
Svenska kraftnäts Elmarknadsråd

2017-11-14



SVENSKA
KRAFTNÄT

MARI

Manually Activated Reserves Initiative

Elmarknadsrådet

14 november 2017



ENERGINET

FINGRID

nationalgrid



Statnett



swissgrid



TRANSET BW



Vad vill jag med denna presentation?

- Tunga marknadsdesign element kommer att sättas i framttagandet av de europeiska plattformarna
- För att påverka dessa måste vi alla vara aktiva.
- Jag vill med denna presentation underlätta för er att medverka i konsultationen för MARI projektet.

Det jag kommer att prata om är...

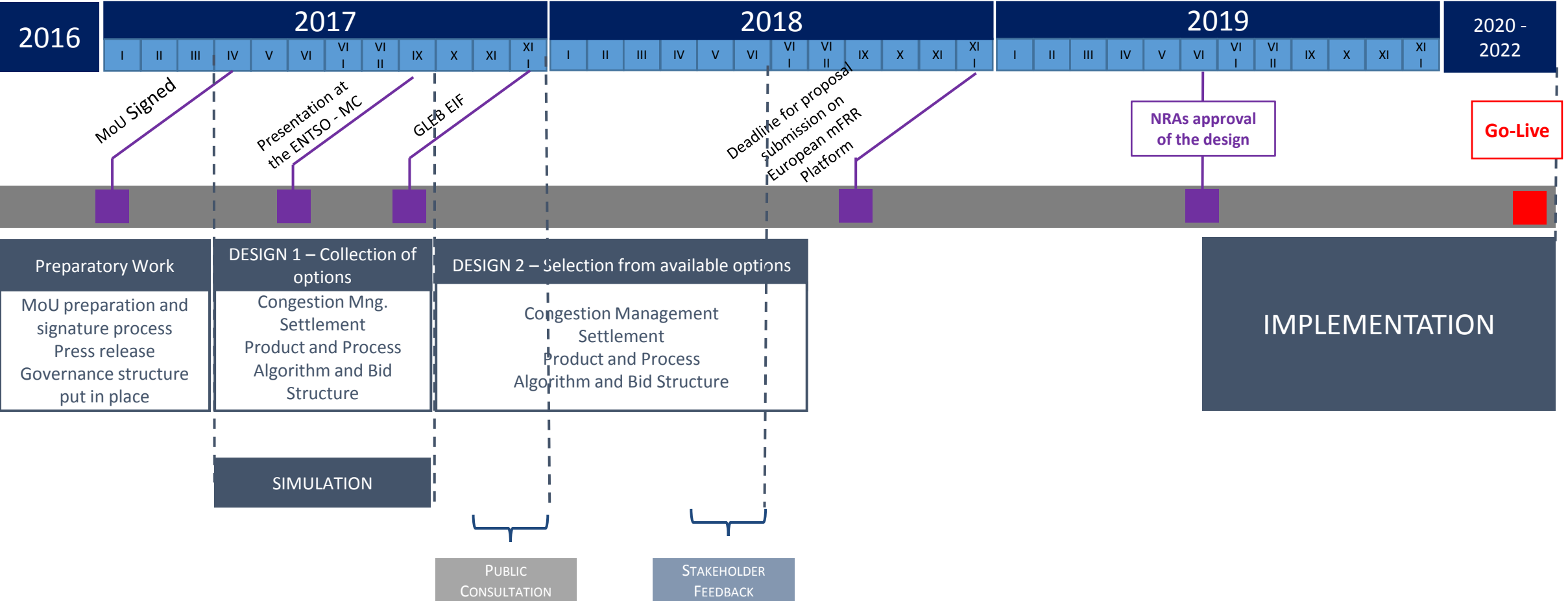
- 1. Allmänt om MARI projektet och**
- 2. Introduktion av den pågående konsultationen**

Ledsen, men presentationen är på engelska!

Project Background

MARI project	Other/Previous Initiatives of the involved TSOs	Legal Background
○ The goal is to create an European platform for mFRR ○ New project independent from the existing initiatives ○ TSOs of the cooperation started working on the principles of an mFRR platform already in 2016 ○ 5 April 2017 TSOs signed Memorandum of Understanding, which outlines the main design features of the project as well as the governance principles	○ Common Nordic mFRR market in operation ○ Amprion/RTE – proposal for the design of an mFRR market DE/FR ○ Explore – proposal for the design of an mFRR market ○ AT/DE project for the implementation of an mFRR market ○ mFRR discussions in the TERRE framework	○ Guideline on electricity balancing (“GLEB”) ○ Guideline on transmission system operation (“GLSO”) ○ Regulation 1222/2015, (“CACM”) ○ Regulation 1227/2011(“REMIT”) ○ Regulation (EC) 714/2009

Project Timeline according to the GLEB



Approach to External Stakeholders

- The involvement and feedback from the stakeholders is of utmost importance
- We plan 3 step approach in communication with the stakeholders

Stakeholder workshop

Date: 4 September 2017

Purpose: Introduce the project and provides information in a concise manner

MARI Stakeholders Feedback Collection

Date: 13 November to 15 December 2017

Purpose: Provision of a design report for external purposes and collection of feedback through an associated questionnaire

Public Consultation according to GLEB

Date: May, June 2018

Purpose: Standard public consultation of the finalized design proposal

<https://consultations.entsoe.eu/markets/mari-first-consultation-call-for-input>

Creation of a liquid platform

Consultation document structure

Product and Process

Dealing with the questions on the product shape and the sequence of direct vs. scheduled activation.

Algorithm

Explaining the main inputs and outputs of the algorithm and identified constraints.

Settlement

Tackling the issue of how to settle the delivered energy in terms of volume as well as price.

Congestion Management

Outlining the options, which the TSOs have at hand in case the security of the system would be endangered.

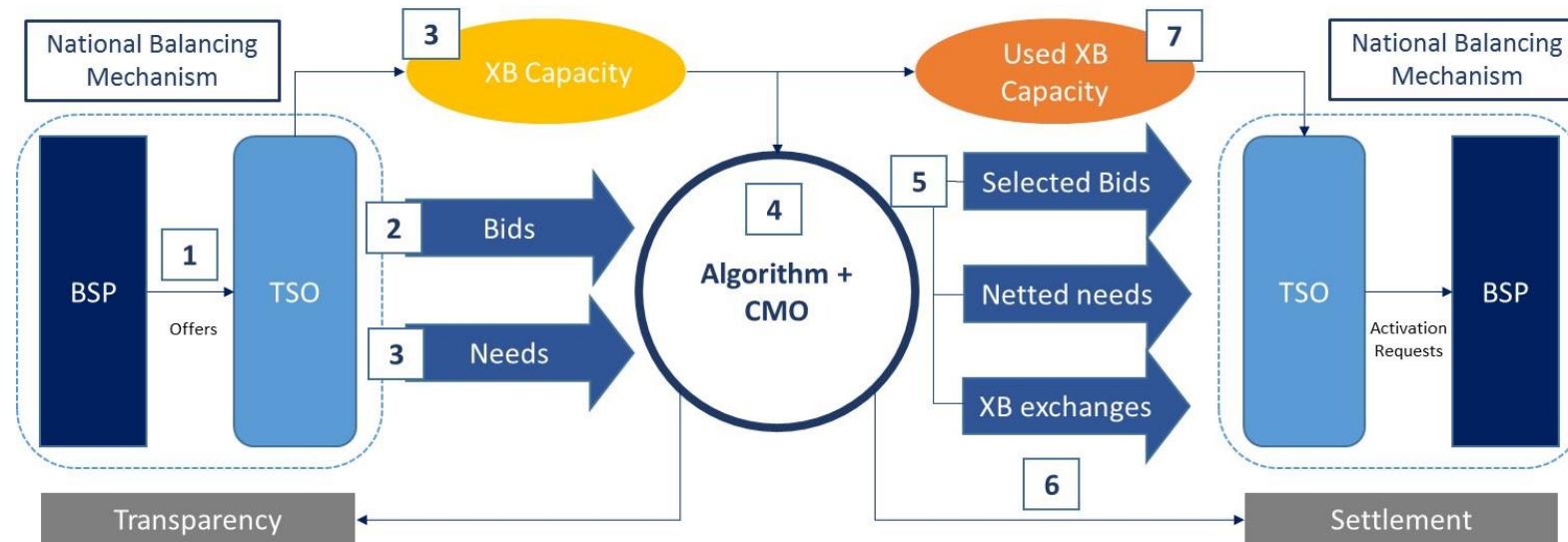
Harmonization

Providing a list of aspects, which are not an inherent part of the mFRR platform design, however could be considered for harmonization, in case it would have a crucial impact on the level-playing field for the platform users and the liquidity of the platform.

Each of the described sections provides a description of the respective issues and identifies several options for the possible future design. Questions for stakeholders are clearly marked at the end of the respective chapters.

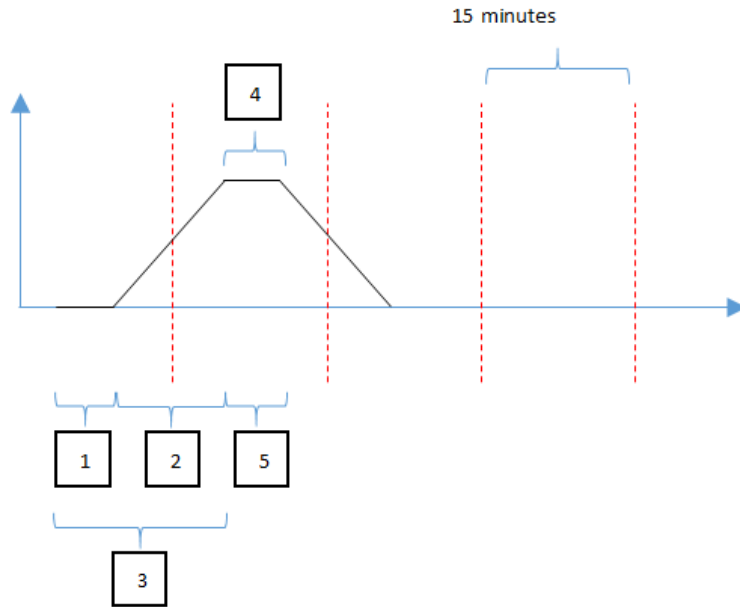
PRODUCT and PROCESS

General Process



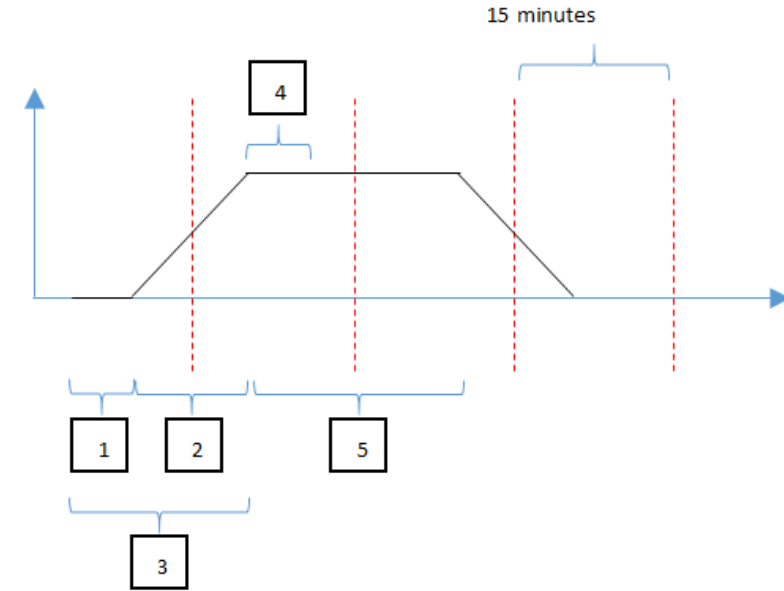
1. TSOs receive offers from BSPs in local market balance area
2. Forward of coherent mFRR balancing products to mFRR platform
3. TSOs communicate their balancing needs and the available XB transmission capacities (ATC)
4. Optimization the clearing of balancing needs against BSPs' offers
5. Communication of the accepted offers, satisfied needs and prices
6. Calculation of the commercial flows between market balancing areas and settle the expenditure and revenues between TSOs
7. The resulting XB schedules and remaining ATC are sent to the TSOs

Following shapes are put forward for the mFRR standard product:



A) Scheduled activation (SA):

For the scheduled activation, the minimum and maximum duration of the delivery period are the same and assuming a ramp of 10 minutes around the shift of each quarter hour (QH) this equals 5 minutes.



B) Direct activation (DA):

For direct activations, the duration of the delivery period will be dependent on when the bid is activated and on the point of deactivation. Assuming a ramp of 10 minutes and deactivation at the end of the next QH, the duration cannot be longer than 20 minutes.

Currently foreseen product characteristic

mFRR Standard Product			mFRR Standard Product	
Preparation period	Expected Shape	Accepted Shape	Minimum duration of delivery period	5 minutes SA and DA
	2.5 minutes	0-12.5 minutes The shapes of delivery from BSPs that will be accepted, may vary between TSOs	Maximum duration of delivery period	20 minutes – longest DA 5 minutes – SA
Ramping period	Expected Shape	Accepted Shape	Validity period	To be analysed in the next phase of the project
	10 minutes	0-12.5 minutes The shapes of delivery from BSPs that will be accepted may vary between TSOs	Mode of activation	Manual
Full activation time	12.5 minutes*			
Minimum quantity	1 MW*			
Maximum quantity	9999 MW* ¹			
Deactivation period	10 minutes			

Timing of the Scheduled Process

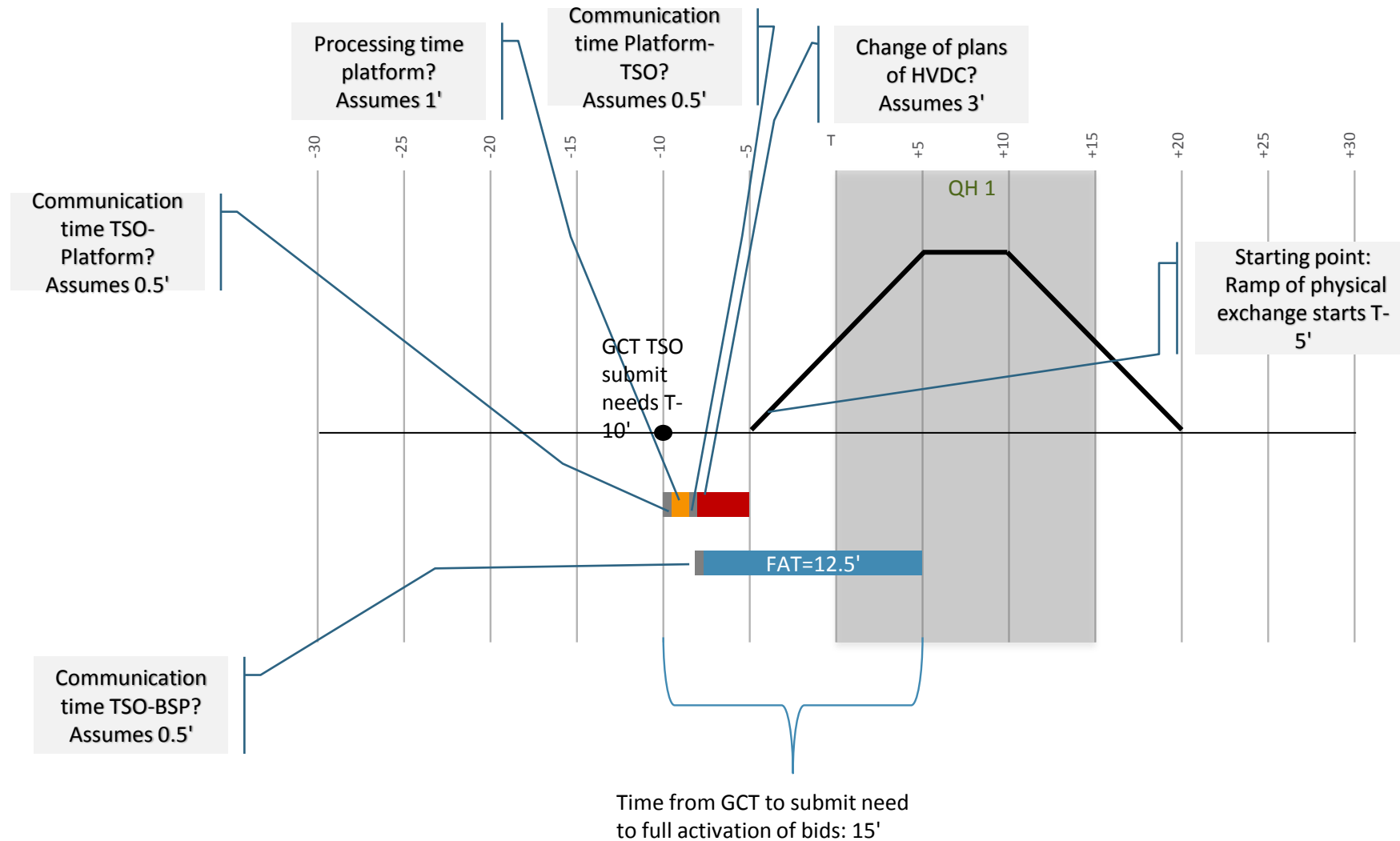
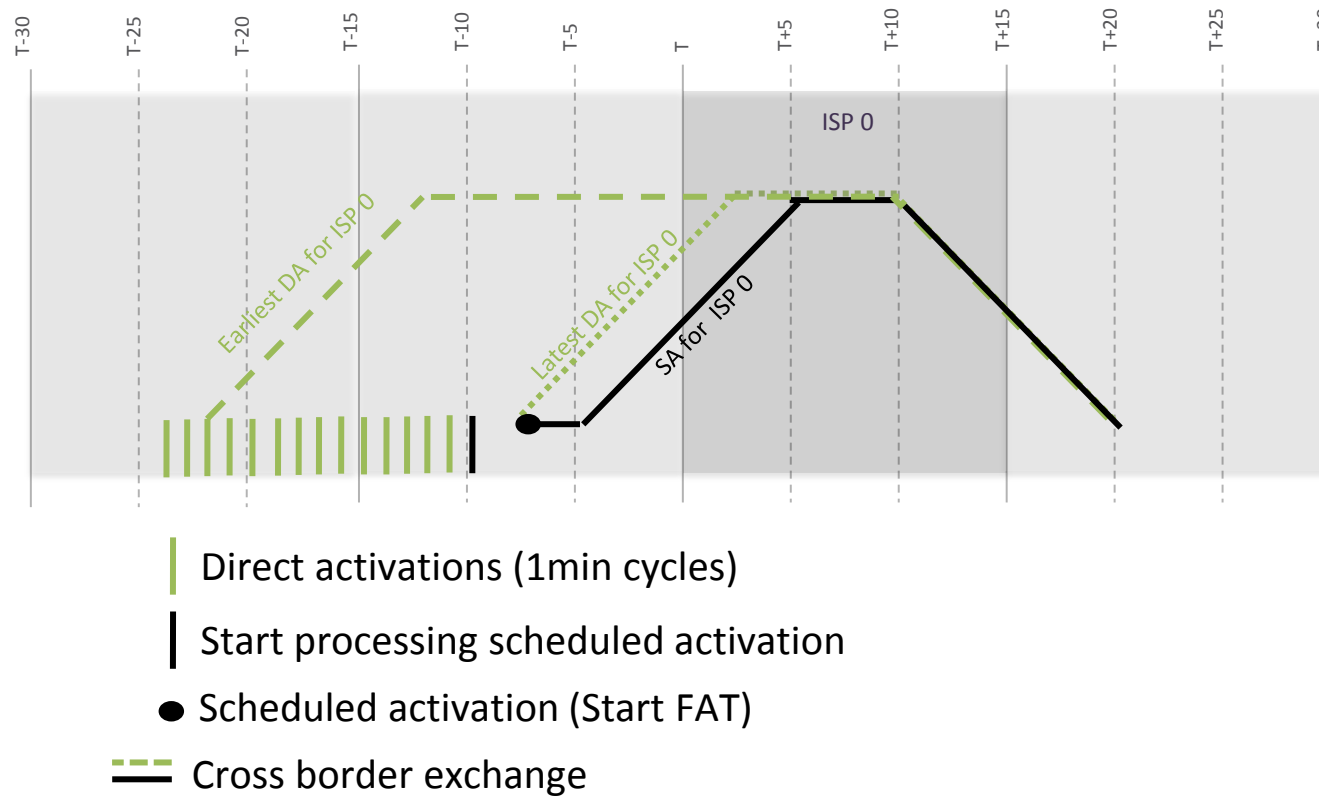
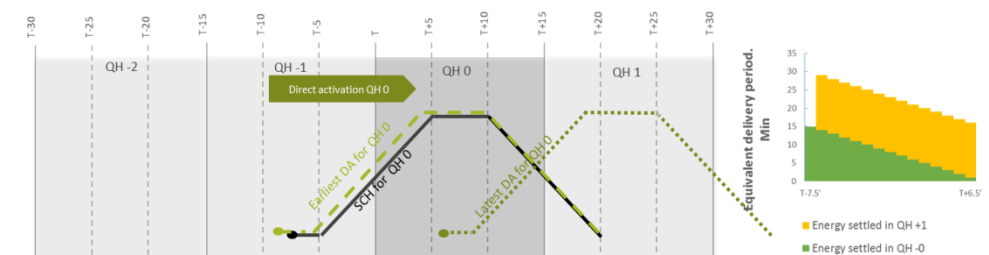
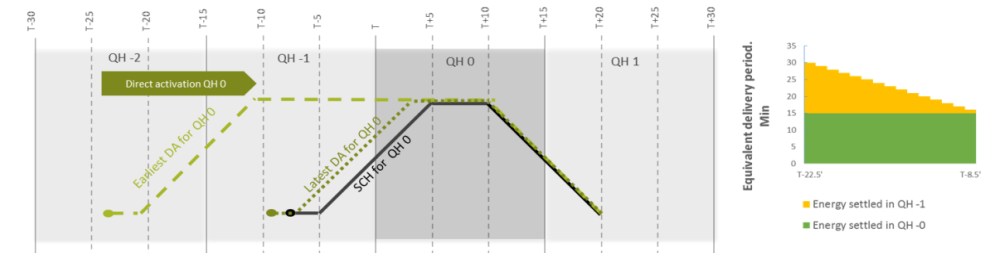
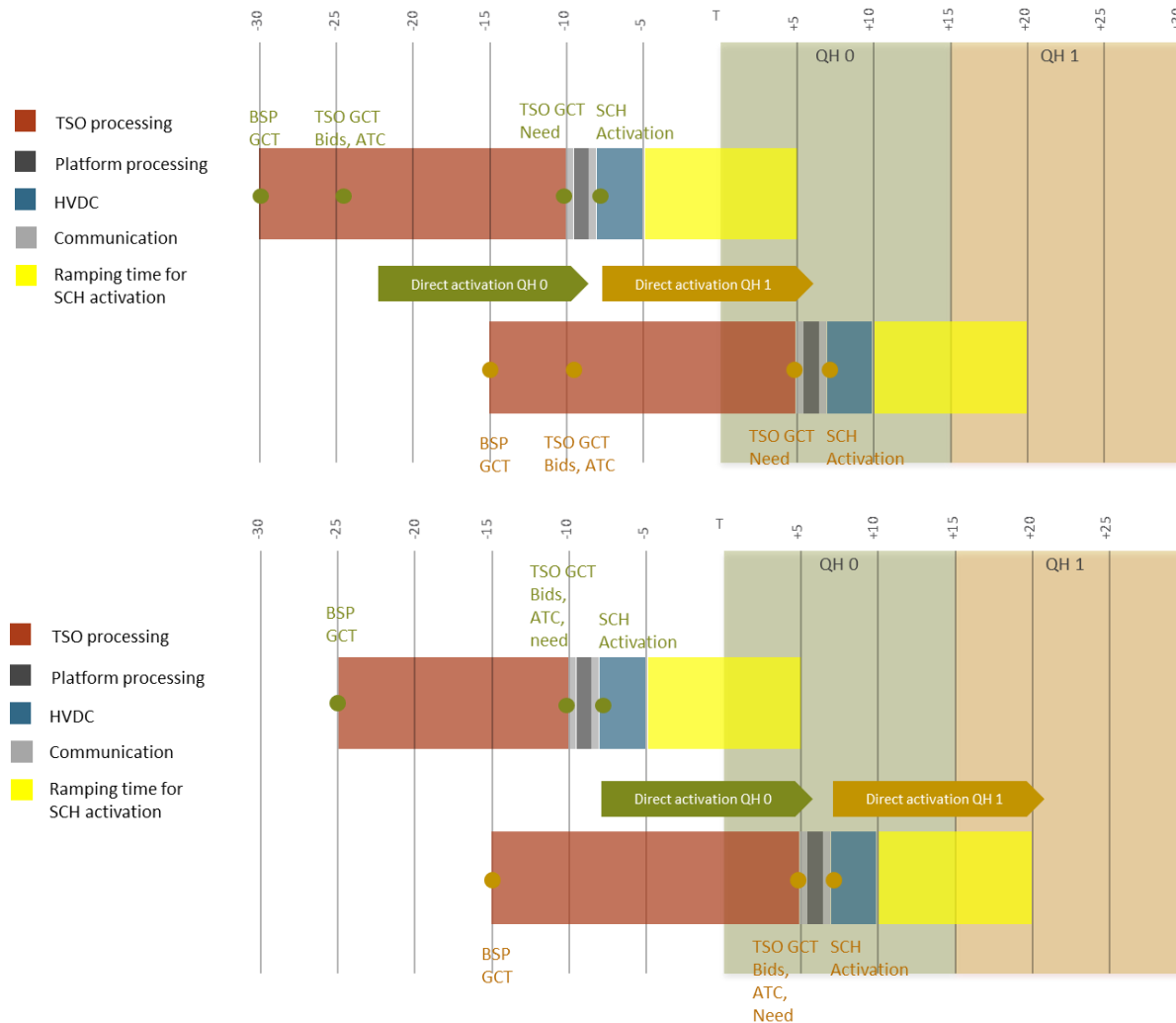


Illustration of a DA process with 1min cycles



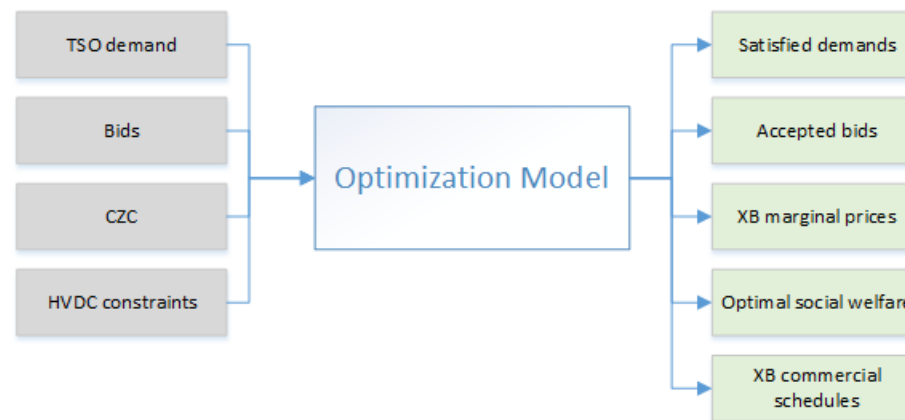
The Interaction between the Direct and the Scheduled Process



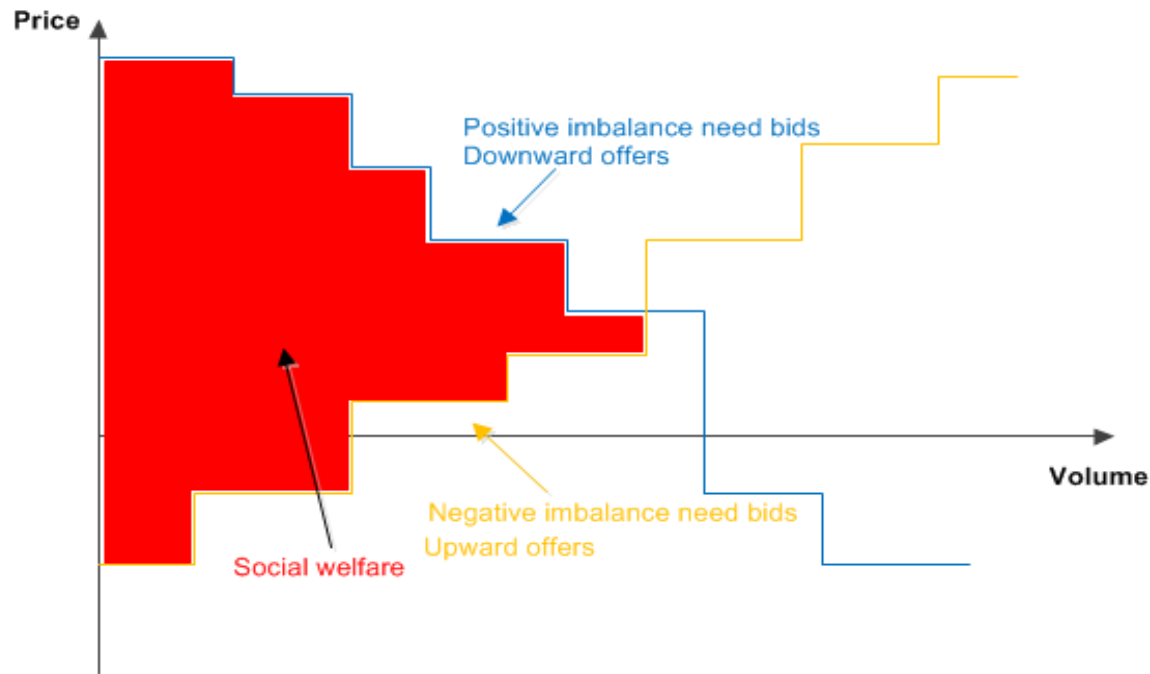
SPECIFICATION of the ACTIVATION OPTIMIZATION FUNCTION

Algorithm Components

Inputs	Optimization Model	Output
○ Bids • Divisible • Indivisible ○ Demands • Elastic • Inelastic ○ Power Flow Limits • ATC • Internal Zones	○ Objective function • Maximizing social welfare (i.e., minimizing balancing cost) ○ Constraints • Power balance equation (netting) • Power flow constraints • HVDC constraints	○ Activated quantities ○ Satisfied demands ○ XB marginal prices ○ Social welfare/Balancing cost



Objective Function: Maximizing Social Welfare



The objective of the clearing algorithm is to maximize the social welfare. In the context of balancing markets, the social welfare is the total surplus of all TSOs obtained from satisfying their demands and the total surplus of BSPs resulting from the activation of their associated offers

Algorithm Components
Core Optimization Model

Objective:
Maximize social welfare (minimize balancing cost)

Subject to:

- | | | |
|--------------------------------|---|--|
| 1. Power Balance Constraints | → | Activated bids/offers are equal to TSO demands |
| 2. Power Flow Constraints | → | Power flow due to activated bids/offers is within required limits (ATC & internal zones) |
| 3. Divisibility of Bids/Offers | → | Bids can be divisible or indivisible, linked bids, mutually exclusive bids etc. |
| 4. Elasticity of TSO Demands | → | TSO demands can be either elastic or inelastic |

SETTLEMENT

Introduction

Main Settlement Principles:

- Settlement process shall be based on marginal pricing (pay-as-cleared)
- In case of congestion, there will be different marginal prices for the same imbalance settlement period (ISP) on both sides of the congested border.
- Direct and scheduled activation of bids will be allowed.

Working Assumptions (for the given examples):

- Trapezoid cross-border exchange profile with 10 min. ramps
- Direct activation takes place ahead of scheduled activation (see figure 2).
- The delivery period (TSO-TSO) is 15 minutes for scheduled activation (SA) and a maximum of 30 minutes for direct activation (DA).

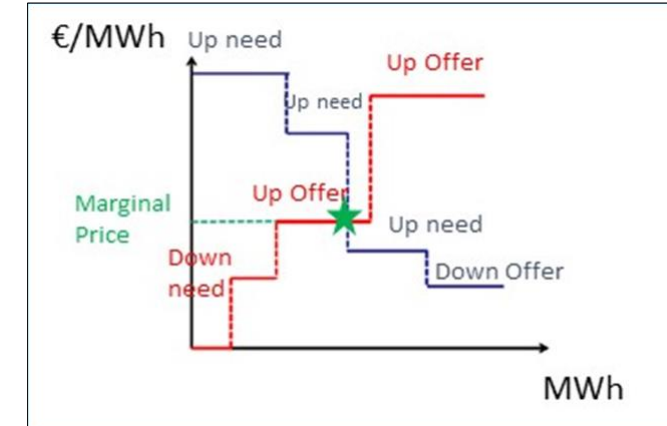


Figure 1: Cost Curve Formed by Bids and Elastic Demands

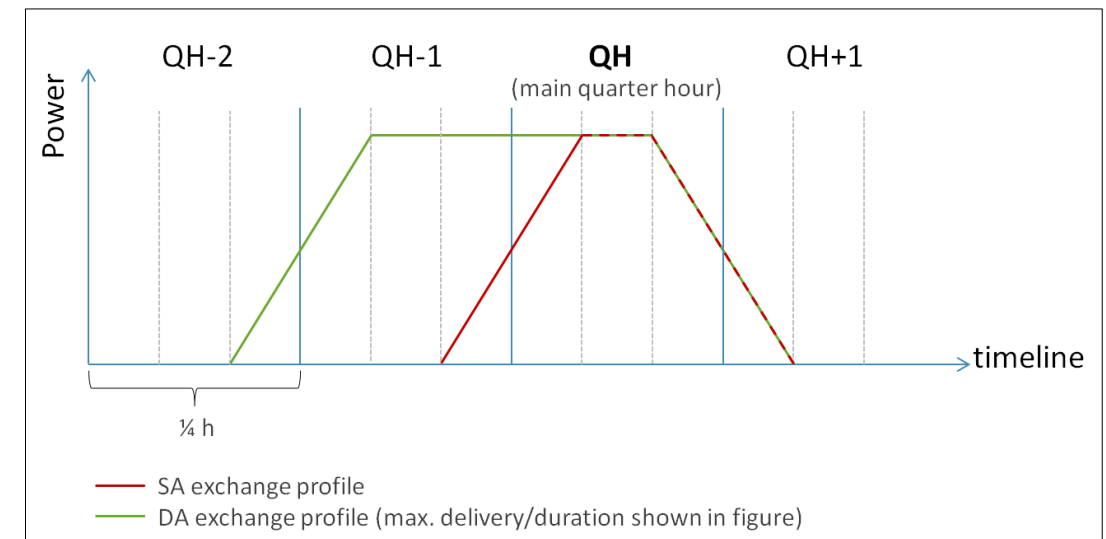


Figure 2: Exchange of direct and scheduled activated energy between TSOs

Determination of the Settlement Energy Volume – Option 1

- For scheduled activation, the exchanged energy is settled within the main quarter hour (QH), as represented by the red-shaded area V_i in figure 3 .
- For direct activation, the same principle applies, i.e. area V_i is independent from the point in time of the direct activation, but all the additional volume exceeding area V_i is settled in QH-1 and is represented by the dark or light green shaded area in figure 4.

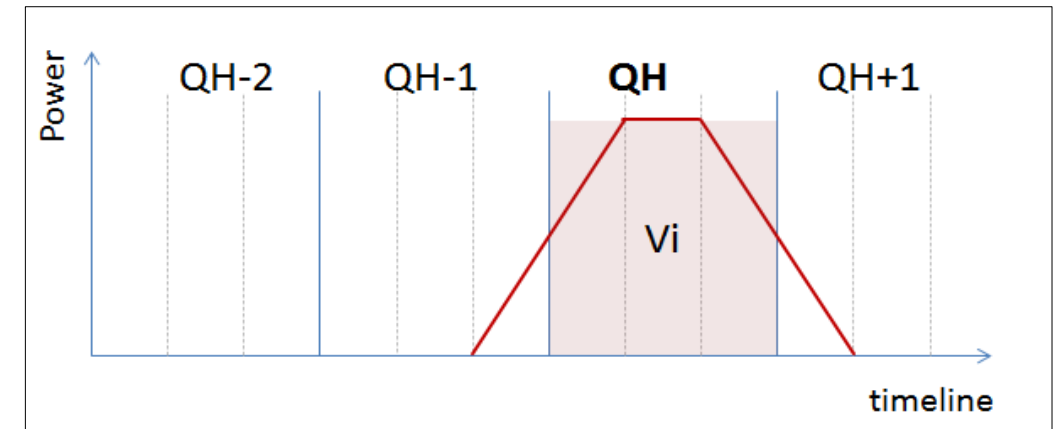


Figure 3: Settlement Energy Volume - Option 1 for SA

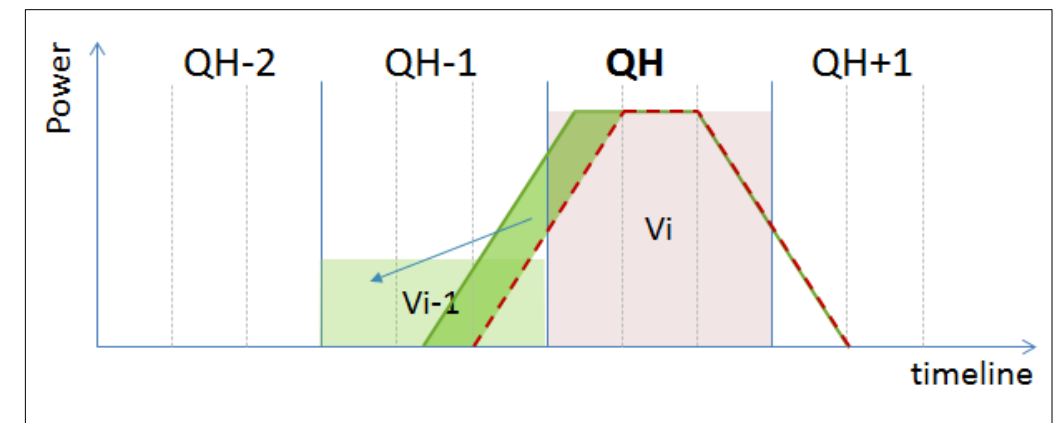


Figure 4: Settlement Energy Volume - Option 1 for DA

Determination of the Settlement Energy Volume – Option 2

- For scheduled activation, the exchanged energy is settled in each quarter hour affected.
- Not be consistent with the algorithm. Moreover, the number of quarter hours affected is at maximum.

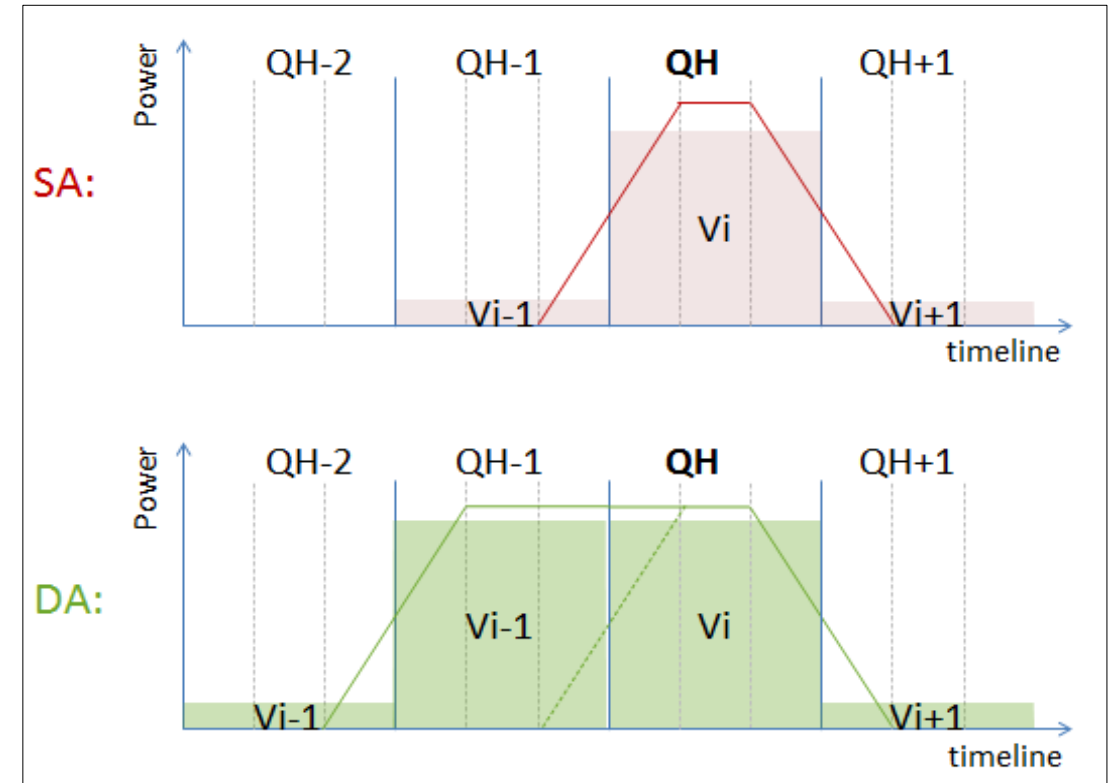


Figure 4: Settlement Energy Volume - Option 2 for SA and DA

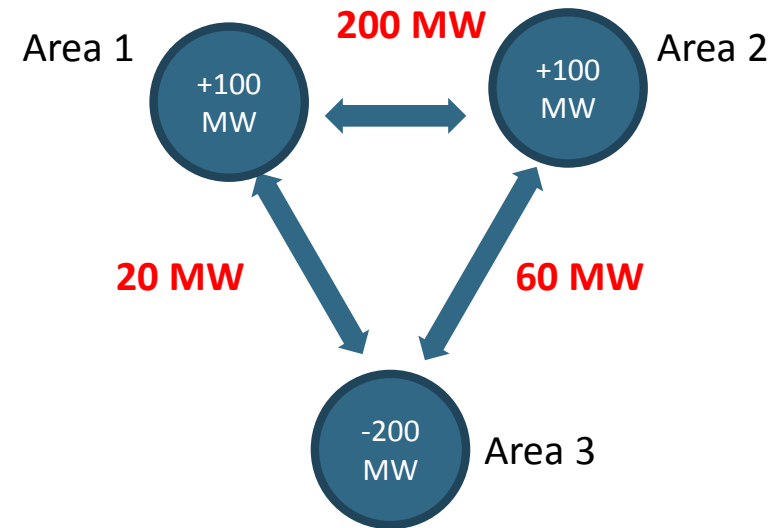
CONGESTION MANAGEMENT

Options Overview

1. Limiting ATC
2. Filtering Bids and Re-dispatch
3. Critical Network Element
4. Smaller internal mFRR Zones
5. Several TSOs Build a Cluster

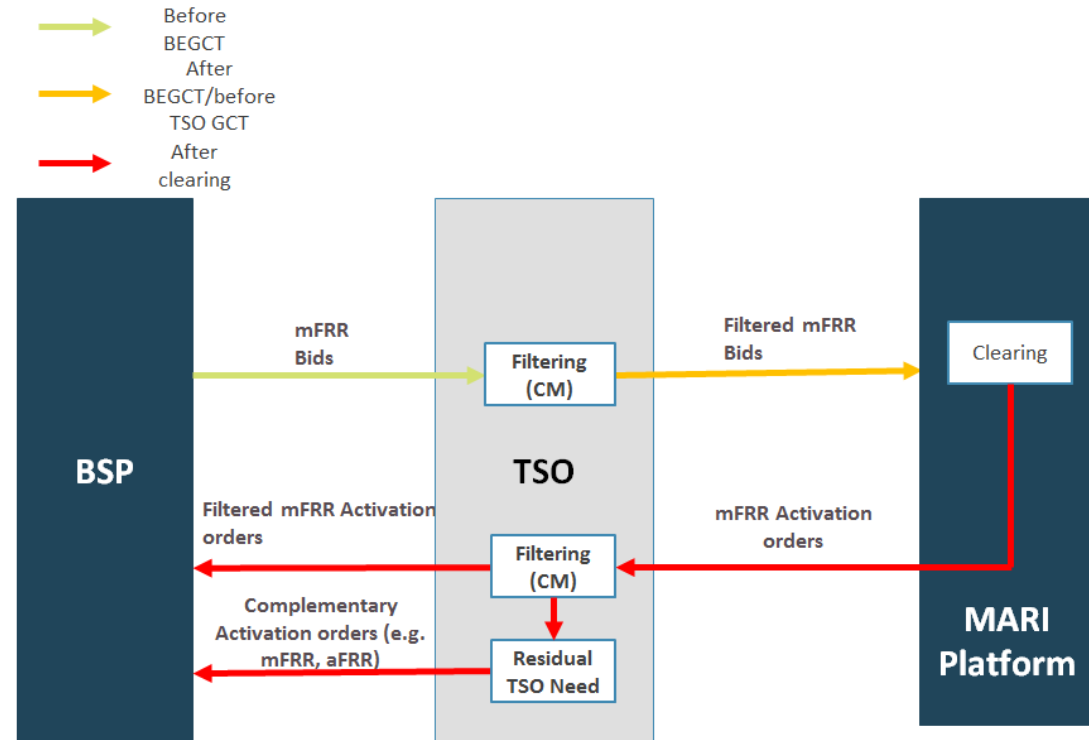
Options Overview

1. **Limiting ATC**
2. Filtering Bids and Re-dispatch
3. Critical Network Element
4. Smaller internal mFRR Zones
5. Several TSOs Build a Cluster



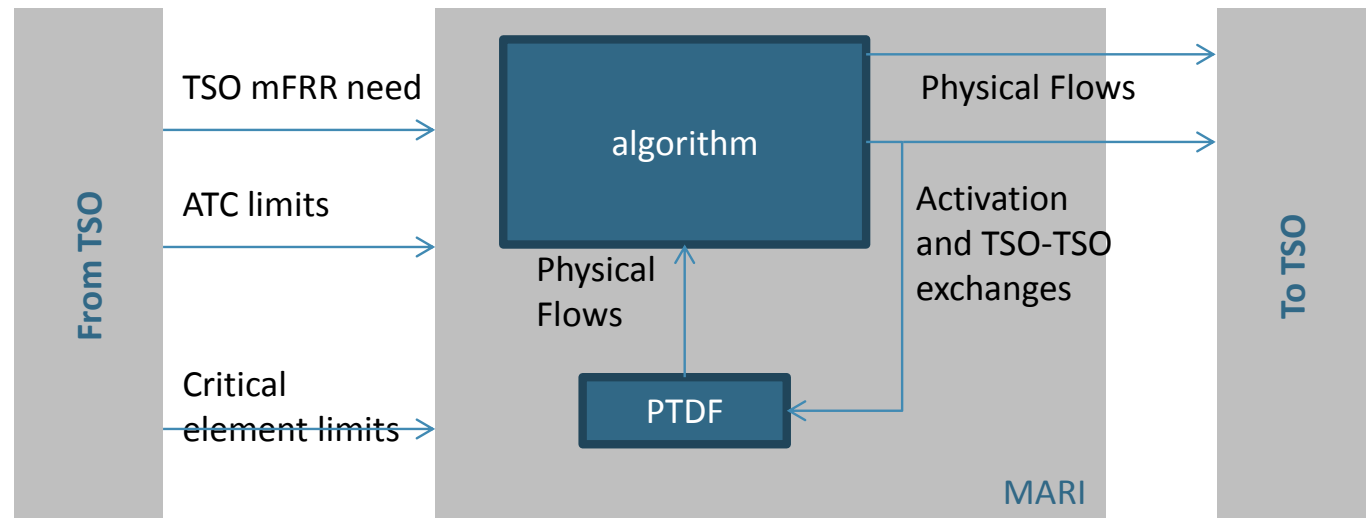
Options Overview

1. Limiting ATC
- 2. Filtering Bids and Re-dispatch**
3. Critical Network Element
4. Smaller internal mFRR Zones
5. Several TSOs Build a Cluster



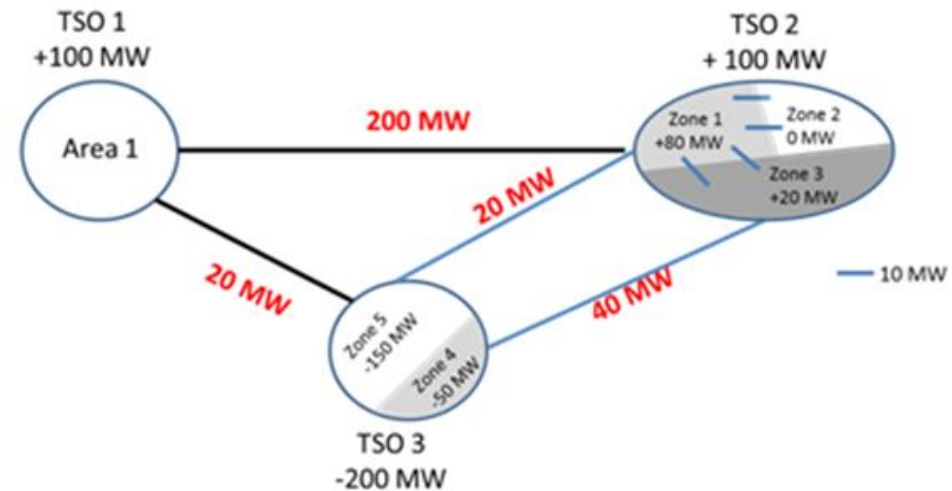
Options Overview

1. Limiting ATC
2. Filtering Bids and Re-dispatch
- 3. Critical Network Element**
4. Smaller internal mFRR Zones
5. Several TSOs Build a Cluster



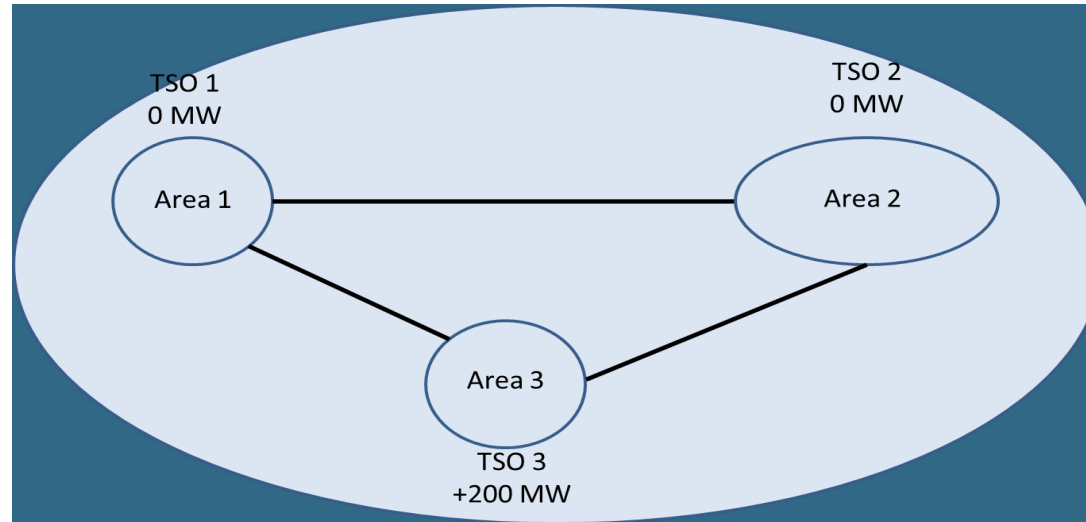
Options Overview

1. Limiting ATC
2. Filtering Bids and Re-dispatch
3. Critical Network Element
- 4. Smaller internal mFRR Zones**
5. Several TSOs Build a Cluster



Options Overview

1. Limiting ATC
2. Filtering Bids and Re-dispatch
3. Critical Network Element
4. Smaller internal mFRR Zones
5. **Several TSOs Build a Cluster**



HARMONISATION

The aim of this chapter is to list the potential aspects of harmonization under the scope of MARI project and to identify which of those would be most important from the stakeholders' point of view.

Bid Format	
Considered Aspect for Harmonization	Description
► Maximum bid size	The maximum size of a divisible or indivisible bid, which can be offered at one time.
► Price limits	Existence of maximum and/or minimum price for the bid.
► Requirements for Direct Activated products and for Scheduled activated products	Some TSOs perform mFRR process mainly based on scheduled products, while other would require more direct activated products
► Application of the "expected shape" of a trapezoid with 10 min ramps (up / down)	Although the algorithm optimizes the block of energy, the expected shape to be delivered by the BSP should be a trapeze with 10 min ramps up/down
► Definition of the "accepted shape" of the product	The local tolerance bands for bids accepted by the national TSOs
Settlement of TSO-BSP	
Considered Aspect for Harmonization	Description
► Application of cross border marginal price to the BSP activated bid (= same as TSO-TSO price);	Settlement to the BSP at the XBMP
► Energy settled (energy corresponding to the block of energy offered by the BSP);	Volume of energy taken into account for the settlement to the BSP (energy corresponding to the activated bid)
► Incentives applied to the BSPs:	
► "Desired shape":	Incentive to follow the desired shape (through power profile or through energy schedules), and application of a tolerance band;
► Existence of penalties	Existence of financial consequences (penalty) in case of under/over delivery of the power profile or the energy schedule
► Penalties price principles	Principles/components of the price applied for the penalties.

Settlement TSO-TSO	
Considered Aspect for Harmonization	Description
► Application of cross border marginal price to the energy scheduled and exchanged (Block of energy)	Settlement between TSOs at the XBMP for the energy exchanged (scheduled) between them
► Energy settled (blocks of energy converted into the "desired shape" trapezes	Volume of energy scheduled and settled between the TSOs as resulting from mFRR algorithm
Other Topics for Harmonization	
Considered Aspect for Harmonization	Description
► Prequalification requirements	Technical, contractual, IT and/or regulatory conditions in order to perform the prequalification process
► IT requirements	The requirements concerning the IT connection between the BSP and the TSO and between the BSP and the units (Redundancy _{unit}).
► Back-up requirements	The requirements concerning back-up units in a pool which shall deliver balancing energy if a unit in the pool has an outage e.g. in some countries at least one back-up unit is required.
► Transfer of balancing obligations	Existence and conditions for the transfer of balancing obligations related to mFRR, between BSPs
► Independent BSP:	Existence of entity of independent BSP
► Scheduling requirements	Balancing energy has to be delivered relative to a reference point which could be a schedule value which is valid for e.g. 15 min. Scheduling requirements can vary concerning the aspect how long in advance a schedule has to be sent and for how long this schedule is valid.
► Real time measurement requirements	This aspect describes how many data in which resolution have to be sent to the TSO in real time.
mFRR gate opening time	
► mFRR gate opening time (BSPs)	Moment from which the BSPs can start sending mFRR bids to the TSOs
► mFRR gate opening time (TSOs)	Moment from which the TSOs can start sending mFRR bids to the mFRR platform
mFRR gate closure time	
► mFRR gate closure time (BSPs):	Moment after which reception of bids from BSPs to the TSO are no more accepted
► mFRR gate closure time (TSOs)	Moment after which reception of bids from TSOs to the mFRR platform are no more accepted
► Nature of mFRR market:	Nature of the mFRR energy market: obligation to offer into the market or voluntary provision.
mFRR need:	
► Reasons for activating bids for other purposes than balancing	e. g. how to solve a congestion
► Transparency	Transparency requirements from Transparency Regulation and from GLEB (common publications and National publications).

Thank you for your attention!

PICASSO – en europeisk plattform för aFRR

Svenska kraftnäts Elmarknadsråd

2017-11-14

Jesper Marklund



Agenda

- > Bakgrund och kontext
- > Kort om PICASSO
- > Relation till balansering på nordisk nivå
- > Kommande konsultation och mer info

Bakgrund och kontext

- > Enligt Balanskoden ska TSO:erna etablera plattformar för
 - > RR (TERRE)
 - > mFRR (MARI)
 - > aFRR
- > PICASSO antas bli officiellt implementeringsprojekt för den europeiska aFRR-plattformen

Kort om PICASSO

> Initierades av



- > PICASSO - “Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation”
- > Svk och övriga nordiska TSO:er med som observatörer

Relation till balansering på nordisk nivå

- > Nordiska balanseringskonceptet
 - > MACE
 - > Underlättar för anslutning till PICASSO
- > Flera frågor behöver utredas
 - > aFRR över HVDC
 - > Fallback-lösning på nordisk nivå

Kommande konsultation och mer info

- > Upplägg likt MARI
- > Konsultation från slutet av november och en månad framåt
- > Mer info om PICASSO på aktörsmötet den 5 december!

Tack!



DSO – TSO samverkan, Svensk arbetsgrupp

Delrapport november 2017 ver5

Deltagare:

Svenska Kraftnät:	Christer Norlander och Per Wikström
Vattenfall:	Gunnar Erixon och Ulf Larsson
Ellevio:	Mats Esteen
Jämtkraft:	Pär Erik Petrusson
E.ON Elnät:	Mikael Håkansson

DSO – TSO samverkan, Svensk arbetsgrupp

Sammanfattning:

- Energiomställningen accentuerar behovet av tydliga ansvarsgränser
- Den svenska ordningen skiljer mot omvärlden i stort och innebär ett mer komplicerat arbetssätt
- Otydlighet i nuläget riskerar att utgöra hinder för att nå ett mer utvecklat samarbete i framtiden.
- Otydligheten tenderar öka i takt med att kraftsystemet förändras, både elektriska egenskaper och dess operativ drift.

DSO – TSO samverkan, Svensk arbetsgrupp

Slutsats:

Arbetsgruppen rekommenderar att följande områden utreds närmare rörande, ansvar, arbetssätt och förbättringsåtgärder.

Där det pågår väl fungerande samverkan eller att initiativ påbörjats finns det anledning att bevaka och följa att det sker positiv framdrift, koordinerat och med deltagande från DSO:er resp. TSO (Svk).

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. Ö-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning.
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden

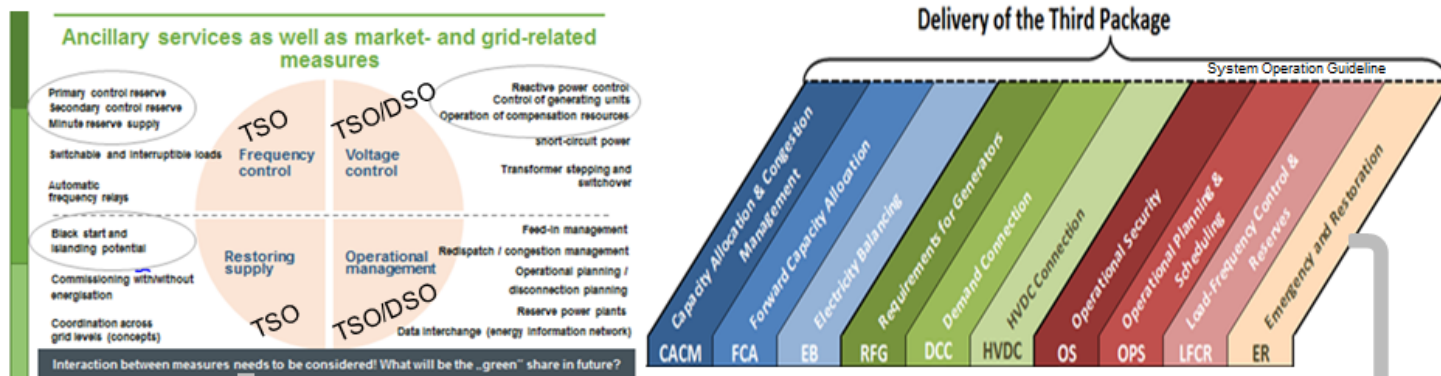
DSO – TSO samverkan, Svensk arbetsgrupp

Bakgrund:

- Behov av att förtydliga samarbets- och ansvarsområden mellan DSO och TSO.
- Energiomställningens påverkan på kraftsystemets elektriska egenskaper vilket innebär stora utmaningar.
- Legala regelverk för kommande hantering baseras på Nätkoder och System Operation Guidelines (Förordning September -17)
- För att vara rustad för kommande förändringar, föreslogs under 2016 följande

”Svk vill inrätta en svensk plattform i form av en arbetsgrupp bestående av Svk och de svenska regionnätsföretagen för att diskutera de utmaningar som vi gemensamt står inför”(maj -16)”

Ansvarsfördelning:



Prio	Område	Fokusområde	Angränsande områden pågående arbete	Network Code Guideline
1	Operational Management	Avbrottsplanering	GLDPM (CACM)	OPS (Operational Planning & Scheduling)
2	Frequency Control	Elbrist (MFK/Styrel AFK)	Starta Sverige	ER (Emergency & Restoration)
3	Restoring Supply	Legalt, Systemansvar, Avtal etc. (exv. Ö-drift)	Departement, jurister,	ER (Emergency & Restoration)
4	Operational Management	Stamnätsabonnemang		CACM (Capacity Allocation & Congestion management)
5	Voltage Control	Reaktivutbyte och Spänningsreglering	Spänningsregleringsprojektet	OS (Operational Security)
6	Operational Management	Kommunikation/Infospridn.	SUSIE, Rakel, Starta Sverige	OS (Operational Security)
7	Operational Management	System- och nätvärn		OS (Operational Security)
8	Operational Management	Realtidsmätvärden	Utökad realtidsmätning	OS (Operational Security)

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legall, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Avbrottsplanering

Utmaningar

- Tillförlitlig elförsörjning ställer allt högre krav på god samordning och en långsiktig gemensam avbrottsplanering.
- Säkerställd försörjningsförmåga enligt fastställda mål för driftsäkerhet / driftsäkerhetskriterier.
- Hantering av decentraliserad produktion och konsumtion samt elkonsumenter som numera även producerar el.

Diskussionspunkter

- Identifiera brister och förbättringsområden i vår samverkan.
- System Operation Guidelines och innebörden för samverkan på kort och lång sikt.
- Ökande investeringsnivåer på stam- och regionnätetsnivå, ökade krav på projektering, framförhållning, detaljering.
- Underliggande DSO:ers betydelse med anledning av distribuerade produktionsresurser.
- Införandet av Nordic RSC (Regional Security Coordinator), konsekvenser, rutiner m.m.

Rekommendationer

- På initiativ av Svenska kraftnät starta upp projektgrupp med uppdrag att strukturera och förbättra samverkan mellan TSO och direktanslutna DSO:er avseende avbrottsplanering.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Elbrist (MFK/Styrel, AFK)

Utmaningar

- Styrelplaneringen har endast förutsättningar att fungera inom de särskilt anvisade elnätsbolagens egna lokalnät. Traditionell MFK krävs fortsatt för att fränkoppla underliggande nätbolag.
- Vid effektbristsituationer riskeras betydande mängder produktion ansluten mot regionnäten samt ute i lokalnäten fränkopplas via MFK alternativt AFK.
- Antalet särskilt anvisade bolag som hanterar eventuella MFK-situationerna har ökat de senaste åren. Dock kvarstår ansvaret för att AFK-utrustning finns installerad endast på de stamnätsanslutna regionnätbolagen.

Diskussionspunkter

- Analysera rimlighet i effektvolym, metoder, handhavanden utifrån dagens regelverk gällande MFK och AFK
- Överlåt ansvaret för AFK-fränkoppling till respektive elnätsbolag istället för stamnätsanslutna elnätsföretag för att möjliggöra automatisk förbrukningsfränkoppling i lokalnäten enligt Styrel.
- Involvera stora energiförbrukande industrikunder med driftcentraler som är bemannade dygnet runt som "särskilt anvisat elnätsbolag" kring MFK.

Rekommendationer

- På initiativ av Svenska kraftnät starta utredning med syftet att anpassa dagens regelverk kring lastfränkoppling (MFK/Styrel & AFK) till dagens tekniska förutsättningar.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. Ö-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Legalt, Systemansvar, Avtal

Utmaningar

- Juridiska oklarheter om systemansvaret.
- Svenska kraftnäts rätt att som systemansvarig myndighet delegera uppdrag eller ansvarsområde till DSO via föreskrift.
- Föreskrift skapar tydlighet men nödvändigtvis inte praktiskt möjlig hantering.

Diskussionspunkter

- Beakta avtalsform som mindre ensidig om föreskrifter saknas om vem som ansvarar för olika uppdrag.
- Om föreskrifter finns men rimliga förutsättningar saknas att hantera uppdraget fullt ut så som föreskriften beskriver det.

Rekommendationer

- Legala frågor såsom systemansvaret och ytterst, kund- och samhällsansvar måste naturligtvis vara absolut klarställda för både DSO och TSO-rollerna varför rekommendationen är att frågan lyfts till företagsledning inom respektive bolag i väntan på att berörda departement och myndigheter är överens.

Tills vidare bedömer respektive bolag sitt agerande i systemansvarsfrågan, eftersom varken bindande avtal eller föreskrifter finns mellan berörda aktörer.

(Exempel: Oklarheter i ansvar då producent, nätägare och TSO av hävd förväntas agera utifrån liggande ö-drift plan)

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Stamnätsabonnemang

Utmaningar

-Abonnemangsreglerna skapar kostnadsplanering för regionnätsägaren innebärande låga årsabonnemang med omfattande hantering av tillfälliga abonnemang för att täcka det faktiska kapacitetsbehovet vilket skapar onödig administration utan fysikalisk nytta.

-Hitta bättre sätt att fördela stamnätskostnaderna med målen, skälig avkastning till systemägaren, minimera löpande administration, bibehållen driftsäkerhet.

Diskussionspunkter

-Områdesabonnemang, med mer rättvisa utfall kopplat till det faktiska nyttjandet av stamnätet skapar förenklad administration och minimerar påverkan av variationer från andra delar i det maskade nätet.

-Driftläggningsoptimering, genom radiallyggning av delar i regionnät, begränsar oönskad subtransitering.

-Administrera och optimera utifrån kraftsystemets funktion i stället för ägo gränser.

Rekommendationer

-Svenska kraftnät sammankallar till en förberedande diskussion med berörda DSO'er inför kommande tarifföversyn med målet att diskutera om regler och rutiner kring stamnätsabonnemang kan förändras och göras mer relevanta för sitt syfte med beaktande av både affärsmässiga och kraftsystemmässiga aspekter.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden

← Reaktiv effekt- & spänningsreglering

Utmaningar

- I anslutningsavtal mellan Svenska kraftnät och regionnätsägarna står det att nollutbyte gällande reaktiv effekt skall gälla.
- Varje part ska kunna hantera eget reaktivbehov vid alla förekommande lastfall.
- Varje part ska kunna hantera överenskommet riktvärde för driftspänning i samtliga gränspunkter.

Diskussionspunkter

- Skapa tydligare kriterier för hantering av reaktivt noll-effektutbyte. (exempelvis nyansluten vindproduktion där förbrukningens profil förändrats i stor omfattning).
- Konkretisera det faktiska reaktiva kapacitetsbehoven samt initiera åtgärder inom egen organisation.
- Om behov finns av systemdrifttjänst för reaktiv effekt mellan olika nätägare kan ett införande av spänningsstyrda systemvärn övervägas så att omvänd spänningsreglering kan avskaffas.

Rekommendationer

- Svenska kraftnät leder i dag en spänningsregleringsgrupp som i ett tidigare skede tagit fram ett gemensamt dokument kring hantering av spänningsreglering och reaktivutbyte. Denna grupp föreslås förstärkas så ett tydligare arbetssätt kan etableras och ovan beskrivna problematiker belyses och förbättra efterlevnad av anslutningsavtalen.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnåtsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden

← Kommunikation & Information

Utmaningar (Organisatoriska <-> IT tekniska)

- Kommunikativa utmaningar <-> En gemensam nämnare bland flertalet fokusområden i denna rapport.
- Otydligheter på det organisatoriska planet <-> IT-teknik löser inte uppgifter med oklara syften.

Diskussionspunkter

- Behovet av att belysa sammanhang av ansvarsområden med tillhörande beordringsvägar för att bättre bedöma rimlighet i upplägg, så kallad *"Reality Check – Verklighetskontroll"*.
- Relevansen i att skapa kedjor av beordring eller information, så kallad *"Cascading"*, eller om det finns effektivare sätt från beslut till åtgärd.
- Förtydliga ansvarsfrågan så att resurser för åtgärder skapas där de är effektivast.

Rekommendationer

- Svenska kraftnät sammankallar till en inledande workshop för att diskutera vilka sammanhang det finns anledning att genomlysa organisatoriskt ansvar, resursbehov, tekniska förutsättningar och hur *"Reality Check - Verklighetskontroll"* kan genomföras.
- Kan vara en del av eller samordnas med annat fokusområde för sitt specifika behov.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnåtsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Systemvärn

Utmaningar

- Säkerställa tillförlitliga funktioner med bibehållen driftsäkerhet vid högre nyttjande av befintligt system.
- Hantering av alltmer finkalibrerade ingrepp som t.ex. nedstyrning av produktion i stället för PFK, total fränkoppling av produktion.
- Risker med en komplex design, oförutsedda händelser, samband kräver alltmer standardiserad och robust utformning.

Diskussionspunkter

- Syn på systemvärn avseende utformning, tillämpning m.m.
- Krav på indata, kommunikationsvägar, IT-säkerhet, metoder för övervakning och rutiner i det operativa skedet.

Rekommendationer

- Svenska kraftnät sammankallar till workshop rörande systemvärn som alternativ till traditionell anläggningsutformning, behov av standardisering, koordinerat samarbete m.m.
- En gemensam syn på systemvärn avseende funktion, utformning och hantering.
- Skapa en gemensam uppdaterad nulägesbild avseende status på befintliga systemvärn och ansvarsfördelning.

Prio	Fokusområde
1	Avbrottsplanering
2	Elbrist (MFK / Styrel, AFK)
3	Legalt, Systemansvar, Avtal mm (exv. O-drift)
4	Stamnätsabonnemang
5	Reaktivutbyte och Spänningsreglering
6	Kommunikation/Infospridning
7	System- och nätvärn
8	Realtidsmätvärden



Realtidsmätvärden

Utmaningar

- Hantera behovet av och kvaliteten på den utökad mängd realtidsdata som blir en följd av utbyggnaden av intermittent produktion.
- Oförutsägbarhet försvårar balans och stabilitet i nätet och ställer nya högre krav på information från underliggande nät och produktion.

Diskussionspunkter

- Hur mätvärden från produktionsanläggningar i distributionsnätet tas om hand samt om/hur stamnätsanslutna DSO:er ska agera "mellanhand" för mätvärden från underliggande DSO:er. (*Cascading-frågan*)

Rekommendationer

- Säkerställa att Svenska kraftnäts befintliga projekt för ökad mätvärdesinsamling hanterar de frågor som nämns ovan.

Svensk arbetsgrupp DSO – TSO samverkan

Extrabilder

Nätkoderna och System Operation Guidelines (SO GL)

Avbrottsplanering, onormala driftläggningar: (SO GL)

-Att vara överens om riskvärderingsmetoder/principer, N-1, skapa kriterier och mallar för vad som anses driftsäkert.

-Säkerställa god kvalitet och överensstämmelse gällande nät- och driftdata, mätvärden och estimat.

Operativ Drift: (SO GL)

-Att tillämpa tydliga regler kring spänningshållning och reaktivbalans.

-Att skapa robust hantering för kapacitetsgränser ex. abonnemangsprinciper för effektiv administration i det operativa skedet.

Extrema störningar: (Emergency and Restoration, [ER] separat kod, ej i SO GL)

-Säkerställa hanteringen och funktion vid elbrist, att MFK & Styrel-planer samt AFK-utrustning (Automatisk Förbrukningsfrånkoppling) verkligen har förutsättningar att fungera på avsett sätt. (*Defence Plan*)

-Tydliga bedömningskriterier vid allvarliga händelser, exempelvis för dödnätsstart, ö-drift, systemansvar, risktagande m.m. (*Restoration Plan*) .

Kapacitetstilldelning: (Capacity Allocation and Congestion Managment, CACM)

Nätägare och producenter skall rapportera tillgänglighet av nät- och produktionskapacitet till Svenska kraftnät enligt GLDPM-metodiken. (Regler i SO GL).



VoLL

Svenska kraftnäts Elmarknadsråd

2017-11-14



**SVENSKA
KRAFTNÄT**

VoLL – Value of Lost Load

- > Varför är VoLL på agendan?
 - > Enligt CACM och CEP ska VoLL reflekteras i Maxpriset
- > Tidigare arbete på Svk
 - > Svk rapport "Kostnadsvärdering av uteblivna elleveranser till följd av kritisk effektbrist"
 - > 24 SEK/kW
 - > 66 SEK/kWh
- > Kommande arbete
 - > Det planeras ett arbete inom ENTSO-E eftersom dagens maxpriser inte har någon tydlig koppling till VoLL. Projektet är tänkt att studera olika värden på VoLL inom Europa och vilka kriterier som används i värderingen

Statusrapport FCA-koden

14 november 2017

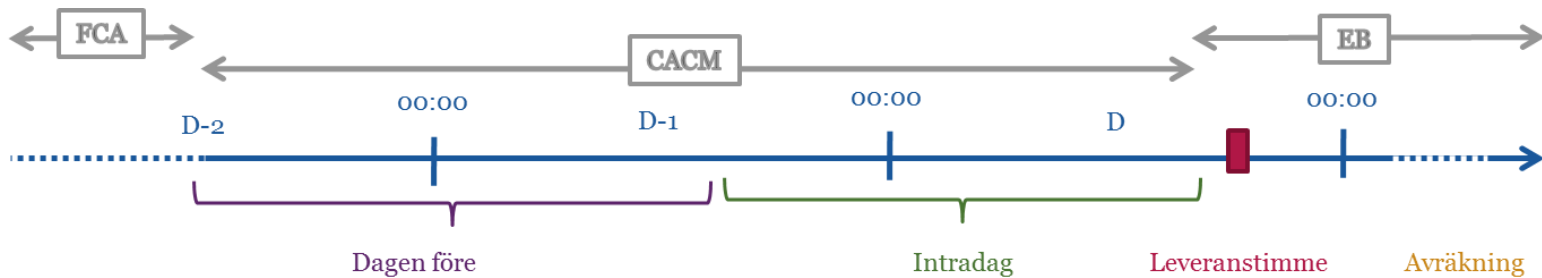
Jenny Lagerquist, MM



SVENSKA
KRAFTNÄT

Riktlinjen för förhandstilldelning av kapacitet, FCA

- > FCA (*Forward Capacity Allocation*) trädde i kraft 17 oktober 2016.
- > Behandlar långsiktiga marknadstidsramen, dvs. före Dagen före



Leverabler enligt FCA

- > Tre nivåer:
 - > All TSO
 - > CCR
 - > Särskilt utvalda TSO:er
- > Många leverabler är Svenska kraftnät undantagna ifrån pga. inga överföringsrättigheter.

Översikt av leverabler enligt FCA

FCA-leverabler	Nivå	Krav på Svk	2018																2019			
			Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	
Gemensam nätmodell																						
Metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata	All TSO	x																				
Metod för gemensam nätmodell	All TSO	x																				
Överföringsrättigheter																						
Införande av harmoniserade tilldelningsregler (HAR)	All TSO																					
Förslag om den gemensamma tilldelningsplattformen (SAP)	All TSO																					
Allmänna bestämmelser om nominering av PTR:er	All TSO																					
Regional utformning av långsiktiga överföringsrättigheter	CCR																					
Metoder för finansiella flöden																						
Metod att fördela kapacitetsintäkter för long term	All TSO																					
Metod för kostnadstäckning av firmness	All TSO																					
Kapacitetsberäkning																						
Metod för kapacitetsberäkning	All TSO	x																				
Metod för uppdelning av långsiktig kapacitet	CCR																					
Andra risksäkringsmöjligheter																						
Förslag om nödvändiga arrangemang	Bilateral	x																				
Övrigt																						
Tvåårsrapport om beräkning och tilldelning av kapacitet	All TSO	x																				

Arbete TSO

Godkännande NRA

Godkännande ACER

Status FCA- leverabler på särskild-nivå

- > Förslag om att säkerställa tillgänglighet av produkter för långsiktig risksäkring (art 30)
 - > Enligt beslut från NRA:erna i Danmark, Litauen och Sverige.
 - > Förslag med Energinet
 - > DK1-SE3
 - > DK2-SE4
 - > Förslag med Litgrid:
 - > LT-SE4
- > Förslag inlämnas till respektive NRA 17 november.

Svenska kraftnäts utgångspunkter i arbetet

- > De åtgärder som vidtas ska ha en så liten negativ inverkan på den svenska elmarknaden som möjligt.
 - > Kostnaden för att införa en åtgärd ska betalas av det land som får en ökad nytta och vägas mot den nytta som åtgärden medför.
 - > De åtgärder som vidtas ska inte vara oåterkalleliga utan kunna dras tillbaka eller justeras efter hand som elmarknaden utvecklas.
 - > Europeisk och nationell lagstiftning ska efterlevas.
-

Hänt sedan sist - Danmark

- > Arbetet med Energinet och i nordisk arbetsgrupp har fortgått.
- > Arbetat vidare med att utreda market maker lösning baserat på slutsaterna i workshopen
 - > Nasdaq, marknadsaktörer, kostnadsuppskattning.
- > Resultat från legal utvärdering

Hänt sedan sist - Litauen

- > Arbetet med Litgrid och baltisk arbetsgrupp har fortgått.
- > Baltiskt möte med marknadsaktörer.
- > Svenskt referensgruppsmöte inställt pga endast en anmäld deltagare.

Nästa steg

- > Förslag lämnas till Ei senast 17 november 2018
 - > Förslag mot Litauen
 - > Litgrid lämnar till sin NRA
 - > Förslag mot Danmark
 - > Energinet lämnar till sin NRA

Tack.

Vid frågor, kontakta: jenny.lagerquist@svk.se



SVENSKA
KRAFTNÄT

GL EB - statusuppdatering

Elmarknadsrådet den 14 november 2017



SVENSKA
KRAFTNÄT

GL EB statusuppdatering

- > Förväntas träda ikraft i januari 2018
 - > som sista nätkod, godkändes av medlemsstaterna 16 mars 2017
- > Mycket arbete har dock redan påbörjats. Svenska kraftnät är nu:
 - > ...engagerade i MARI-projektet som skapar en plattform för marknadskoppling av de europeiska tertiärreglermarknaderna (mFRR). Pågående konsultation av marknadsaktörer
 - > ...engagerade i PICASSO-projektet som skapar en plattform för marknadskoppling av de europeiska sekundärreglermarknaderna (aFRR) Kommande konsultation av marknadsaktörer
 - > ... i initieringsfasen av ett projekt som skall ändra avräkningsperioden från 60 min till 15 min. Kommer att engagera marknadsaktörer ytterligare i nästa fas av projektet.
 - > ...i initieringsfasen av ett projekt som skall justera balansansvarsavtal och balansavräkning i syfte att efterleva GL EB. Kommer att engagera marknadsaktörer längre fram i projektet.

CACM – status implementering

Elmarknadsrådet, 14 november 2017

Rose Sargant



SVENSKA
KRAFTNÄT

INNEHÅLL

- > Status CACM implementering

Förslag under framtagande

- > All TSO nivå
 - > Metod för beräkning av planerade utbyten => konsultation pågår
- > Kapacitetsberäkningsregionnivå (CCR)
 - > Countertrade & Redispatch metod inkl. kostnadsfördelning – mars 2018

Förslag hos Ei (1/3)

- > All TSO-förslag:
 - > Anpassad förslag öppnings- och stängningstid för intradagsmarknaden => skickades 24 oktober till ACER för beslut.
 - > Förslag till metod för fördelning intäkter från överbelastning – förslag ligger hos ACER för beslut.
 - > Förslag prissättning intradagskapacitet och regionala intradagauktioner – skickades till Ei i augusti 2017.

Förslag hos Ei (2/3)

- > CCR TSO-förslag:
 - > Kapacitetsberäkningsmetod (Flödesbaserad metod eller CNTC) för CCR Norden, Hansa och Baltikum – skickat till Ei 15 sep 2017
 - > Fallback-metod för dagen-före priskoppling för CCR Norden, Hansa och Baltikum – skickat till Ei under maj/juni 2017

Förslag hos Ei (3/3)

- > NEMO-förslag:
 - > Algoritmmetod (NEMOs ansvarar)
 - > Algoritmkrav (NEMOs ansvarar)
 - > Max/Min priser (NEMOs ansvarar) => har skickats till ACER för beslut
 - > Produkter för dagenföre- och intradag algoritmen (NEMOs ansvarar)
 - > Back up för algoritmen (NEMOs ansvarar)

Pågående konsultationer

- > Håll koll på hemsidan!
- > <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/pagaende-konsultationer/>

Tack för uppmärksamheten!



SVENSKA
KRAFTNÄT

Status från XBID-projektet

”Xross Border Intra Day”

Elmarknadsrådet

2017-11-14

Christina Simón



SVENSKA
KRAFTNÄT

- 1. Bakgrund och syfte**
- 2. Systemen**
- 3. Projektet**
- 4. Tidplan och status**
- 5. Fortsatt arbete**

XBID

- Implementering av europeiskt regelverk
- Gemensam lösning för intradaghandel
- 4 börser, 17 TSO:er och en systemleverantör
- Go live 1 kvartal 2018
- Nordvästra regionen först ut
- Interimslösning – inte alla önskade funktioner
- 24/7, nära drifttimmen
- Status: Tester pågår
- Intressentmöte 31 januari 2018, Bryssel



Förutsättningar som utmanar

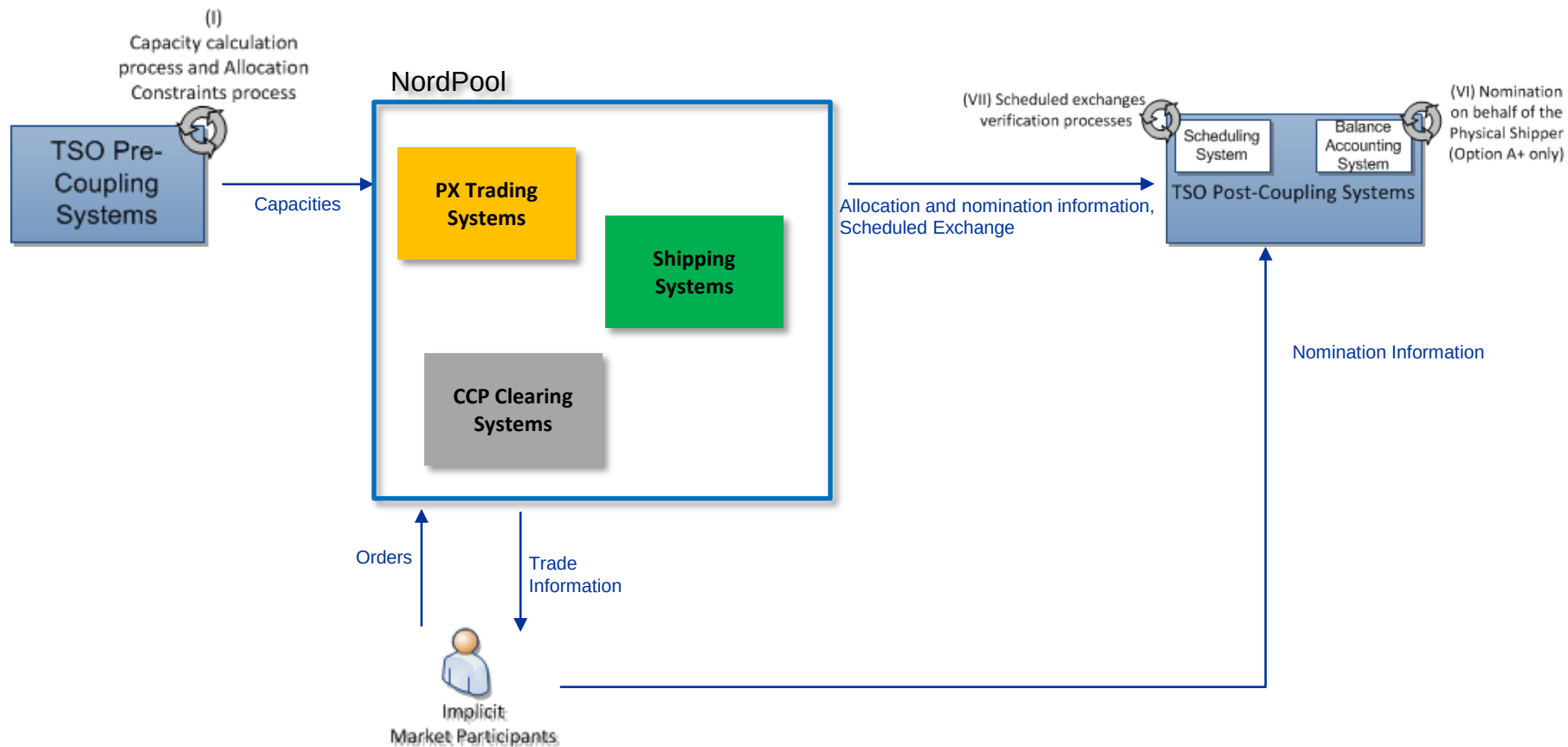
Intradag

- Kontinuerlig handel nära realtid
 - Större krav på systemets prestanda
 - Större krav på systemets tillgänglighet
- Krav på lika hantering och transparens mellan
 - Implicit och explicit kapacitetshandel
 - Multipla börser
 - Lokala handelssystem (DBAG vs övriga)
- Multilaterala kontrakt
- Gemensam europeisk lösning från start

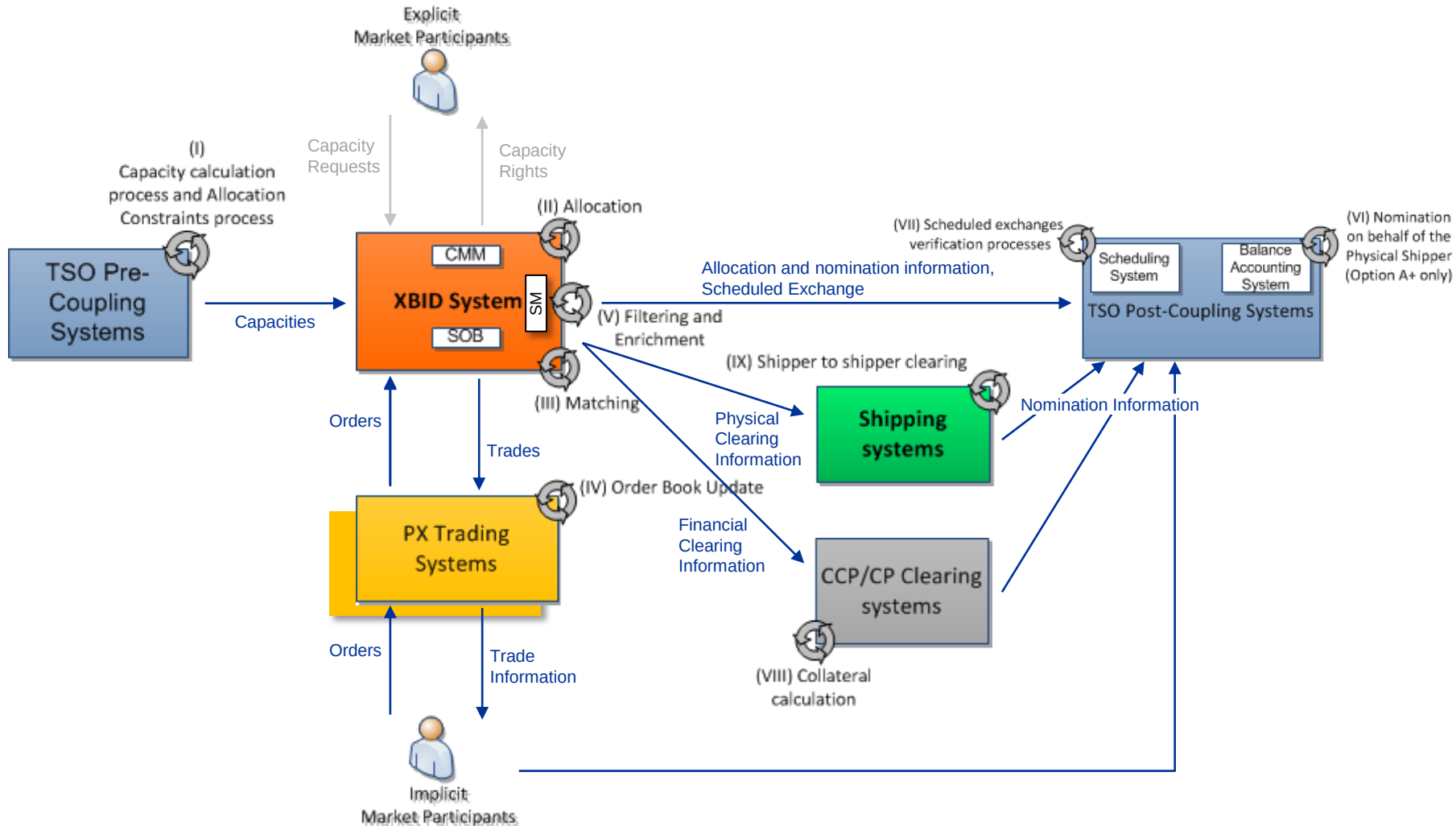
Dagen före

- Ett tillfälle per dag med tid att beräkna utfall
- Utveckling av / samverkan mellan befintliga lösningar
- Endast implicit kapacitetshandel
- Stegvis införande

Översiktlig systemstruktur idag



Översiktlig systemstruktur med XBID



Arbete sker på flera nivåer

Europeisk nivå – XBID-projektet

- XBID-systemet (börser och TSO:er)
 - Design och utveckling
 - Tester
 - Driftsättning
 - Gemensamma processer och rutiner
 - TSO:ernas rapportering av kapacitetsinformation till XBID
 - XBID:s leverans av utfall från börshandeln
 - Störningshantering och felavhjälpning
 - Förändringar
- } Incident Committee
- Ramverk för implementeringen på regional nivå

Regional nivå

- NordLIP - 1(2) börser, 4 TSO:er
- BaltLIP - 1 börs, 5 TSO:er
 - Nordiska och Baltiska systemanpassningar (börssystem, TSO-system)
 - Anpassningar av regionala processer och rutiner

Lokal nivå

- Svk-anpassningar

Etablerade lokala implementeringsprojekt (LIP)

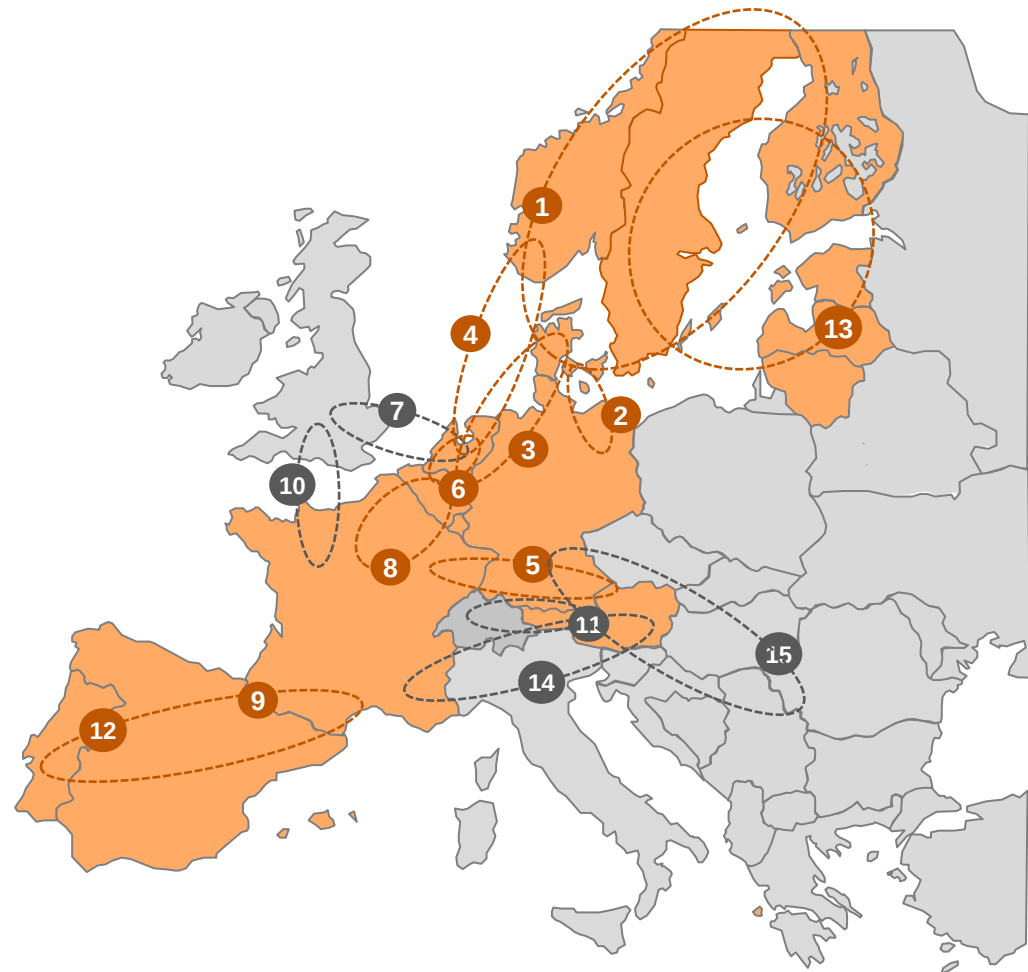


LIPs part of 1st go-live Q1/2018

LIP	Participants
1 Nordic	Fingrid, EnDK, SvK, Statnett, Nord Pool, EPEX
2 Kontek	EnDK, 50Hz, Nord Pool, EPEX
3 DK1/DE, DE/NL	EnDK, TenneT NL& DE, Amprion, EPEX, Nord Pool
4 NorNed	Statnett, TenneT NL, EPEX, Nord Pool
5 FR/DE, DE/AT	Amprion, TransnetBW, APG, RTE, EPEX, Nord Pool, Tennet DE
6 NL/BE	Elia, TenneT NL, EPEX, Nord Pool
8 FR/BE	RTE, Elia, EPEX, Nord Pool
9 12 FR/ES& ES/PT	RTE, EPEX, OMIE, REE, REN, Nord Pool
13 Baltic	Elering, Litgrid, AST, Fingrid (Estlink) Svenska kraftnät (NordBalt), Nord Pool

LIPs going live at a later stage

LIP	Participants
7 BritNed	BDL, NG, TenneT NL, EPEX
10 IFA	RTE, NG, Nord Pool, EPEX
11 AT/CH	APG, Swissgrid, EPEX
14 INB	ADMIE, APG, ELES, RTE, Swissgrid, Terna, BSP, EPEX, EXAA, GME, LAGIE, Nord Pool
15 CZ-DE, CZ-AT, AT-HU, HU-RO, HU-HR, CR-HU	50Hertz, APG, CROPEX, ČEPS, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, HOPS, MAVIR, Nord Pool, OPCOM, OTE, TenneT and Transeletrica.



NRAs have confirmed that explicit access will only be given on the DE/FR border. It will not be given on any other borders in the first go-live

Fortsatt arbete efter go-live kv 1 2018

Långsiktig XBID-lösning (XBID 2.0)

- Förlusthantering
- Uppfyllande av CACM
 - Kapacitetsprissättning
 - Kapacitetsberäkningsmetodik
- Uppfyllande av andra nätkoder

Accession Stream (planerat för en ”andra våg” 2019)

- Anslutning av de länder/områden inom EU som inte är med i projektet nu
 - Östeuropa
 - Balkan

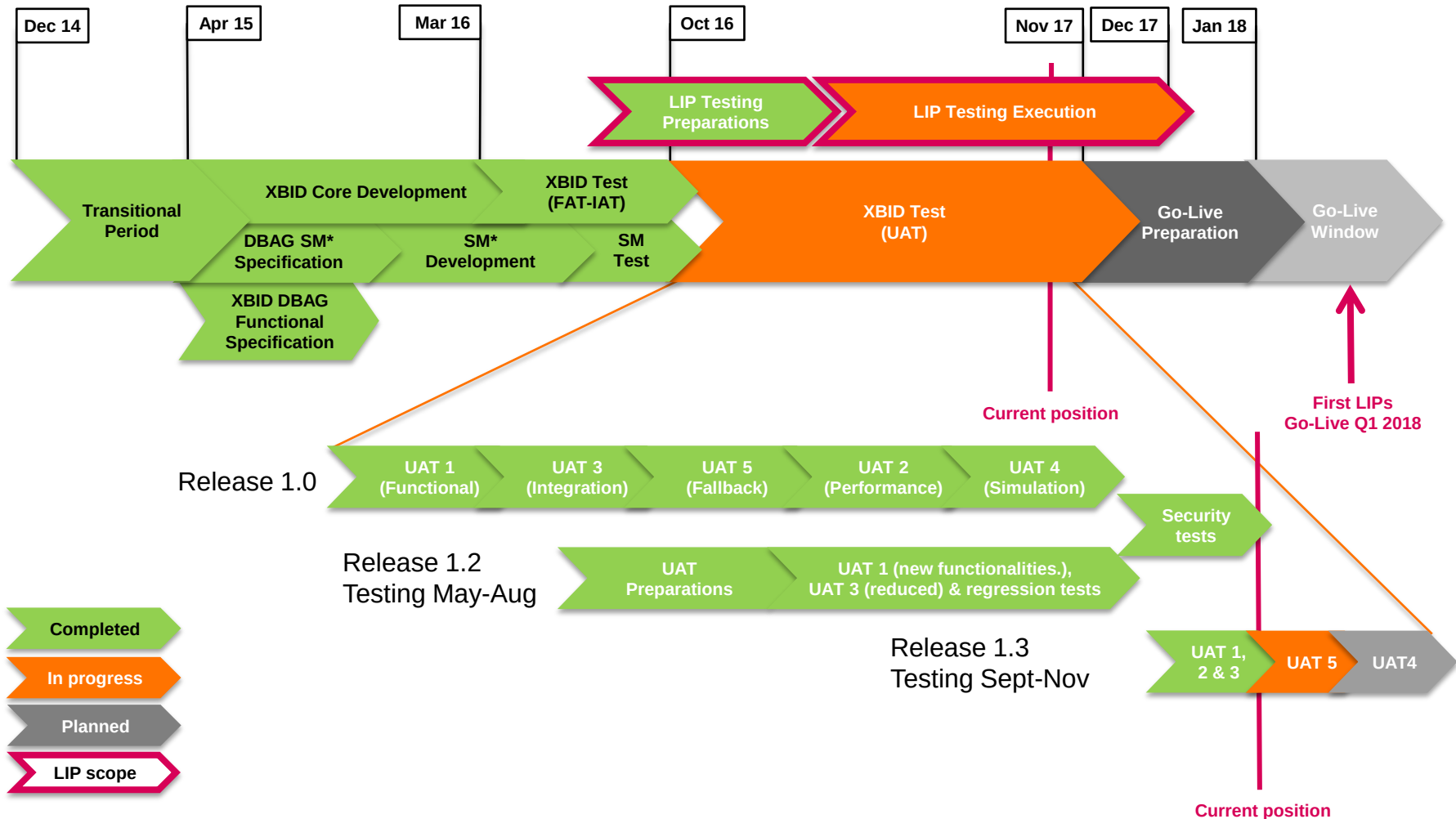
Tack!

christina.simon@svk.se



SVENSKA
KRAFTNÄT

Översiktlig tidplan



*SM – Shipping Module

User Forum 31 januari 2018 (prel.)

(Förutsätter lyckat genomförande av alla tester)

1. Overview

The purpose and objective of the User Forum is to:

- 1) Raise awareness and expectation amongst stakeholders (EC, NRAs, Market Parties etc.) of the forthcoming XBID go-live
- 2) Provide clarity on the timing and scope of go-live (e.g. geographic, products etc.).
- 3) Raise XBID Solution awareness – functionality, limitations etc.
- 4) Set out the indicative future roadmap of XBID (e.g. Losses, SM2.0, Wave 2 LIPs etc.)

Location likely to be in the Brussels area

Expected to be over 150 attendees

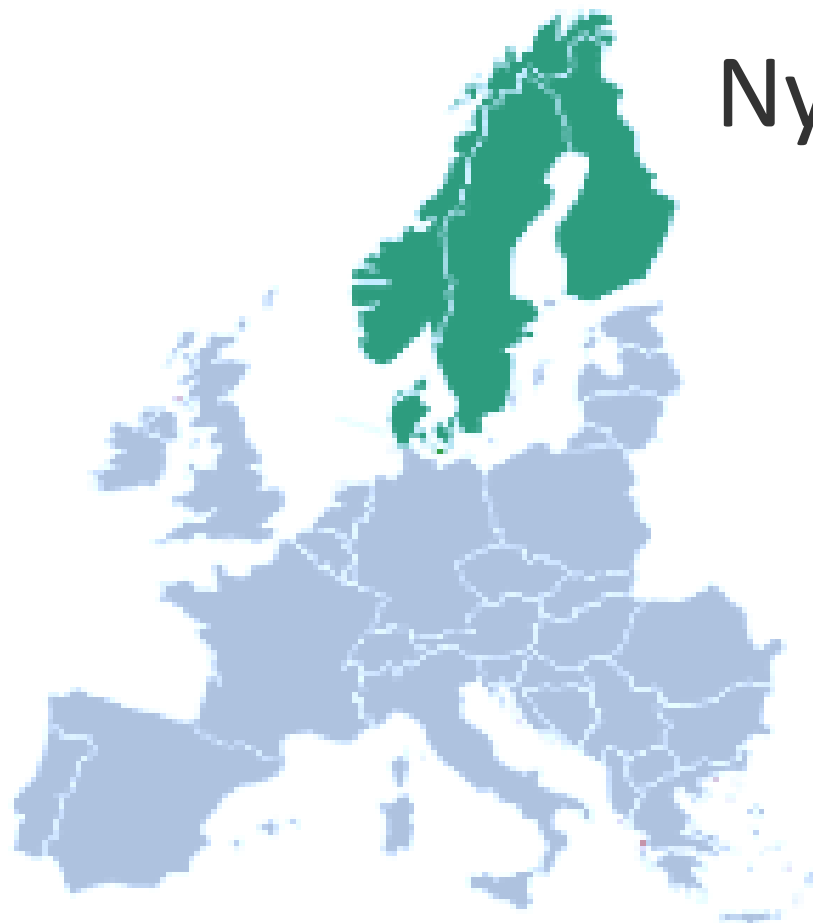
Conference style

Supported by NEMOs, TSOs and DBAG

2. Format (Draft)

- Welcome/Introduction by IDSC Co-chairs
- Key note speech by senior representative of EC – Dr Borchardt
- Overview of XBID Project – background, history, challenges
- Overview of borders/market areas
- Relevant information for market parties from LIPs (only from TSO perspective – i.e. if explicit access, systems that will be switched off, possible changes in nomination, etc.)
- System familiarity (with DBAG) – user demonstrations
- Go-live plan (scope, how it will happen, fallback, failover etc.)
- Future plan for XBID (next releases, ID MCO governance, next wave LIPs)
- Next steps for readiness

XBID project responsibility and governance



Ny tjänst för insamling av data över otillgänglig kapacitet

NUCS

Nordic Unavailability Collection System

Elmarknadsråd 2017-11-14

Ulrika Formgren

Innehåll

- > Bakgrund
- > Ny tjänst
- > Innebörd för marknadsaktörer



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Bakgrund



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Transparensförordningen (Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013)

- > Marknadsaktörer är skyldiga att skicka data till TSO:n för vidareförmedling till ENTSO-E:s transparensplattform
- > Sådan data omfattar bl a otillgänglig kapacitet i produktion, förbrukning eller överföring när den otillgängliga kapaciteten överstiger 100 MW
- > TSO:n skyldig att samla in för publicering på ENTSO-E:s transparensplattform

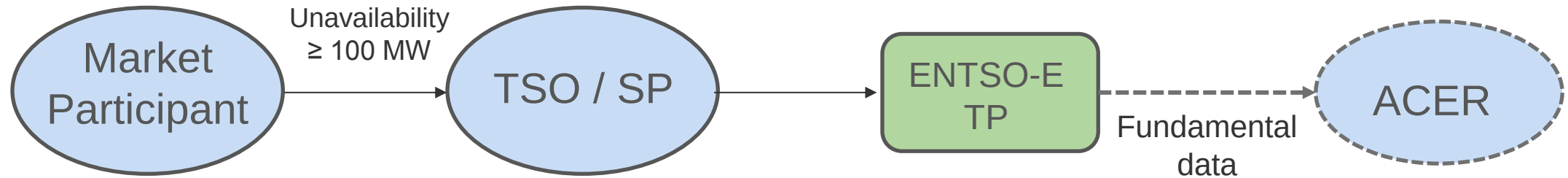
Kommissionens förordning EU 1227/2011 (REMIT)

- > Marknadsaktörer är skyldiga att publicera insiderinformation
- > Detta omfattar information om otillgänglig kapacitet

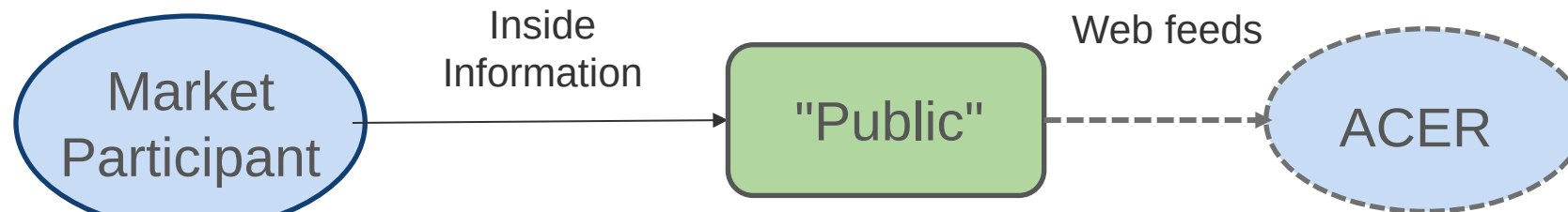
Publication requirements

Transparency Regulation, Reg EU 543/2013

: REMIT, Reg EU 1227/2011



REMIT, Reg EU 1227/2011



Nuvarande hantering

- > Avtal mellan de nordiska TSO:erna och Nord Pool
- > Data över otillgängligheter i UMM-systemet skickas vidare för publicering på ENTSO-E TP
- > Nordiska marknadsaktörer kan uppfylla sina krav enligt både REMIT och transparensförordningen genom samma rapportering



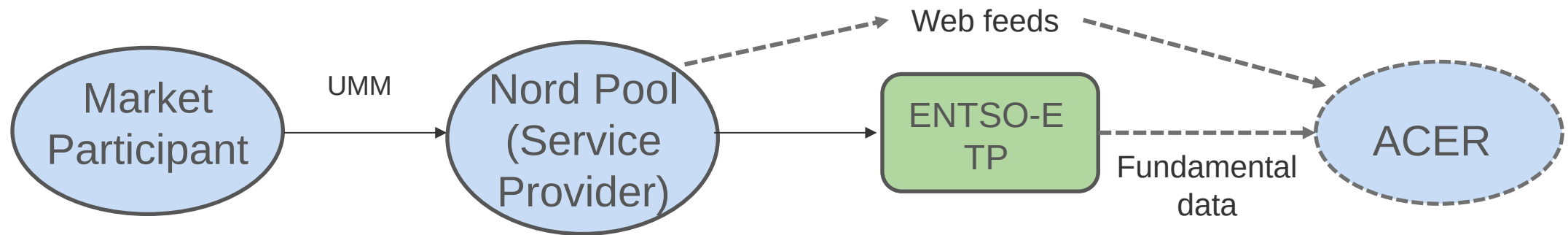
FINGRID

Statnett

ENERGINET

Nuvarande hantering

Transparency Regulation (Reg EU 543/2013) & REMIT (Reg EU 1227/2011)



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Fler börser

- > I och med CACM (Reg EU 1015/1222) introduceras konkurrens mellan börser
- > Dagens lösning säkerställer inte insamling av all data över otillgängligheter



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Ny tjänst för insamling av data över otillgänglig kapacitet



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Ny tjänst för insamling av data över otillgänglig kapacitet

- > Nordiska TSO:er förbereder en ny tjänst för insamling av data för publicering på ENTSO-E:s transparensplattform:

Nordic Unavailability Collection System (NUCS)

- > Offentlig upphandling genomförd, resulterat i att tjänsten ska levereras av Unicorn System A.S.
- > Planerad start i mars 2018



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Innebörd för marknadsaktörer



FINGRID

Statnett

ENERGINET

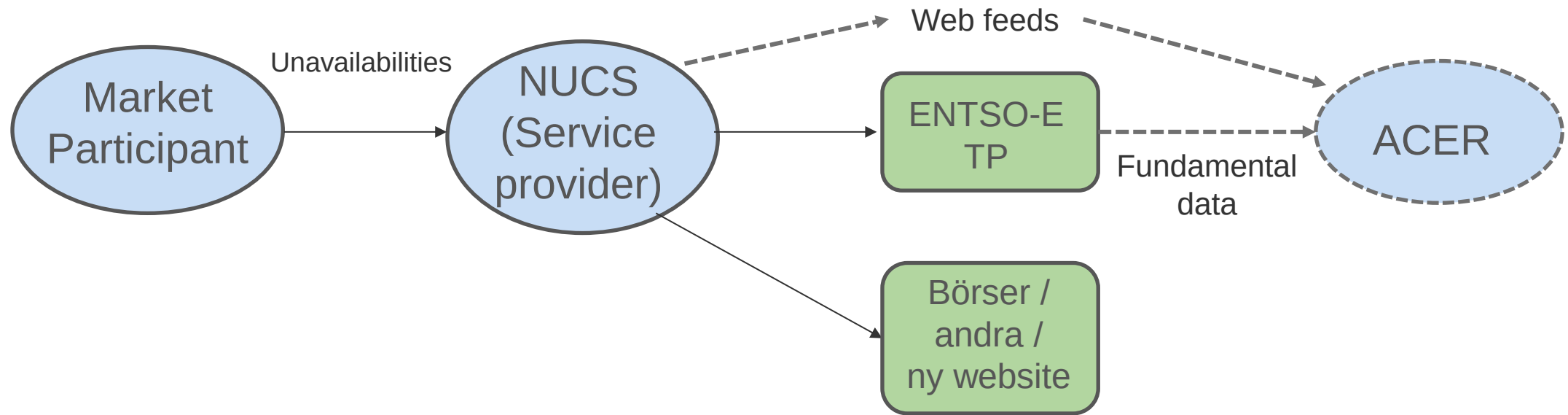
Innebörd för marknadsaktörer

- > Information om otillgänglig kapacitet ≥ 100 MW skickas till NUCS för publicering på ENTSO-E:s transparensplattform, alternativt via en tredje part om så avtalats med TSO:n.
- > Information om otillgänglig kapacitet < 100 MW kan skickas till NUCS och blir då publicerat på ENTSO-E:s transparensplattform.
- > Data kan skickas manuellt via ett webbgränssnitt eller genom ett s.k. API som möjliggör kommunikation med andra IT-system.

- > Insamlad data kommer att göras tillgänglig för marknadsaktörer och allmänhet.
- > De nordiska TSO:erna förbereder även för publicering på en separat nordisk webbsida.
- > Övrig insiderinformation kan skickas till NUCS som fritext och blir då publicerad på separat nordiska hemsida.
- > För uppfyllnad av REMIT kommer en s.k. web feed till ACER att implementeras.

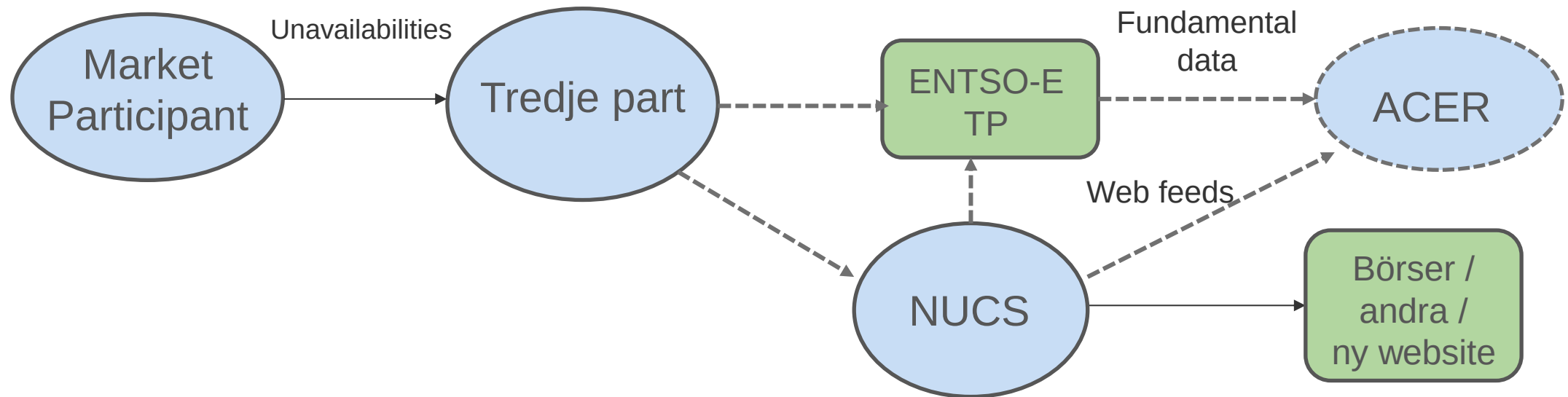
Insamling via NUCS

Transparency Regulation (Reg EU 543/2013) & REMIT (Reg EU 1227/2011)



Insamling via tredje part om avtalat med TSO:n

Transparency Regulation (Reg EU 543/2013) & REMIT (Reg EU 1227/2011)



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Information

- > Implementering av NUCS genomförs av Statnett och Unicorn på uppdrag av de nordiska TSO:erna.
- > Projektet startade i oktober 2017 och är planerat att avslutas i mars 2018.
- > Statnett uppmanar intresserade aktörer att anmäla sig som pilotanvändare under implementering och tester. Anmälan till detta samt övriga frågor kan skickas till unavailability@statnett.no.
- > Ytterligare information kommer



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Tack!



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Balansansvarsavtalet Avtal 2628-2

14 november 2017

Jenny Lagerquist, MM



SVENSKA
KRAFTNÄT

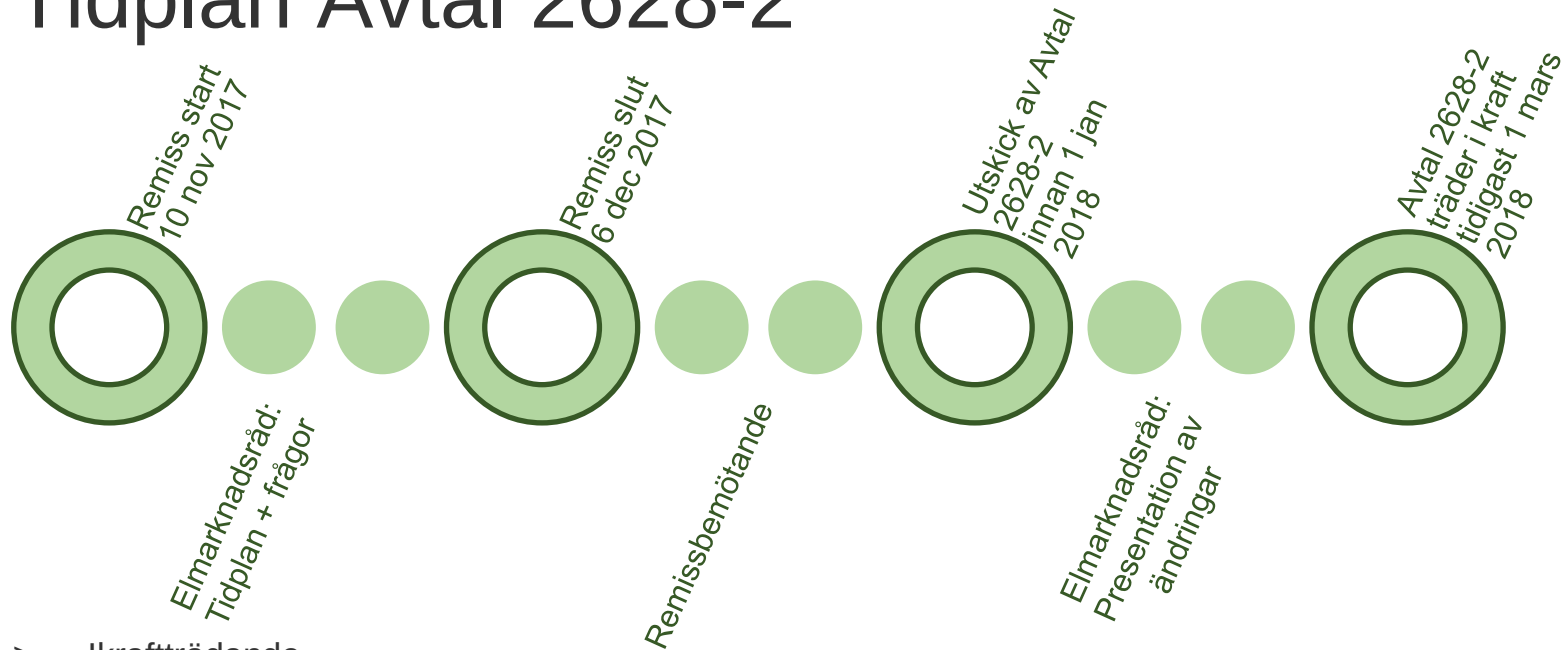
Bakgrund

- > Identifierat behov av ändringar i Balansansvarsavtalet med anledning av:
 - > Ändringar i IT-system
 - > Förbättringsförslag
- > Balansansvarsavtalet kommer därför uppdateras till version 2628-2.
 - > Inga ändringar i huvuddelen → inga nya underskrifter krävs.

Ändringsområden Avtal 2628-2

- > Ändringarna för Avtal version 2628-2 rör:
 - > Förändringar rörande FCR
 - > Förändrade villkor för fakturering av systemtjänster
- > Detta innebär ändringar i Avtalets bilagor samt regeldokument rörande FCR.

Tidplan Avtal 2628-2



> Ikraftträdande

- > I samband med IT-systemets Fifty go live av version 13.
 - > Beror av XBID-projektets go live.
- > Ändringarna träder i kraft tidigast 1 mars 2017.
 - > Om ikraftträdande sker senare än den 1 mars kommer Svenska kraftnät att meddela ett nytt datum med två veckors varsel.
- > Samma problematik + lösning som vid NBS-projektets go live då eSett tog över hanteringen av balansavräkningen.

Dokumentation till Balansansvariga

> Remissutskick:

- > Förklaringsdokument om ändringarna
- > Avtal, bilagor samt regeldokument - spåra ändringar-version
- > Avtal, bilagor samt regeldokument – ändringar inkluderade

> Avtalsutskick:

- > Remissbemötande, bemöter inkomna remissvar.
- > Ändringsdokument, listar alla ändringar.
- > Avtal, bilagor samt regeldokument - spåra ändringar-version
- > Avtal, bilagor samt regeldokument – ändringar inkluderade

FCR-leverans från förbrukning

- > Svenska kraftnät vill möjliggöra för balansansvariga att leverera FCR från förbrukning
- > Avtalsmässiga förutsättningar är ett första steg – arbete pågår
- > Prognos: Q4 2018
- > Förslag kommer att skickas till referensgrupp för pilotprojektet inom förbrukningsflexibilitet - möjlighet att lämna synpunkter
- > Ansök om deltagande i referensgruppen: linda.thell@svk.se
 - > Sista ansökningsdag 30 november
- > Kraven för FCR-leverans är under utveckling och kommer att uppdateras

Tack.

Vid frågor, kontakta: jenny.lagerquist@svk.se



SVENSKA
KRAFTNÄT