ska fungera.
- > Bristprissättning bör ge incitament till den som kan agera vid eventuell brist. Då balanskapacitet är enda faktorn som kan ha brist i detta legala utrymme.
 - > Balansansvariga parter – betalar avgiften
 - > BSP – lämnar bud för balanskapacitet
- > Bristprissättning ska täcka kostnader för balanskapacitet runt 1,5 miljarder.
- > Svenska kraftnäts anser inte att det är lämpligt att enbart ha en funktion för bristprissättning istället för en balansansvarsavgift.
 - > Att inkludera bristprissättning som ett element i avgiften kan dock vara en väg framåt – dock viktigt att funktionen ger ytterligare värde.

Avslut

Summering

- > I arbetet framöver kommer Svenska kraftnät föra linjen
 - > Enligt principer om kostnadsriktighet (polluter pays), ge incitament, ge kostnadstäckning, etc.
 - > Enligt utfall från diskussionsgruppen – enkelhet > transparens.
- > Svenska kraftnät kommer i första hand att inkludera alla kostnader för balansering i balansansvarsavgiften.
- > Svenska kraftnät ämnar inte inkludera bristprissättning i balansansvarsavgiften.

Vad händer nu?

- > Svenska kraftnät för diskussion med de nordiska TSO:erna gällande harmonisering av avgiftsstrukturen.
- > Ny avgiftsstruktur ska tas fram (oavsett harmonisering).



- > Svenska kraftnät tar gärna emot aktörers inspel gällande balansansvarsavgiften.
 - > Maila till: balansansvarsavtal@svk.se

Tack.



**SVENSKA
KRAFTNÄT**

Implementeringsplan

- *Dagens utgångsläge*

- > GoLive är satt till Q2-2021
 - > Baserat på ett gemensamt nordiskt TSO-beslut
 - > Togs innan de europeiska tillsynsmyndigheterna skickade ISHP till ACER för beslut
 - > Måldatum för GoLive är måndag 2021-05-03

Implementeringsplan

- Utmaningar

- > ACER ska meddela sitt ISH-beslut senast tisdag 2020-07-14
 - > En möjlig konsekvens baserat på innehållet är att GoLive kan behöva senareläggas
 - > Det legala utrymmet innebär ett införande +18 månader efter att ISH-beslutet är offentliggjort
 - > Absolut sista datum för GoLive är fredag 2022-01-14

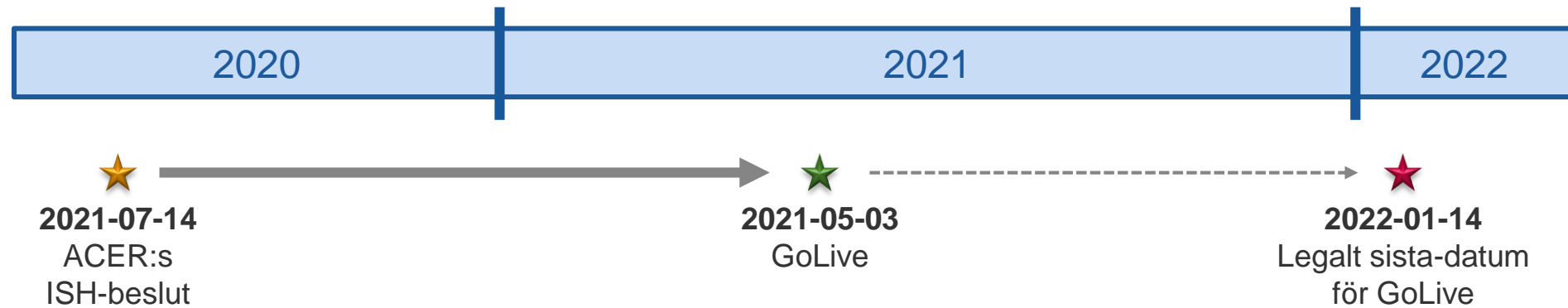
Implementeringsplan

- Utmaningar

- > Skiftet från dagens Balansansvarsavgift till ny struktur för Balansansvarsavgift
 - > Gemensam strävan om fortsatt nordisk harmonisering
 - > Fyra nationella TSO'er med något olika förutsättningar och infallsvinklar
 - > Nationella godkännandeprocesser (i dagsläget primärt relaterat till artikel 44.3 i EB)
 - > Fyra tillsynsmyndigheter som var och en behöver agera i samklang det nordiska projektets tidsplan

Implementeringsplan

- Övergripande tidsplan





Paus

Webbinariet startar igen 13.20

mFRR energiaktiveringsmarknad

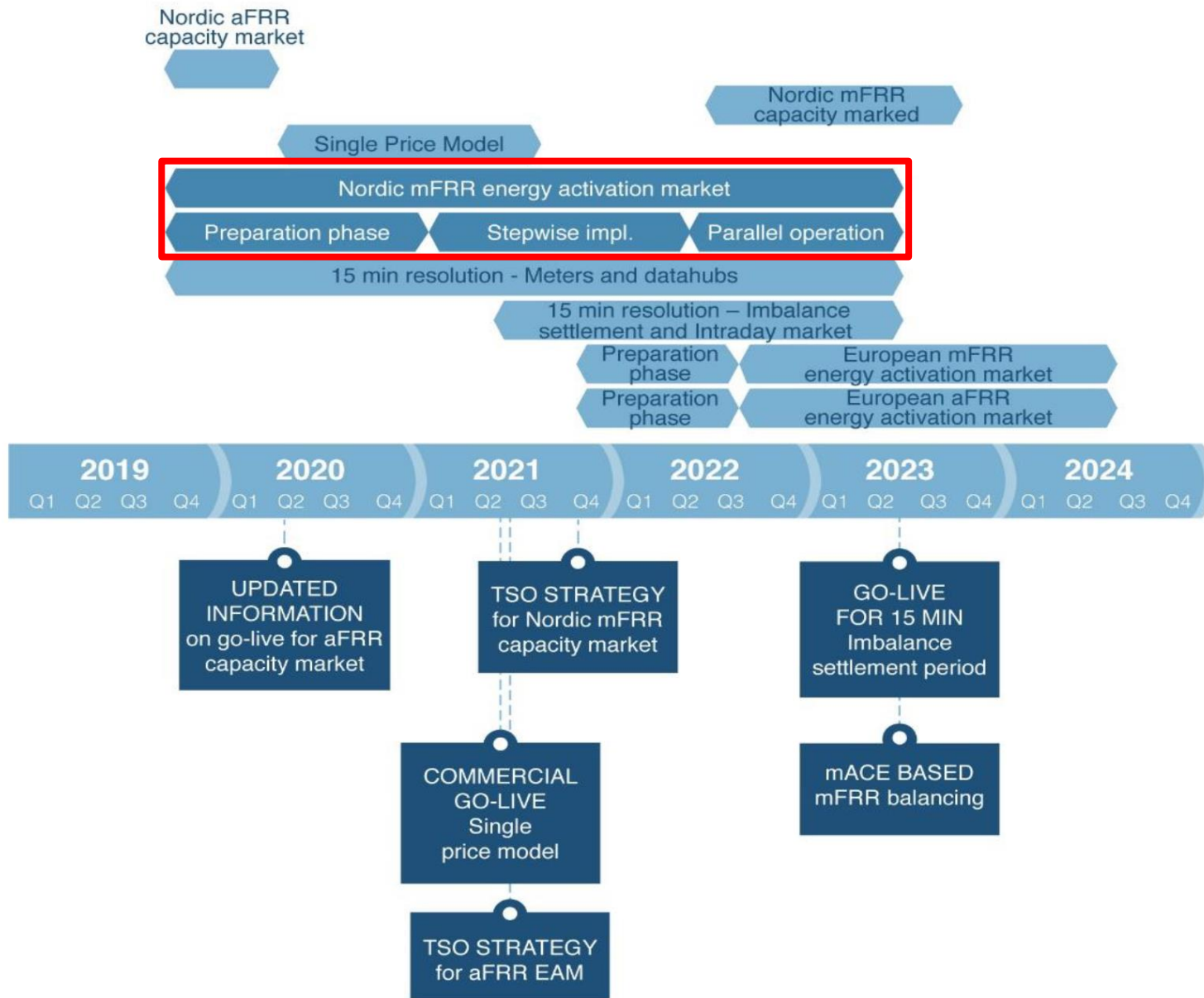
Webbinarium om förändringar i balanseringsmodellen

29 maj 2020

Agenda

1. Introduktion – *Jesper Marklund*
2. Bakgrund – Varför är mFRR EAM så omfattande? – *Jesper Marklund*
3. Target Model – *Marie Sandahl*
4. Specifika förändringar – *Jesper Marklund*
 - > Bid attributes och elektroniska avrop
 - > Kvartsaffärer
 - > Bud id, uppdatering av bud, valuta
 - > Memo on Process for activating products
5. Pilot elektroniska avrop - *Marie Sandahl*

Nordic Balancing Model Roadmap



The goals of the NBM program for updating Nordic balancing process:

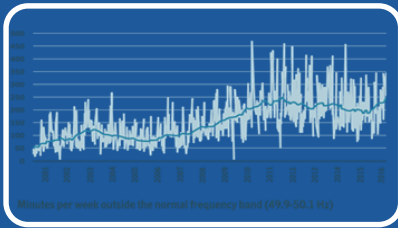
- Facilitate increasing volumes of variable renewable energy in the electricity system
- Facilitate European market integration – common platforms
- Maintain operational security
- Ensure market efficiency and cost-effectiveness

NBM

Nordic Balancing
Model

Bakgrund – varför är mFRR EAM så omfattande?

Main problems to be solved



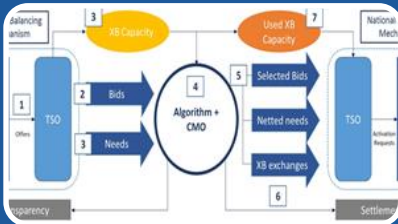
Nordic Frequency needs to be improved

- More aFRR, higher volume and in all hours



Grid Congestions becoming more complex

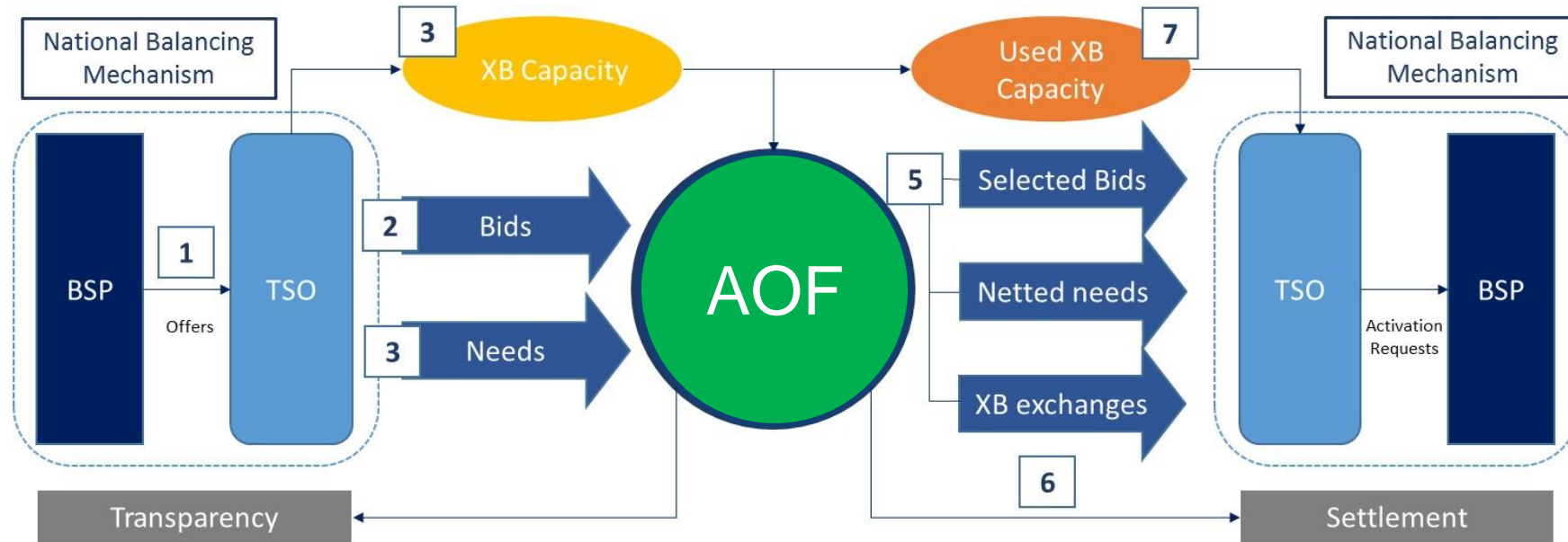
- Better control with flows and clear responsibilities
- ACE based balancing, LFC controllers



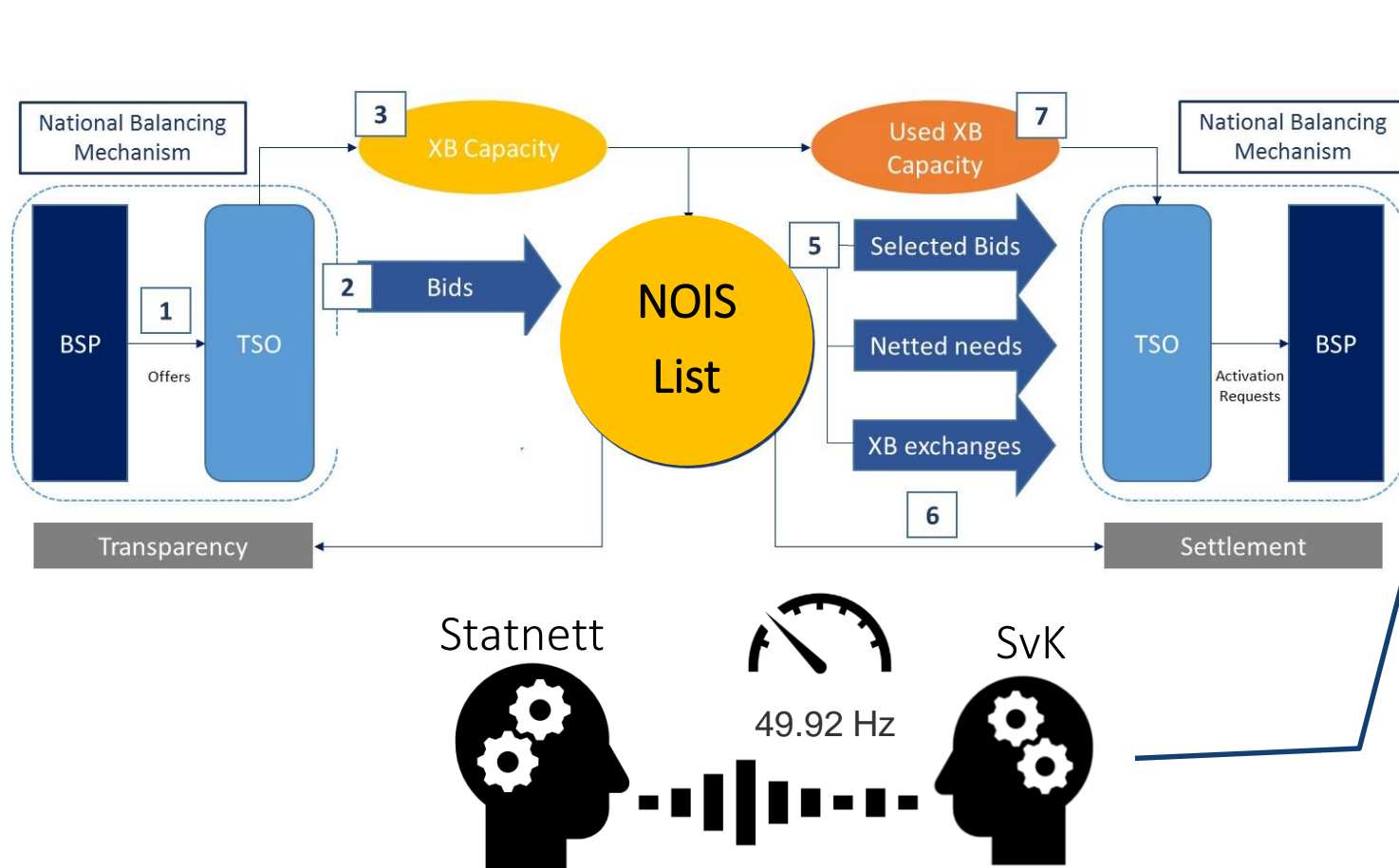
EBGL and CEP implementation (legal compliancy)

- Connection to EU Balancing Platforms
- Change to 15 min ISP, new pricing rules.....

The Generic European Balancing Market design



Today's operation in the Nordic part 1



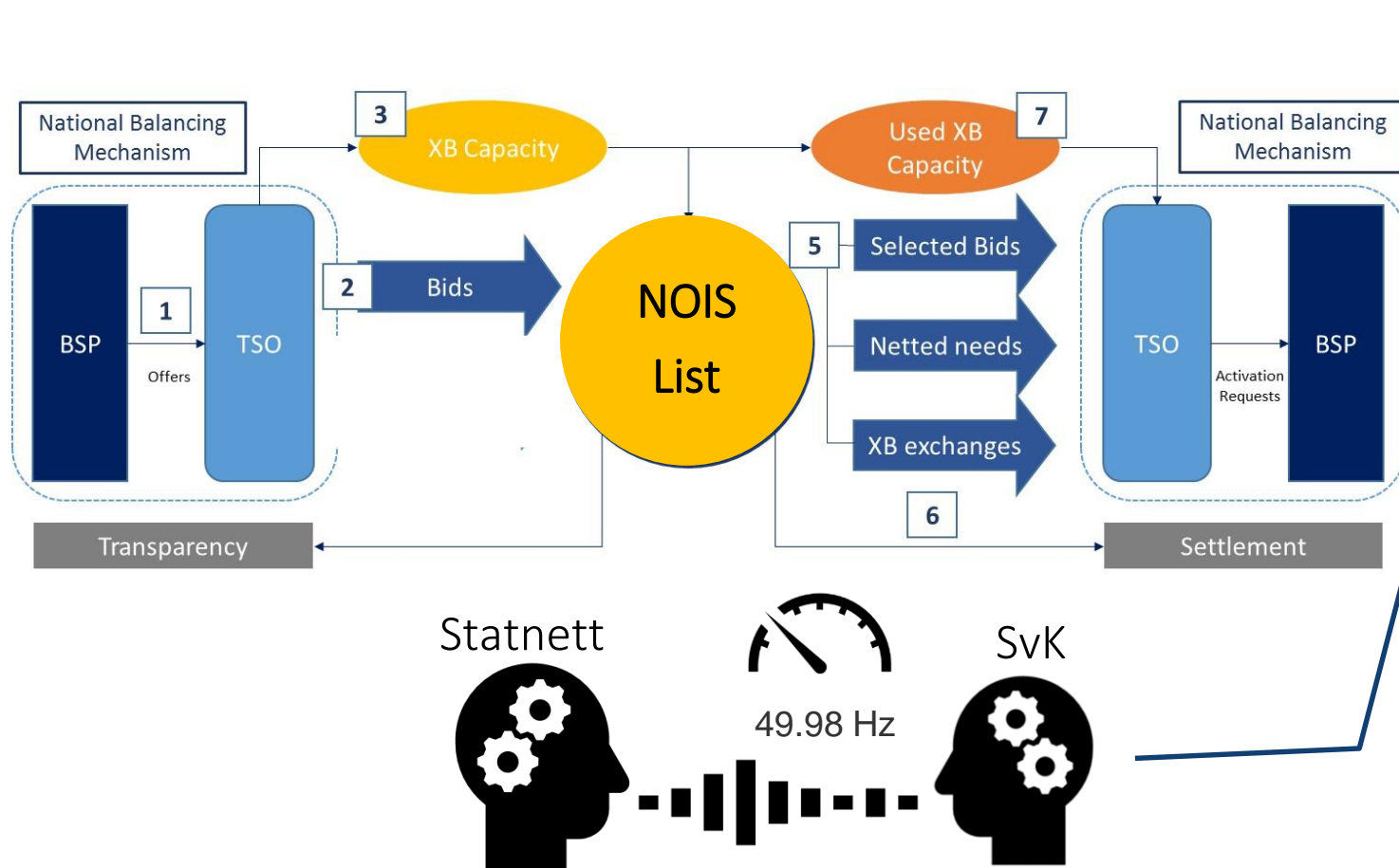
...The Frequency is low, we need to activate xx MW up for the next hour

...OK the cheapest bids on the NOIS list are located in NO2, NO5, SE2 and DK1...

....OK, but SE2 has internal congestions, we need to skip some bids, please activate 30 MW elsewhere...

....OK, we will inform Energinet to activate more bids in DK1...

Today's operation in the Nordic part 2



...From 08:00-09:00 I calculated the regulating price to be xx in NO1, xx in NO2.... And xx in DK2

...I do not agree, because bid no 5 was activated for internal congestions...

Yes but in area SE4, you activated more 10 min later.....

1hour later OK – now we agree the price was x,y, and z

New challenges are coming

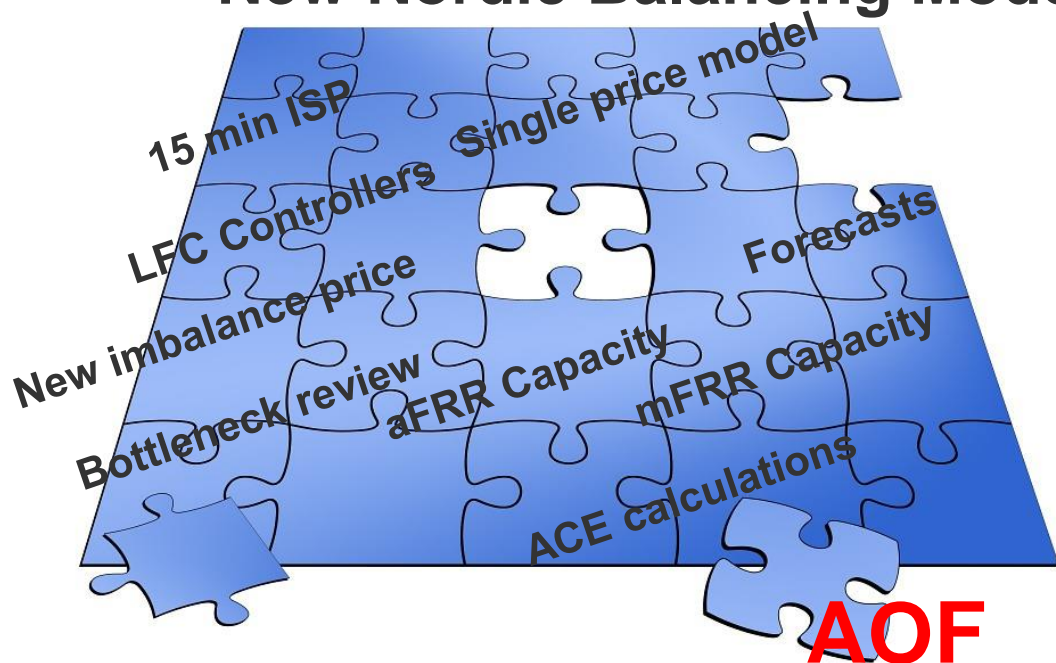
- European market integration
- Optimisation across 12 bidding zones
- Nuclear and thermal powerplants are closing
- Much more wind
- Fast deployment of solar power
- Lower bid sizes – more bids to consider
- Shorter Gate Closure Time
- From 24 to 96 gates per day
- New borders and interconnectors
- Prices to be published after max 30 min



→ New tools are needed in order to prepare for European market integration and avoid the headache among the operators

The solution is more digitalisation – and establishment of an Activation Optimization Function (AOF)

New Nordic Balancing Model



The AOF is the key brick, and the one which generates most of the welfare

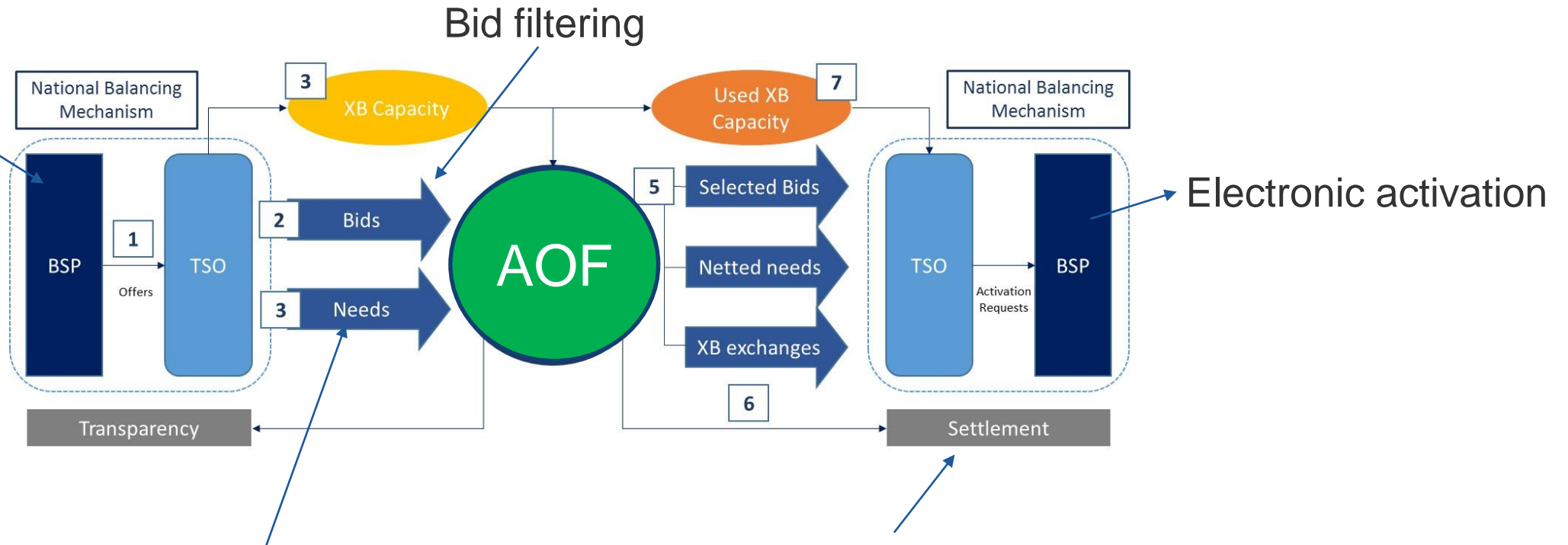
The AOF is able to optimize the bid selection, and can handle a very complex optimization problem.

Small bid sizes, more complex and linked bids and a fast calculation of prices

AOF uses 0100100 as input/output, hence other systems at the control center needs to be digitalized as well

The job to be done

- Bid formats
- 1 MW
- Linked bids
- 15 min
-
- ...



From Frequency to ACE based input
 mFRR: Proactive forecast per area
 aFRR: LFC controllers

New pricing rules
 One price model
 New imbalance settlement price, 15 min

The background of the slide is a photograph of a tall, metal lattice tower for a power line, viewed from a low angle looking up. The tower is the central vertical element, with several stay cables extending outwards. The sky is a pale, overcast grey. The corners of the image are framed by the dark green, needle-like branches of evergreen trees.

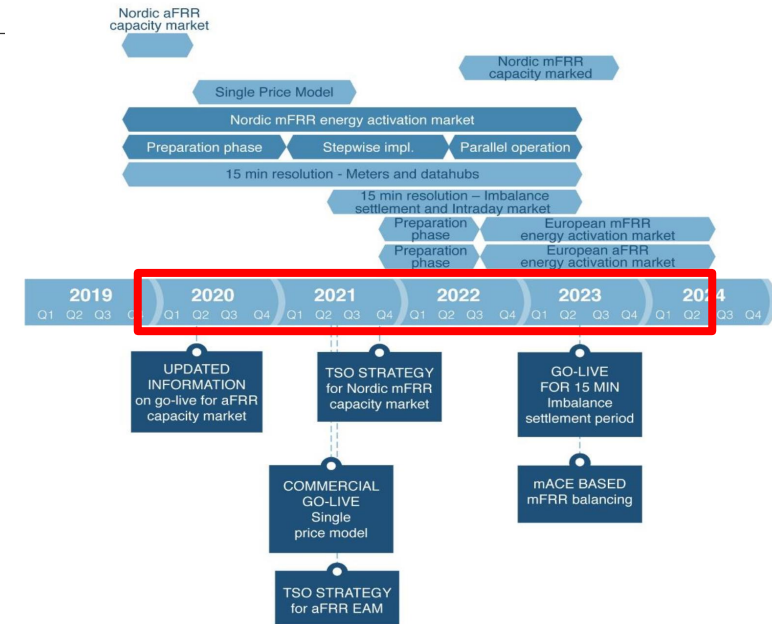
NBM

Nordic Balancing
Model

Target model

Marie Sandahl

Steps of target model



First version of target model is planned in Q4 2020
 – focus on mFRR EAM

Which market processes and products are included in the target model?

- > mFRR –balancing energy market platform
 - > Scheduled activation
 - > Direct activation
 - > Process for bid filtering and determining locational activations for congestion management (corresponding to today's special regulations) in advance of each ISP
- > Period shift product in Norway and Sweden

Which market processes and products are included in the target model?

- > Open questions

- > Need for process between Day-ahead market clearing and real time operational hour?

- > Need for faster direct activation than standard product?

- > Need for product with longer FAT than standard product?

Step 1. Preparation for parallel operation

> TSO

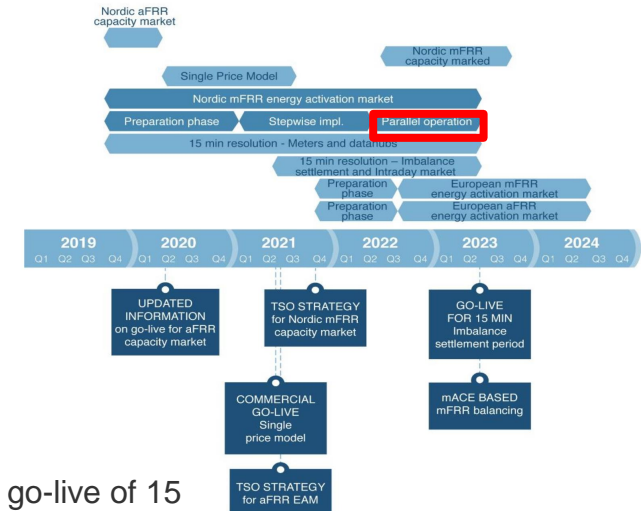
- > New IT tools, new roles and routines, fall back solutions
- > Testing and training
- > Criteria and routines for moving from automatic to manual operation must be developed before parallel operation

> For BSPs

- > Electronic ordering established
- > New bid format and attributes



Step 2. Parallel operation (new business model and 60-minute ISP)



> Purpose

> Giving time for new processes, organization and IT-systems to be used, adjusted and verified, before go-live of 15 min ISP and MTU.

> All activation processes planned for step 3 should be supported

> The scheduled mFRR activation process with the AOF is running every 15 minutes in this step

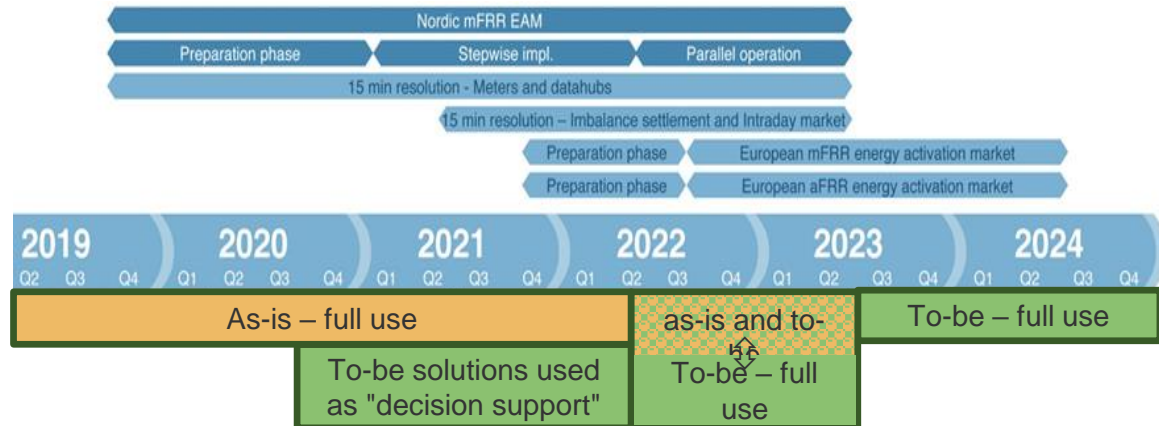
> For BSPs

> Mandatory with the new format and attributes for bids.

> Different activation dynamics

Parallel operation – Go-live for new mFRR processes

- > In "parallel operation" the TSOs will use the new systems and processes for mFRR – **go live for the new mFRR process**
- > In parallel operation it shall be possible to fall back to a more manual operation similar to what we do today – but the new process shall be used as much as possible
- > Parallel operation will build trust in new systems. After 15 minute time resolution switching back will not

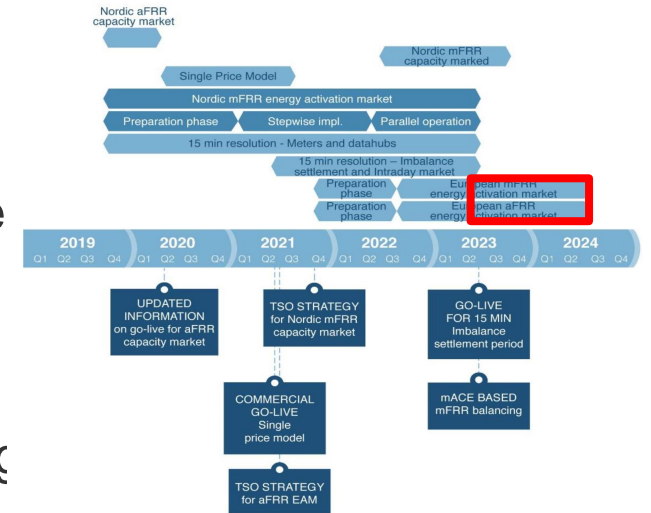


back. *as-is solution* – today's balancing processes

- *to-be solution* – processes and IT-solutions in the new mFRR activation market
- In the parallel operation phase both solution from *as-is* and *to-be* will be used.
 - In periods to-be solutions will be in full use
 - In other periods there will be used a combination of as-is and to-be solutions.

Step 3. 15 minute ISP and preparation for MARI

- > The major shift when entering this step is going live with 15-minute ISP and MTU
- > Nordics are now also fully mACE based regarding mFRR balancing
- > The control centres are now dependent on the new IT-solutions, including new fall-back processes and solutions
- > Period shift product functionality is still running but after a settling period it has to be reassessed if this is still needed



Step 4. Connection to European mFRR platform (MARI)

> Move from Nordic platform the European platform for mFRR

> Nordic platform may serve as fall back functionality

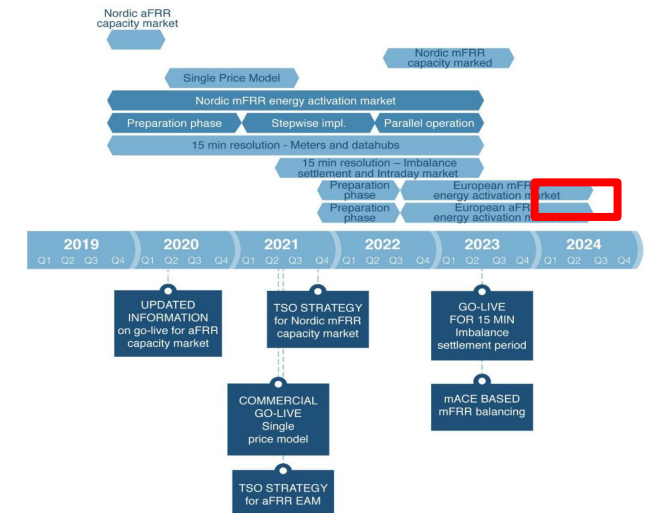
> Standard mFRR product shall be fully implemented

> FAT 12.5 minutes

> New prequalification requirements (for some TSOs)

> GCT 25 minutes

> 1 MW minimum bid size and 1 MW bid granularity



Specifika förändringar

Jesper Marklund

NBM

Nordic Balancing
Model

Bid attributes och elektroniska avrop



Automation requires new information in the bids

- > Background

- > To ensure automatic activation of bids we see that market participants must be able to give sufficient information about the bid → more bid attributes than today.

- > This also requires a change in format and protocol for mFRR energy activations bids.

- > The bid attributes we will propose to support are attributes that MARI will support, or that do not impact the use of MARI.

- > Details in which attributes to support and implementation plan, will be discussed with market participants. What bid attributes are important?

- > More information in Memo "Process for activating products" → updated summer 2020

Assumption on bid attributes to be supported (1 of 2)

- > If bid is eligible for scheduled activation only or for both scheduled activation and direct activation
 - > attribute: Activation type
- > Support for minimum activation volume
 - > attribute: Minimum offered volume
- > Support for bids where volume is "all or nothing"
 - > attribute: Indivisible Bids
- > Support for start-up costs
 - > attribute: Exclusive Bids
- > Where an activation in one quarter hour determines if bid are available in next quarter hour
 - > attribute: Conditional Bids
- > A certain bid (child) can only be activated if another bid (parent) was activated. Under discussion in MARI.
 - > Attribute: Multipart (Parent/child)

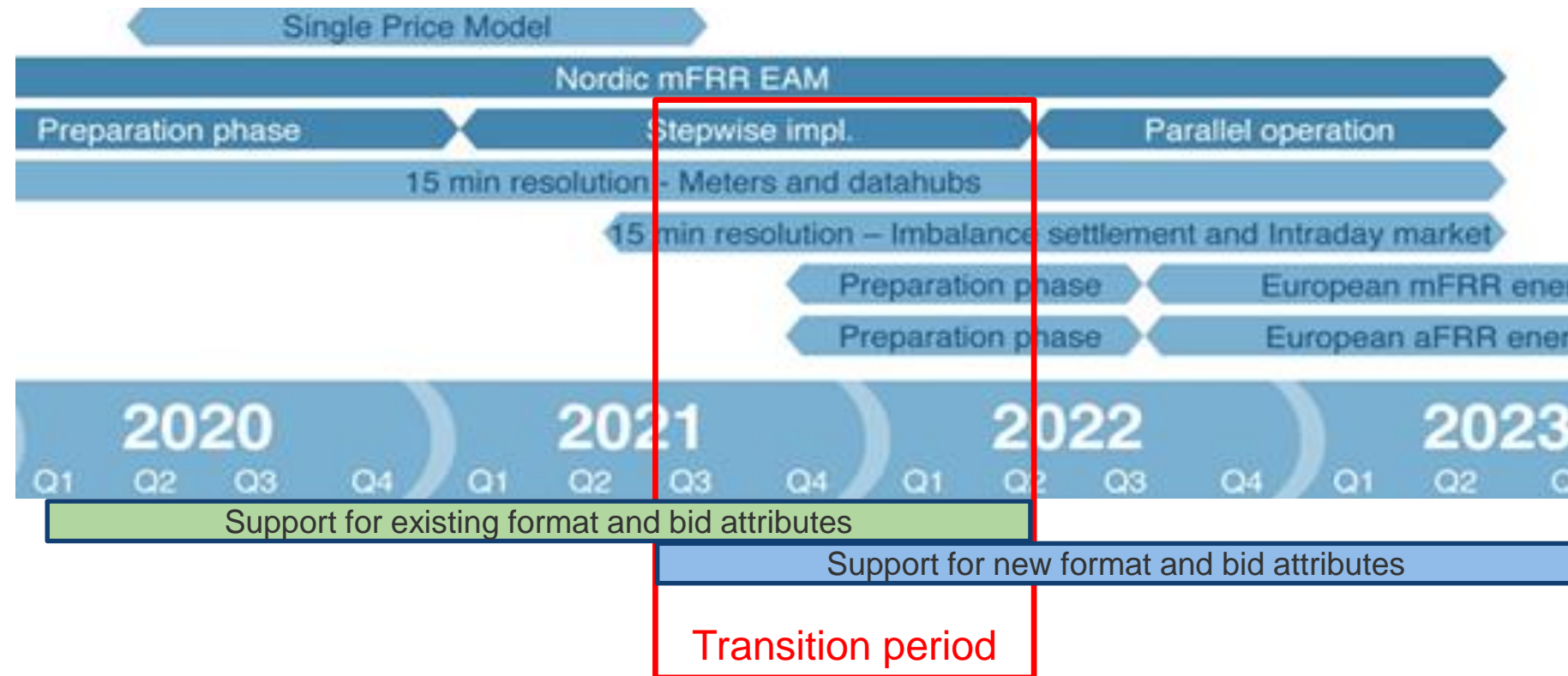
Assumption on bid attributes to be supported (2 of 2)

- > Min. duration
 - > Not relevant for standard product
- > Max. duration
 - > This attribute is necessary to allow BSP to send in bids in advance so that they do not need to update bid if they are activated.
- > Resting time
 - > This attribute is necessary to allow BSP to send in bids in advance so that they do not need to update bid if they are activated.
- > Inclusive
 - > To handle bids from resource objects that also impacts other resource objects ("water way")
- > Location/resource object
 - > Information about where the activation will be injected in the grid

Other potential attributes

- > Available for faster activation / minimum activation time
 - > To be used if we decide that faster activation is necessary
- > Not standard FAT
 - > For slower resources that cannot fulfil the standard product requirements, but still can be useful for the TSO in scarcity situations or in case of local grid constraints
- > Not electronic ordering
 - > For resources that cannot be electronically activated, but still can be useful for the TSO in scarcity situations or in case of local grid constraints
- > Available for production shift
 - > For a possible new production shift product

Transition period for new bid formats

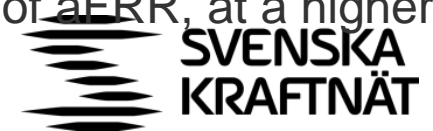


- > Timeline for the introduction of new bid attributes.
- > TSO will support bids with new attributes in parallel with existing bids for a given period.
- > Red rectangle indicates potential period with support for new and existing bid formats (but not necessarily using new attributes)

Automation requires changes in electronic ordering

- > The new process for scheduled activation is sequential (first bid selection, then ordering) and leaves very little time for ordering (30s).
- > There will be an increasing number of activations due to smaller bid sizes, smaller bidding objects and 15 min market period.
- > Currently, approximately 2-10% of electronic activations fail. Usually the failures end up with timeout due to IT system unavailability or missing manual BSP confirmation.
- > When an order fails due to timeout, BSP preparation period (or even BSP ramping period) have started, and it is too late to reorder within the scheduled activation process.

-
- > Failed orders will in most cases generate need for direct activation or use of aERR, at a higher cost.



- > It is important to reduce failed orders to a minimum

NBM

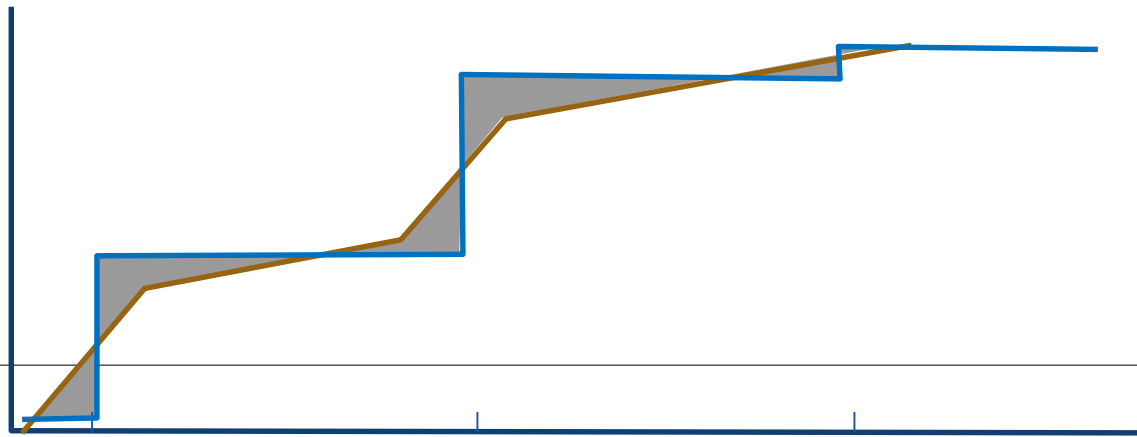
Nordic Balancing
Model

Kvartsaffärer



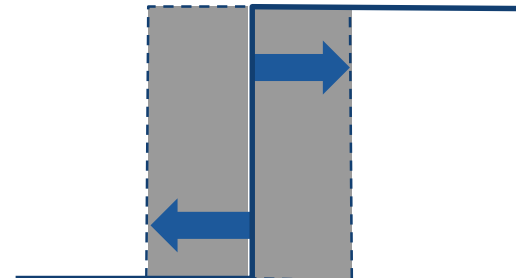
Structural imbalances

- > Production adjustments are used to handle systematic deviations between production and consumption/exchange
- > Typically consumption and HVDC ramping change gradually and production (particularly hydro) is fast.
- > It is challenging for operation when changes are large. Change from hour to hour can be up to 7GW in the nordics. Total FCR-N is 1200MW (600 MW in one direction) so other measures are needed.

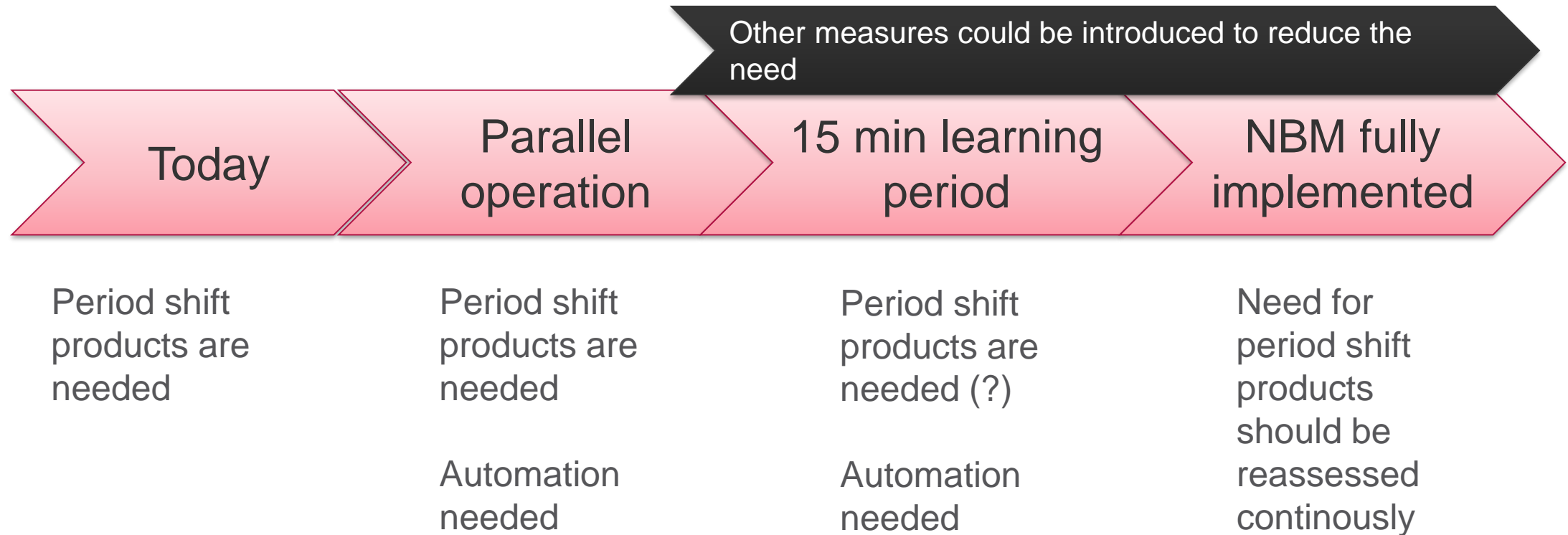


Today's tools

- > All countries have requirements for production to do stepwise changes.
 - > If planned production change $> X$, move some production change to xx:45 and xx:15.
 - > Requirement for BRPs
- > Production adjustments are performed in Norway and Sweden
 - > Kvartsaftär
 - > Based on reported *production plans* the operators can request the producers to perform their planned changes before or after the hour shift.



A period shift product might be needed in short term, but should be reassessed when NBM is fully implemented



Way forward

- > Analysis and development of the idea to use mFRR bids for production adjustment.
 - > We make sure that we have tools to handle structural imbalances in a situation with automated processes
 - > The bid attribute/product will be continuously reassessed
- > In parallel, Nordic TSOs investigate how to reduce the structural imbalances
 - > Incentives for BRPs to ramp slower can be an alternative

NBM

Nordic Balancing
Model

Bud id, uppdatering av bud och valuta

Collection of bids - bid id, updating bids and currency

- > Bid id

- > Svk will allow for giving information on bid id from the start of the pilot on electronic ordering. When electronic ordering is mandatory, all BSPs need to use bid id.

- > Updating bids

- > Currently in Sweden, when a BSP needs to change a bid, all bids in the same hour needs to be updated.

- Proposal that when a BSP need to change a bid, all bids with the same bid id is updated. This would be a harmonisation with rest of Nordics.

- > Currency: relevant to keep possibility to bid in SEK?

NBM

Nordic Balancing
Model

Memo on process for activating products

Memo – Process for activating products – overview

- > **Context:** first version published autumn 2019 ([link](#))
 - > When setting the NBM roadmap, the Nordic TSOs published a memo describing the TSO processes and mFRR product changes foreseen prior to Nordics joining MARI.
- > **Process:** update memo when relevant
 - > As the NBM project continues, the memo can be updated taking into account new information and experience. Hence, the Nordic TSOs plan to publish the first update during the summer of 2020.
- > **Main updates:** structure and detailed information
 - > The structure is somewhat updated. "Sub periods" prior to Nordics joining MARI are described in relatively high level. Focus is on detailing a number of topics.

Memo – Process for activating products – content of 2020 Q2 update

- > Introduction
 - > Current balancing process and product
 - > Sub periods in transition to Nordics joining MARI
 - > Preparation and stepwise implementation before Parallel operation
 - > Parallel operation
 - > Period between 15 min ISP and joining MARI
 - > Important process and product changes (examples)
 - > Bid attributes, Period shift product, CIM bid format and other relevant market design features
-



NBM

Nordic Balancing
Model

Pilot elektroniska avrop

Marie Sandahl

Pilot elektroniska avrop

- > Elektroniska avrop är en viktig del av NBM
- > Milstolpar
 - > 30 juni 2020 start pilotprojekt elektroniska avrop svk
 - > Q4 2021 "Full scale electronic ordering of mFRR activation"
- > Plan
 - > Start pilotprojekt efter sommaren
 - > Pilotprojektet pågår till Q2 2021
 - > Elektroniska avrop obligatoriskt i Sverige höst 2021

**Tack för
uppmärksamheten!**

NBM

Nordic Balancing
Model

Frågor?

Jesper.marklund@svk.se

Marie.sandahl@svk.se

Avslut och summering

Feedback
anna.jaderstrom@svk.se

