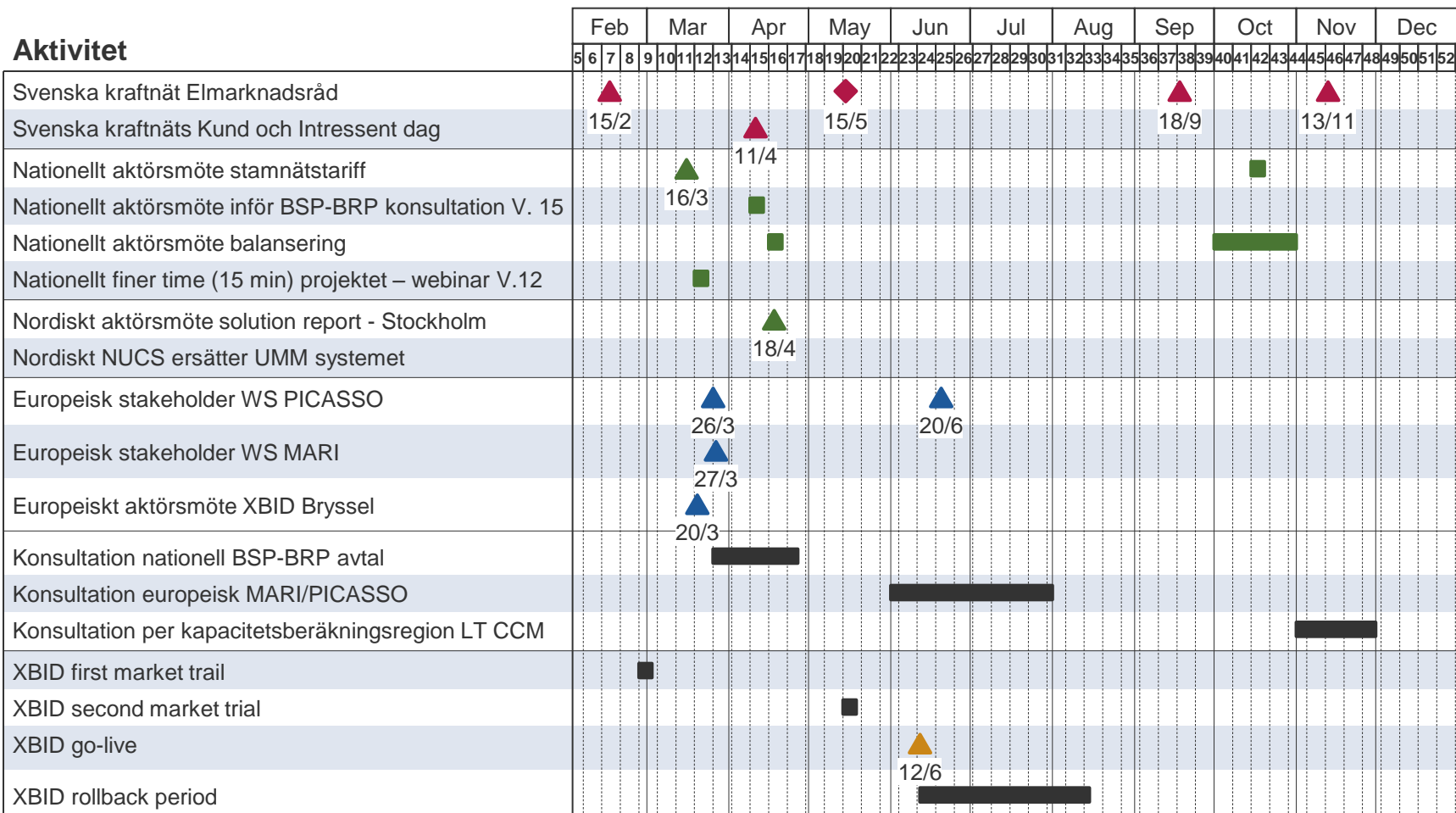

Årsplan Marknadsutveckling



SVENSKA
KRAFTNÄT

Årsplanering



Den svenska Elmarknadshubben

Robert Thelander

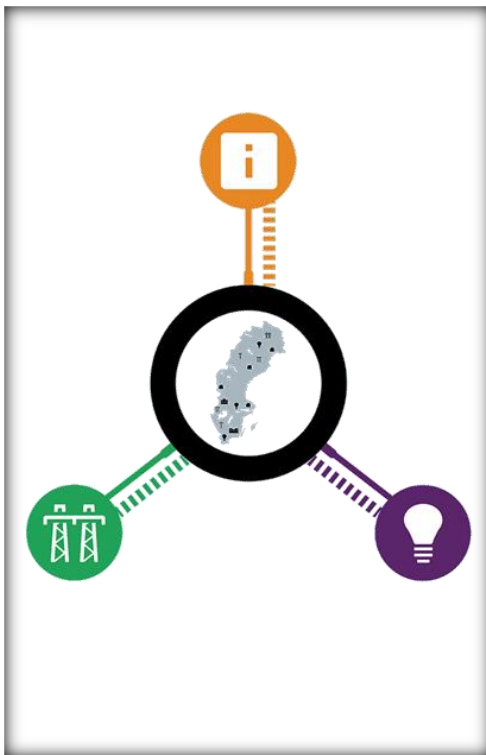
Elmarknadsrådet, 2018-02-15



SVENSKA
KRAFTNÄT

När det centrala IT-systemet, Elmarknadshubben, införs övergår även marknadsmodellen till att bli elhandlarcentrisk

Elmarknadshubben



Förändringens 2 delar

- Elmarknadshubb – Ett centralt IT-system
- Elhandlarcentrisk marknadsmodell

Elmarknadshubben förenklar och förbättrar

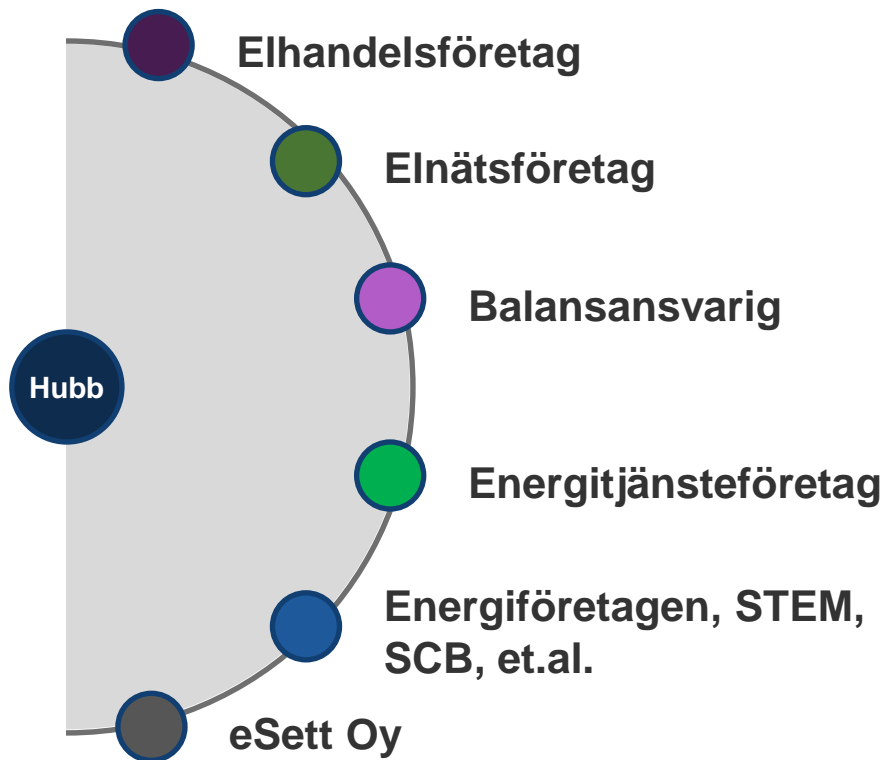
- En enhetlig källa för giltig information
- All kommunikation sker via Elmarknadshubben
- Centralisering av viktiga processer
- Centralisering av nätavräkning
- Möjliggör innovation och nya typer av energitjänster
- Skapar lika villkor för konkurrens

Projektet befinner sig i en intensiv fas där fokus ligger på informationsspridning och att genomföra upphandling av leverans 1

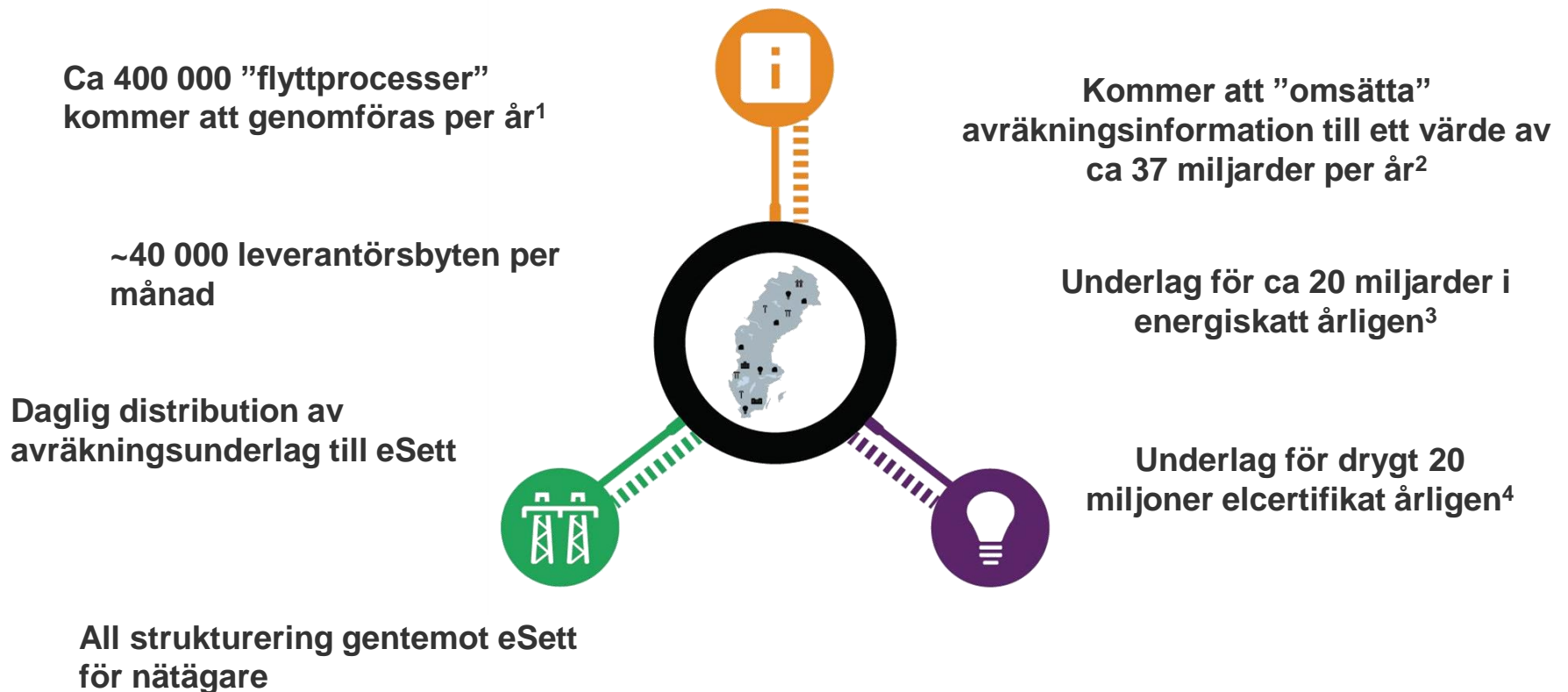
Statusuppdatering

- Upphandling
 - Request For Information avslutad (2017-05-02)
 - Påbörjat upphandling via kvalificeringsverktyg i november 2017
 - Upphandling (leverans 1) sista dag för inlämnande av anbud (2018-02-09)
- Initierat pilotgrupp för kommande arbete med migrering av strukturdata
- Löpande arbete och avstämningar med referens, expert och pilotgrupper
- Publicering av nya samt uppdaterade versioner av processdokument (2017-12-18)
- Genomförande av lokala informationsseminarier
 - Luleå
 - Stockholm
 - Göteborg
 - Malmö

... de flesta centrala processer på elmarknaden kommer att genomföras i Elmarknadshubben...



... och hubben kommer att hantera ett stort antal aktörer och underliggande data



1. Estimerat värde

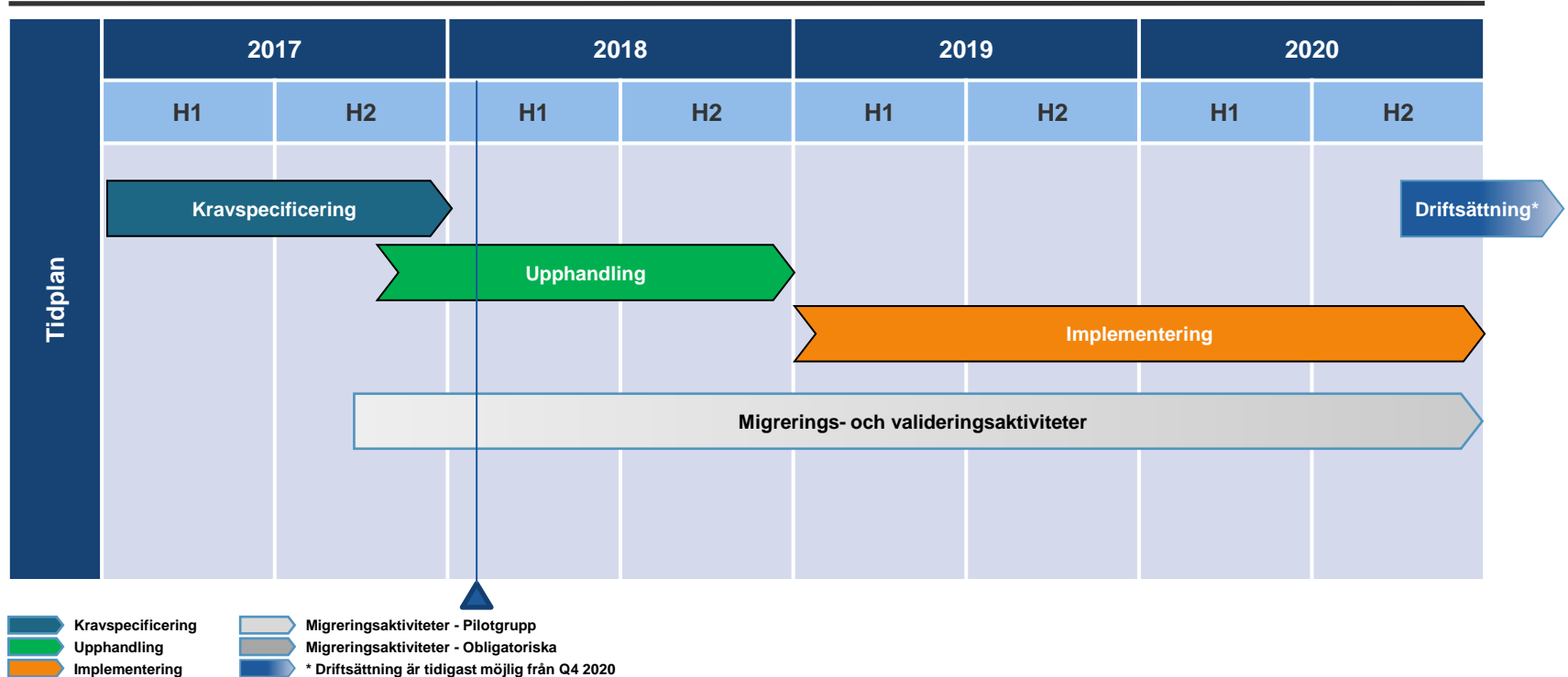
2. Baserat på 135 TWH i årlig förbrukning i Sverige, årsmedelkursen på Euro för 2016 samt medelspotpris på NordPool

3. <http://www.ekonomifakta.se/Fakta/Skatter/Skattetryck/Skatteintakter-per-skatt/>

4. En svensk-norsk elcertifikatsmarknad, årsrapport 2016

Den svenska Elmarknadshubben beräknas kunna vara på plats tidigast Q4 2020

Tidplan för införandet av Elmarknadshubben (indikativ)



Svenska kraftnät genomför utvärdering av potentiella leverantörer till delleverans #1 för den svenska Elmarknadshubben

Upphandling

Delleverans #1 inkluderar:

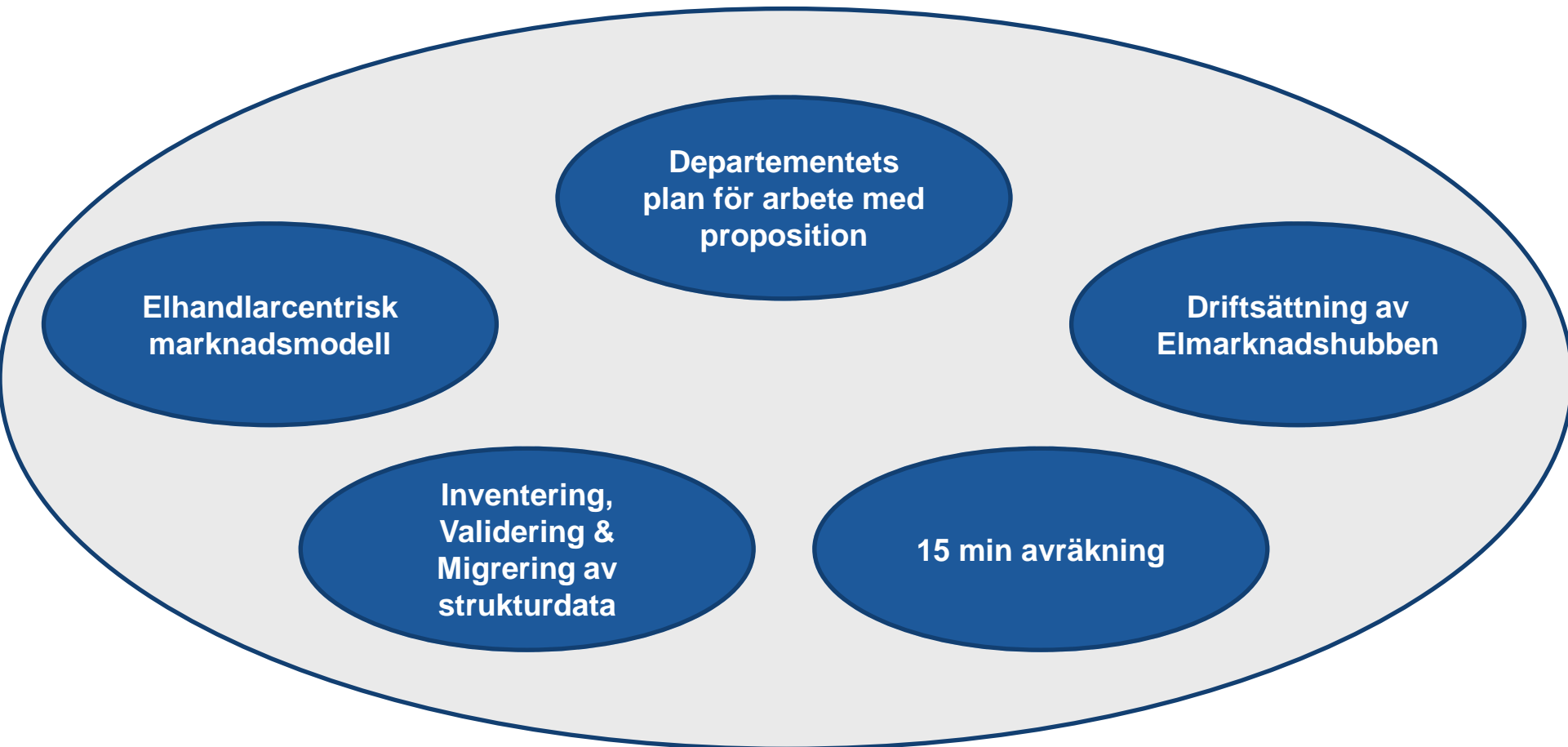
- **Arkitektur** – ”Software Architecture Description (SAD)” som ska inkludera den totala funktionella omfattningen av Elmarknadshubben
- **Prototyp** - utveckling, testning och implementering av en prototyp som ska innehålla de mest arkitektoniskt signifikanta funktionerna i Elmarknadshubben, dock ej all slutgiltig funktionalitet
- **Arbetsbeskrivning** – ”Statement of Work (SOW)”. Baserat på arkitektur och prototyp leveranserna, ska leverantören ta fram en SOW som beskriver slutgiltig utveckling och implementation av Elmarknadshubben

Elmarknadshubbar är i drift eller under utveckling i hela Norden

Elmarknadshubbar i våra nordiska grannländer



Det kan vara värt att nämna ett par ord om...



Tack!

hubb@svk.se

www.svk.se/hubb



SVENSKA
KRAFTNÄT



Cross Border Intraday (XBID) Trading

Overview of XBID Project

Background, history and challenges

What is XBID?

XBID Project objective:

“Establish a common cross border implicit continuous Intraday trading solution across Europe, where all the cross border capacities are allocated...” *Quote from Request for Offer (RFO) Issued 2012*

“The system will accommodate the continuous matching of bids and orders from market participants in one bidding zone with bids and orders coming from its own bidding zone and from any other bidding zone where cross-zonal capacity is available.”

Shared
Order Book
(SOB)

Capacity
Management
Module
(CMM)

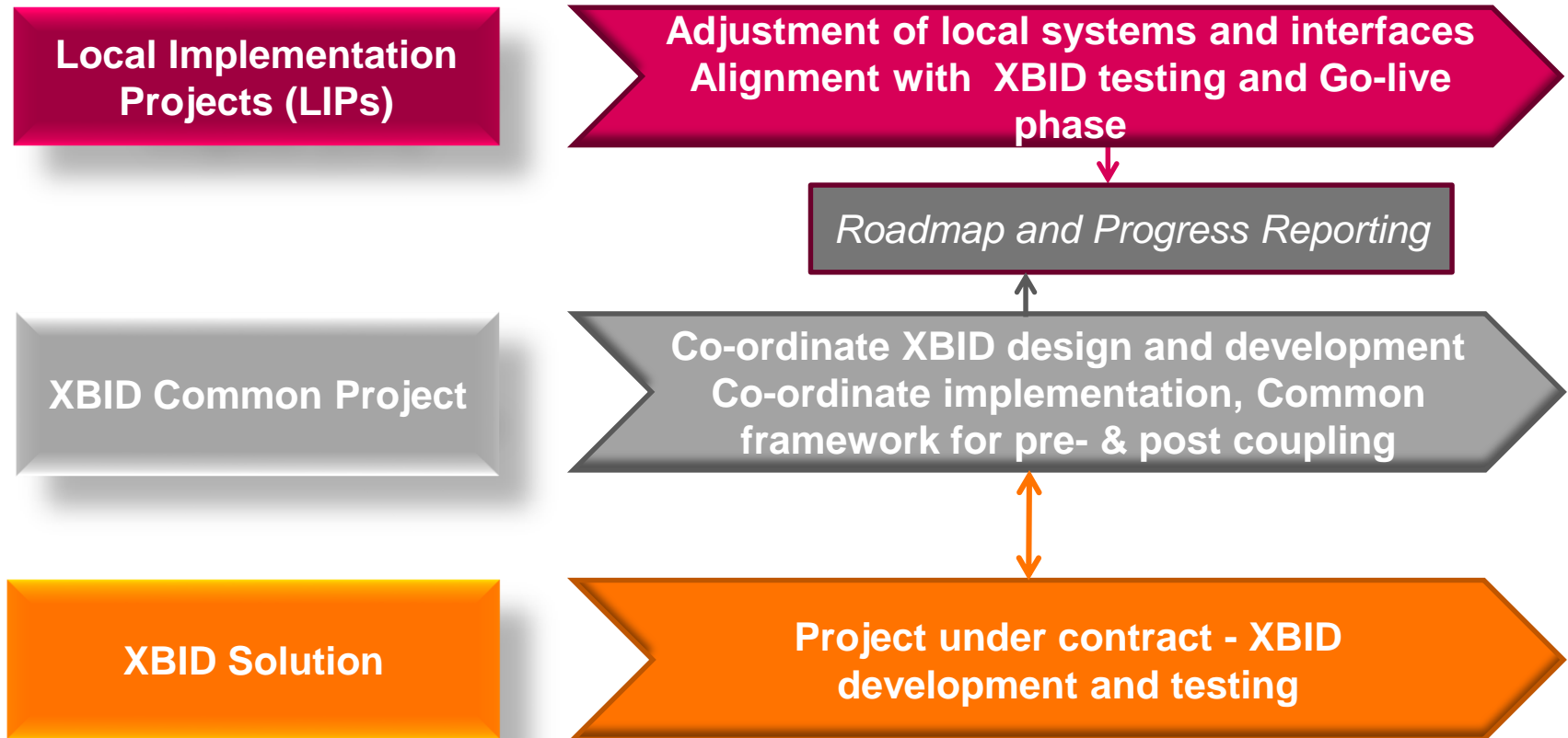
Shipping
Module
(SM)

XBID System – 3 main modules

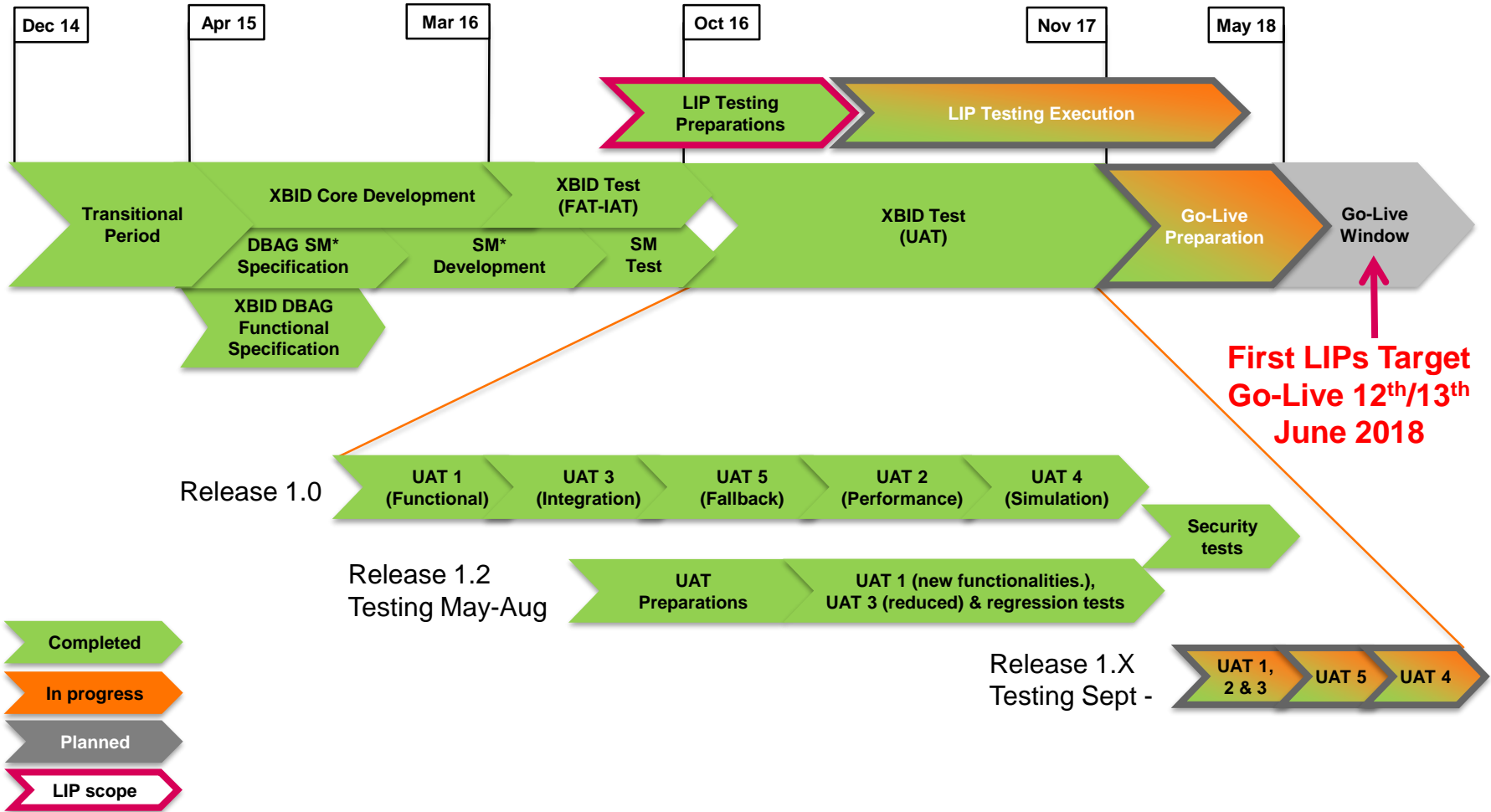
The Single Intraday Coupling Mechanism defined in CACM

Project Approach

Delivery of XBID involves 3 areas of distinct focus:



And the Delivery Plan until Go-Live ...



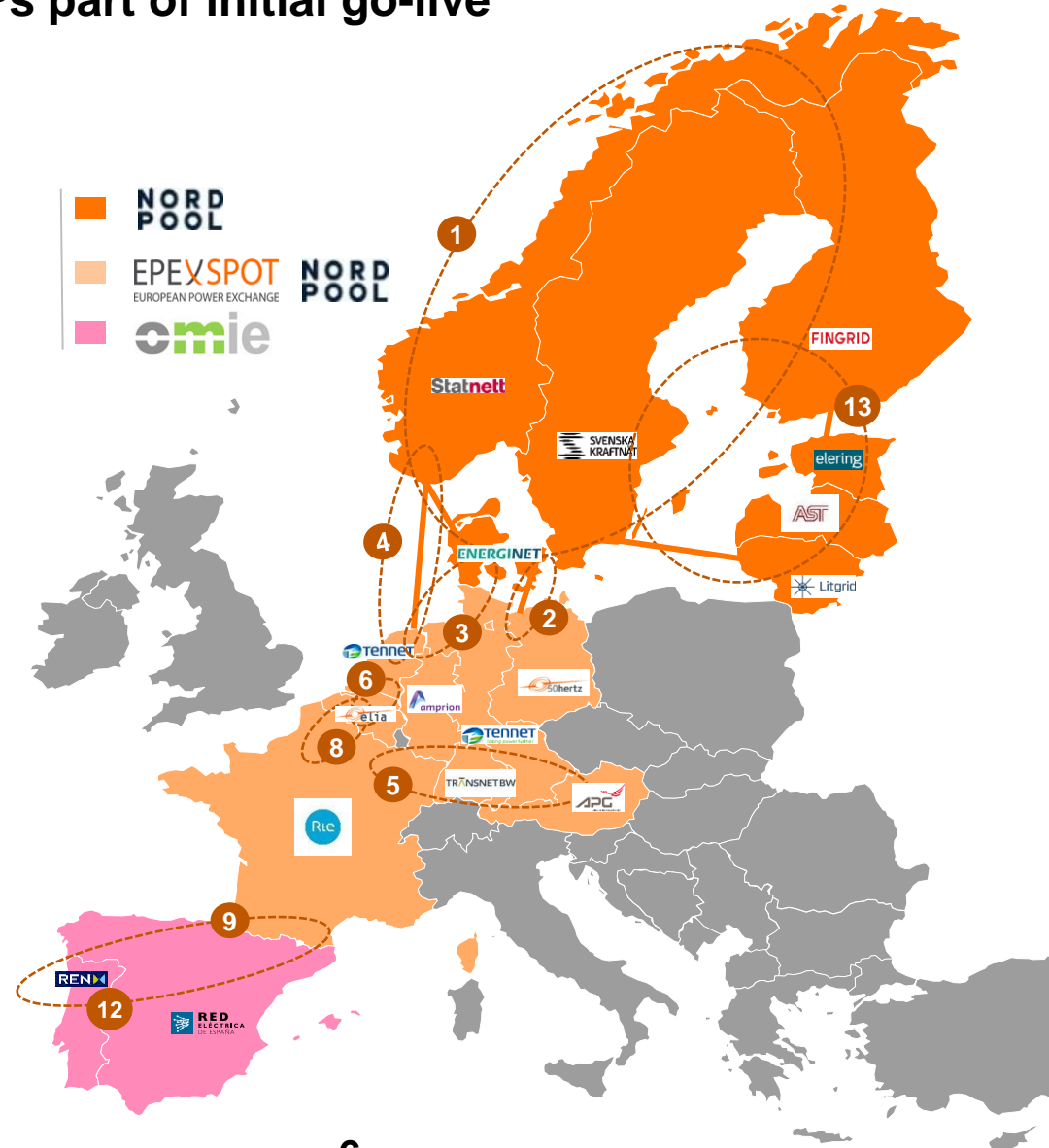
First LIPs Target Go-Live 12th/13th June 2018

*SM – Shipping Module

Overview TSOs, NEMOs and LIPs part of initial go-live

LIPs part of initial go-live:

LIP		Participants
1	Nordic	Fingrid, Energinet, SvK, Statnett, Nord Pool, EPEX
2	Kontek	Energinet, 50Hz, Nord Pool, EPEX
3	DK1/DE, DE/NL	Energinet, 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



XBID - Trading Solution

The XBID system is a trading solution designed to enable power exchanges to trade energy contracts seamlessly across different geographies in a transparent, efficient. It aims at creating an integrated matching platform based on the shared order book concept of trading module (SOB), the Capacity Management Module (CMM) and the Shipping Module (SM). The combined entity allows multiple exchanges in different geographies to trade cross border energy contracts continuously on a 24 by 7 basis on a centralised platform.

The trading Module (SOB) is a commodity trading system catering to the requirements of the energy markets. The trading system is designed to offer trading services to the members continuously. It supports a wide range of energy products and contract types.

The Capacity Management Module (CMM) refers to a capacity allocation module which offers the ability to allocate cross border capacity to users continuously. CMM offers both explicit (standalone capacity requests by user entities) as well as implicit (triggered by trades generated in SOB) allocation.

The Shipping Module (SM) of the XBID Solution provides information from trades concluded within XBID to all relevant parties of the post-coupling process. The SM receives data from the SOB about all trades concluded:

- Between two different Delivery Areas (DA)
- In the same DA between two different Exchange Members

The data from the SOB and the CMM are enhanced with relevant TSO, CCP and Shipping Agent data from the SM and transferred to the parties at the configured moments.

Overview of borders, market areas & products



2. Products offered in the XBID solution

A. Overview

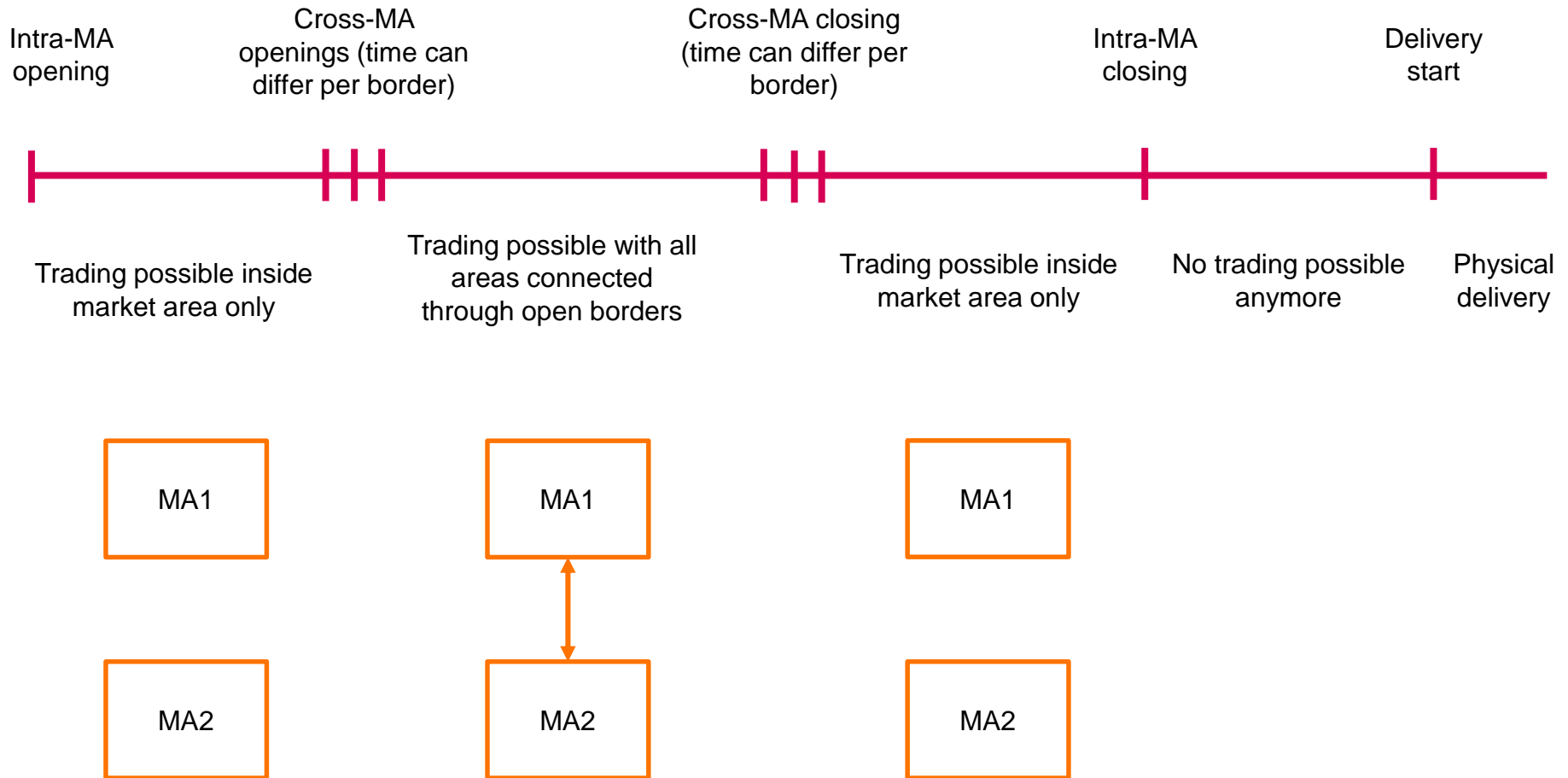
- XBID system supports the following products:
 - 15-minutes
 - 30-minutes
 - 60-minutes
 - Hourly User Defined Blocks
- Products are configured to the XBID solution per market area
- For specific product availability in different market areas see next slide

2. Products offered in the XBID solution

B. Details

		German TSO areas	Austria	France	NL & Belgium	Nordics & Baltics	Iberia
Size		Min vol. Increment 0.1 MW					
Price Tick		EUR 0.1 / 0.01** per MWh					
Price Range		-9 999 €/MWh to 9 999 €/MWh					
Products	15-min	X	X				
	30-min	X		X			
	Hourly	X	X	X	X	X	X
	User Defined Blocks*	X	X	X	X	X	
Notes		* Hourly blocks (not 15 or 30 min blocks) ** To be confirmed					

3. Contract life cycle for a Market Area (MA)



4. Opening and closing times

A. Intra-MA

		German TSO areas	Austria	France	NL & Belgium	Nordics & Baltics	Iberia
Opening times	All products	18:00	15:00	15:00	14:00	14:00	14:00
Closing times	15-min	Delivery (D)-30 min	D-30 min				
	30-min	D-30 min		D-30 min			
	Hourly	D-30 min	D-30 min	D-30 min	D-5 min	D-60min*	D-60 min
	User Defined Blocks	D-30 min	D-30 min	D-30 min	D-5 min	D-60 min*	
Notes	* Finland and Estonia at D-30 min						

4. Opening and closing times

B. Cross-MA

	German TSO areas	Austria	France	NL & Belgium	Nordics	Baltics	Iberia ^{^^}
Opening times [^]	22:00**	18:00	22:00	22:00	14:00**	18:00***	22:00
Closing times	D-60 min*						
Notes	<p>*Estlink Closing time D-30 min; for FR-DE, same GCT applies to both half hours of a given hour</p> <p>**DE-AT, DE-DK2 (Kontek) and DE-DK1 opening at 18:00</p> <p>***Pending decision by ACER to move it to 14:00 as is today</p> <p>[^]Pending regulatory approval at ENTSO-E / NRA level</p> <p>^{^^}The capacity will be released in several batches during the day</p> <p>Ramping constraint on (DK1-NO2, DK1-SE3, DK1-DK2)</p> <p>Cross-border contract resolutions:</p> <ul style="list-style-type: none"> - DE-AT border: 15 min - FR-DE border: 30 min - All other borders: 60 min 						

XBID – CMM. Topology Example

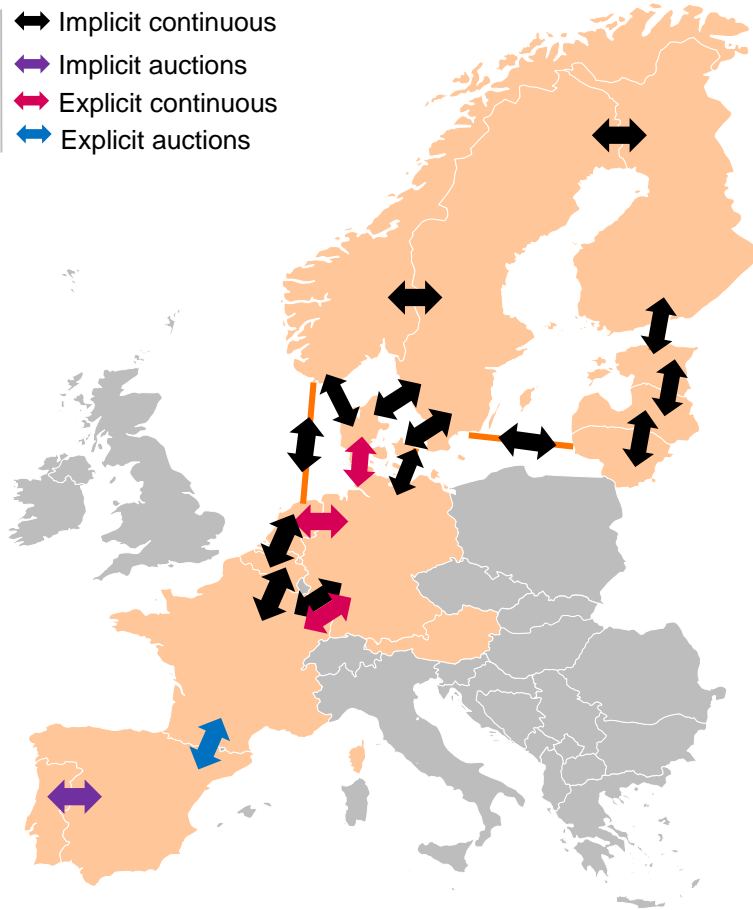
Legend	
	Delivery Area
	IC
	IC ramp limit



Means of cross-zonal capacity allocation

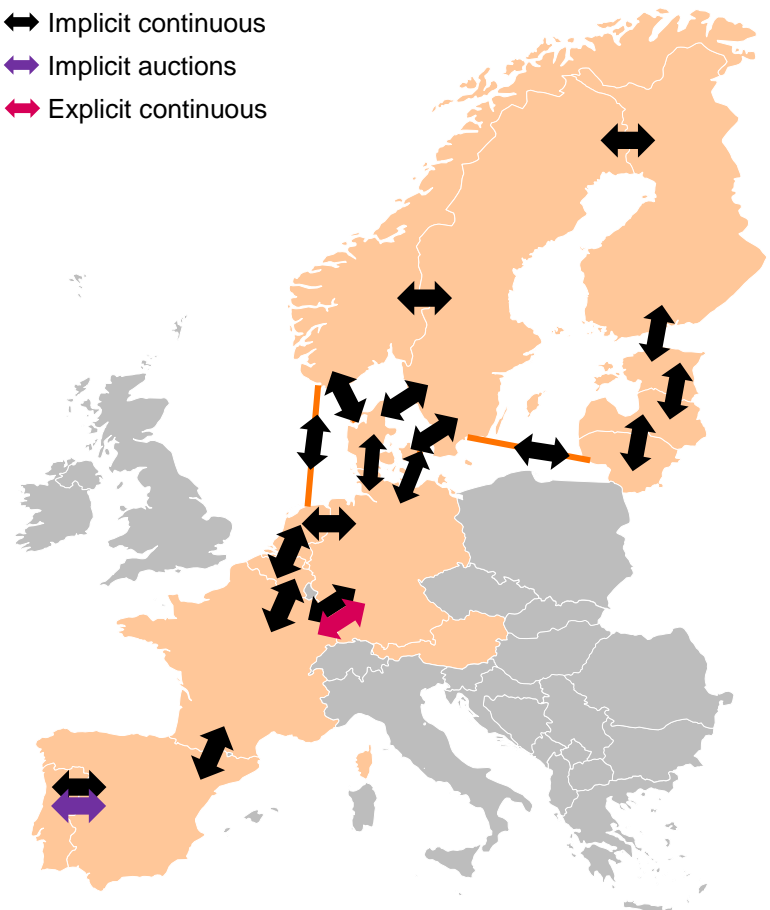
Today

- ↔ Implicit continuous
- ↔ Implicit auctions
- ↔ Explicit continuous
- ↔ Explicit auctions



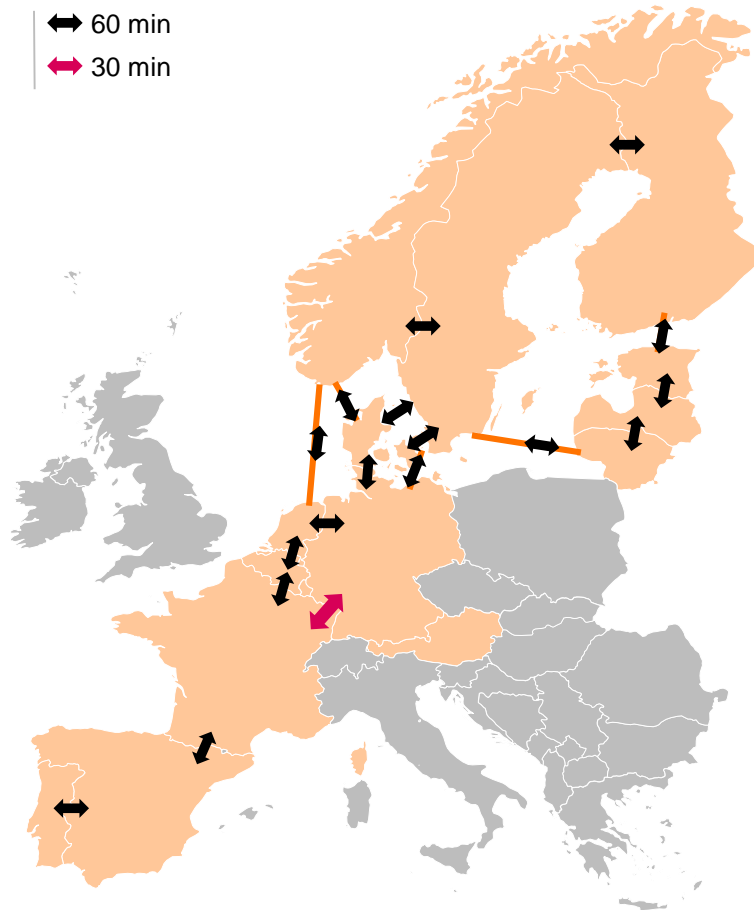
As of 13.06.2018

- ↔ Implicit continuous
- ↔ Implicit auctions
- ↔ Explicit continuous



Granularity offered cross-zonal capacity and imbalance settlement periods

**Cross-zonal capacity:
No changes to today**



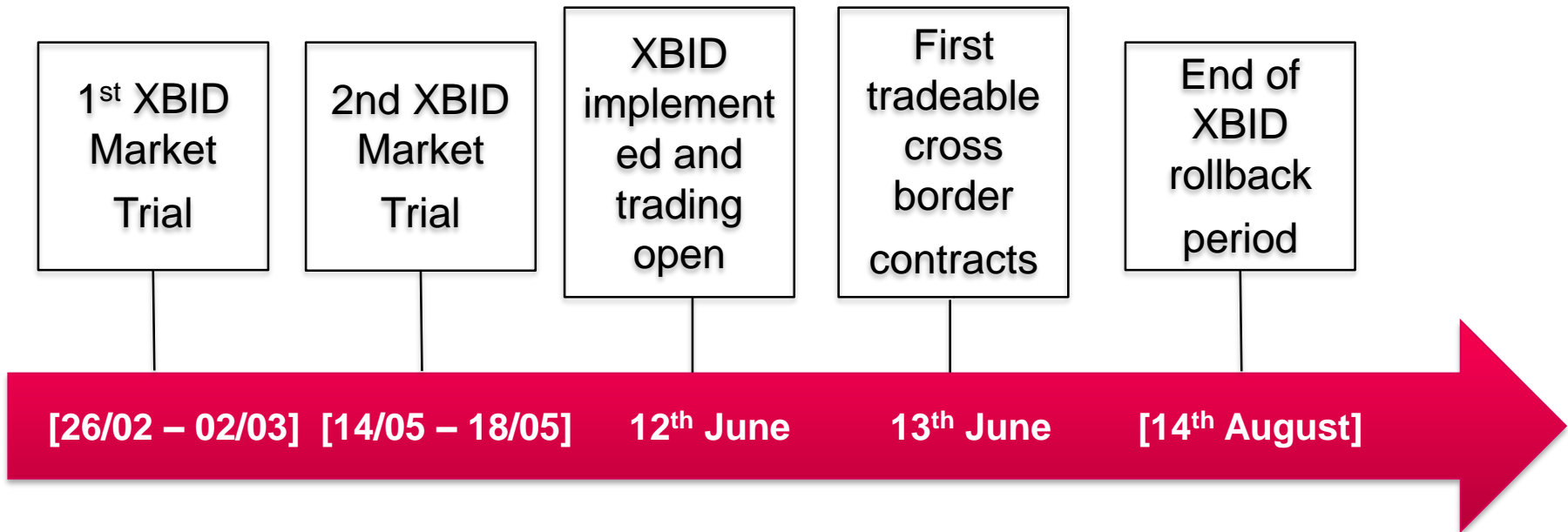
**Imbalance settlement periods:
No changes to today**



Market Trial

3. Summary

- **Timeline**



Market Trial

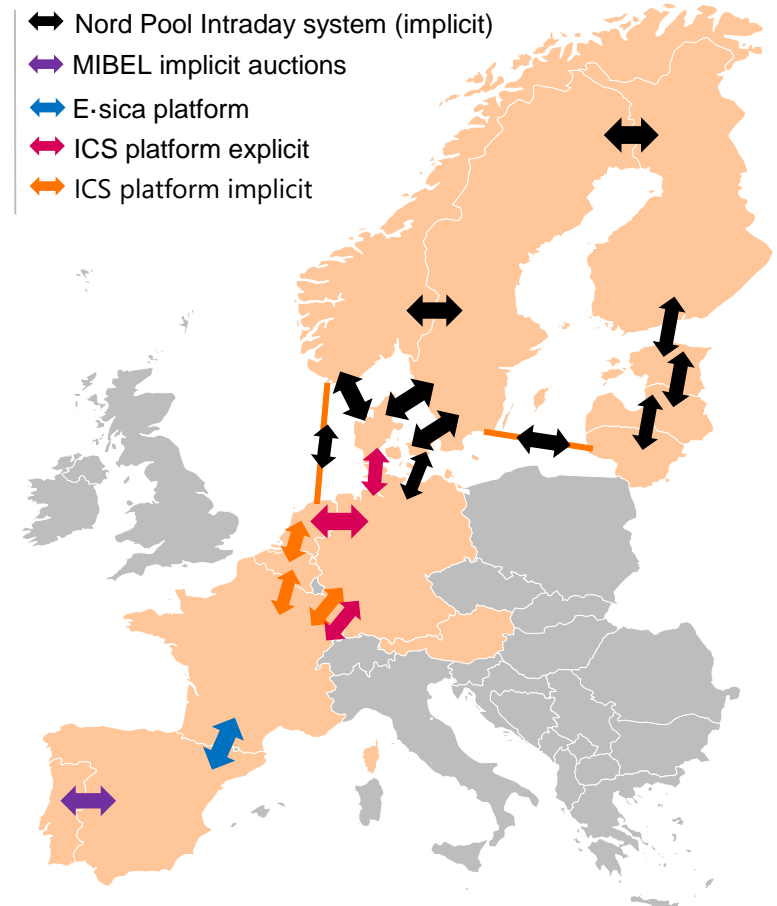
What is the purpose of the Market Trial ?

- The Market Trial gives the Market participants the opportunity to connect via the Local Trading Systems of the NEMO's to the new XBID System in order to familiarize with some changes that are introduced with the implementation of this new XBID system. This is also an opportunity for Market participants to test their interface to the LTS in combination with the XBID System.
- Market Trial will also include explicit allocation on FR-DE border
- The Market Trial will be conducted in production-like conditions, meaning that following items are configured in accordance with the foreseen go-live configuration:
 - product range
 - product naming and product scheduling
 - cross-border capacities publication times,
 - coupling perimeter.
- Post-coupling activities like nominations are out of scope of the Market Trial.

Rollback

- Rollback is defined as situation where the XBID Steering Committee is forced to decide to stop operations of the SIDC and to return to the situation before Initial Go-Live.
- Each Operational Party shall for its own decide how to organise at the local level, the consequences of such Rollback.
- Rollback option is available up to 2 months after go-live.
- Decision and initiation of rollback need to be done within 2 months after go-live.
- Rollback solutions are equal to the current intraday solutions implemented at the various borders.

Rollback situation is equal to current solutions





Future plan for XBID



XBID Go-live..... is just the beginning!

- The 1st XBID go-live marks a significant milestone



- But it is only the beginning and now we need to:
 - 1. Further enhance and improve XBID usability
 - 2. Deliver the 2nd Wave LIPs
 - 3. Develop and deploy changes foreseen for the short term or which are already ‘in progress’ such as Losses on DC cables and further development of the Shipping Module
 - 4. Develop and deliver a strategic roadmap to deliver remaining CACM requirements
- We also need to ensure that the project governance after go-live oversees both the day to day operations of XBID as well as the future development of the system

2. 2nd Wave of LIPs

- This is planned for Spring/early Summer 2019. A delivery plan is in place and tracked
- There will be Pre-launch communications






LIP 14

Part of the 2nd Go-live wave

	Slovenia – Italy		
	Austria – Italy		?
	France – Italy		?
	Slovenia - Austria		?





LIP 15

Part of the 2nd Go-live wave

	Germany-Czech Republic		
	Austria - Czech Republic		
	Austria – Hungary		
	Croatia-Hungary		
	Hungary – Romania		
	Slovenia – Croatia		
	Slovenia - Hungary		

LIP 16

Part of the 2nd Go-live wave

	Poland-Lithuania		
	Poland-Sweden		

Q&A





Nord Pool

Intraday 2.0

What's changing?



Intraday Web



Intraday API 2.0

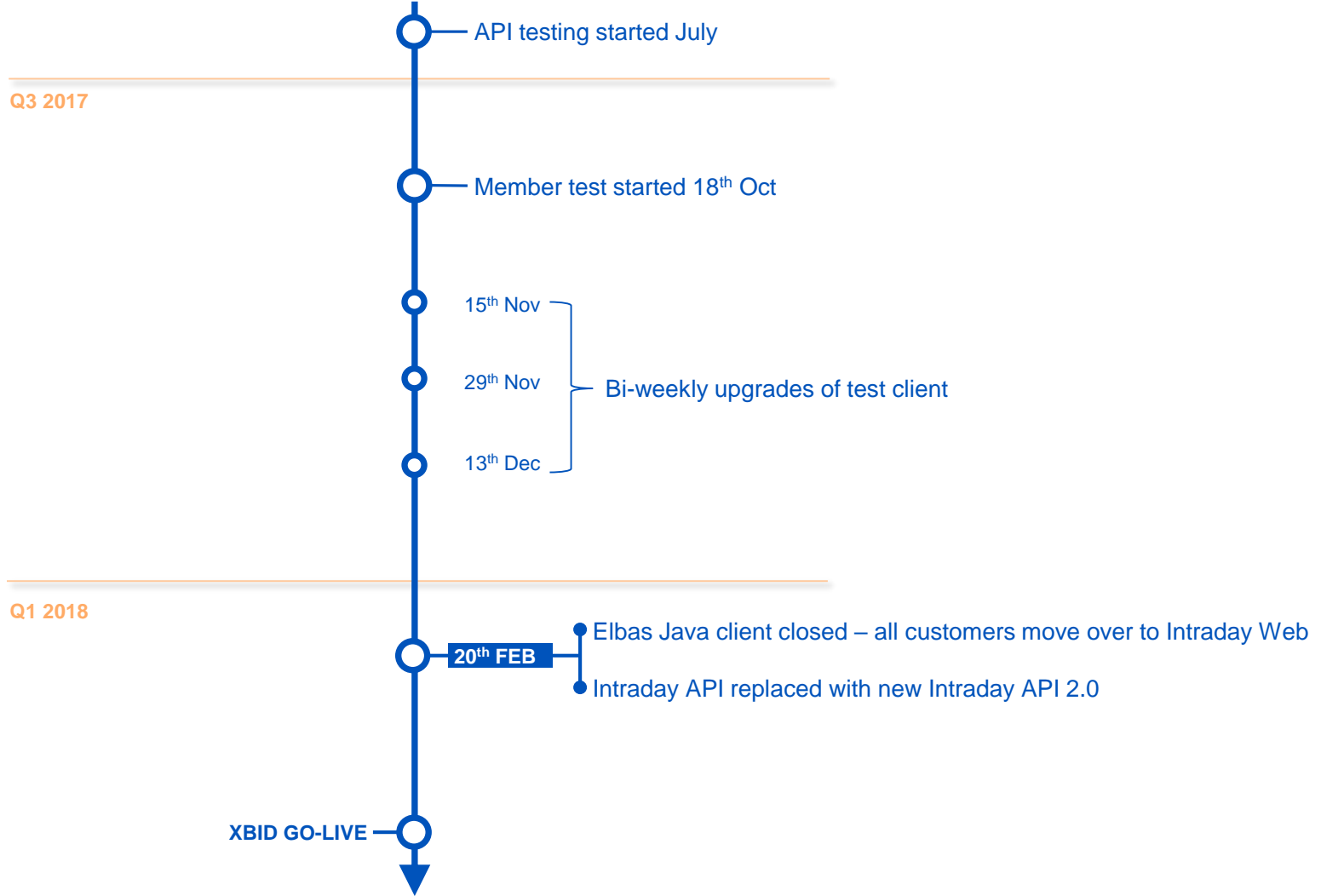


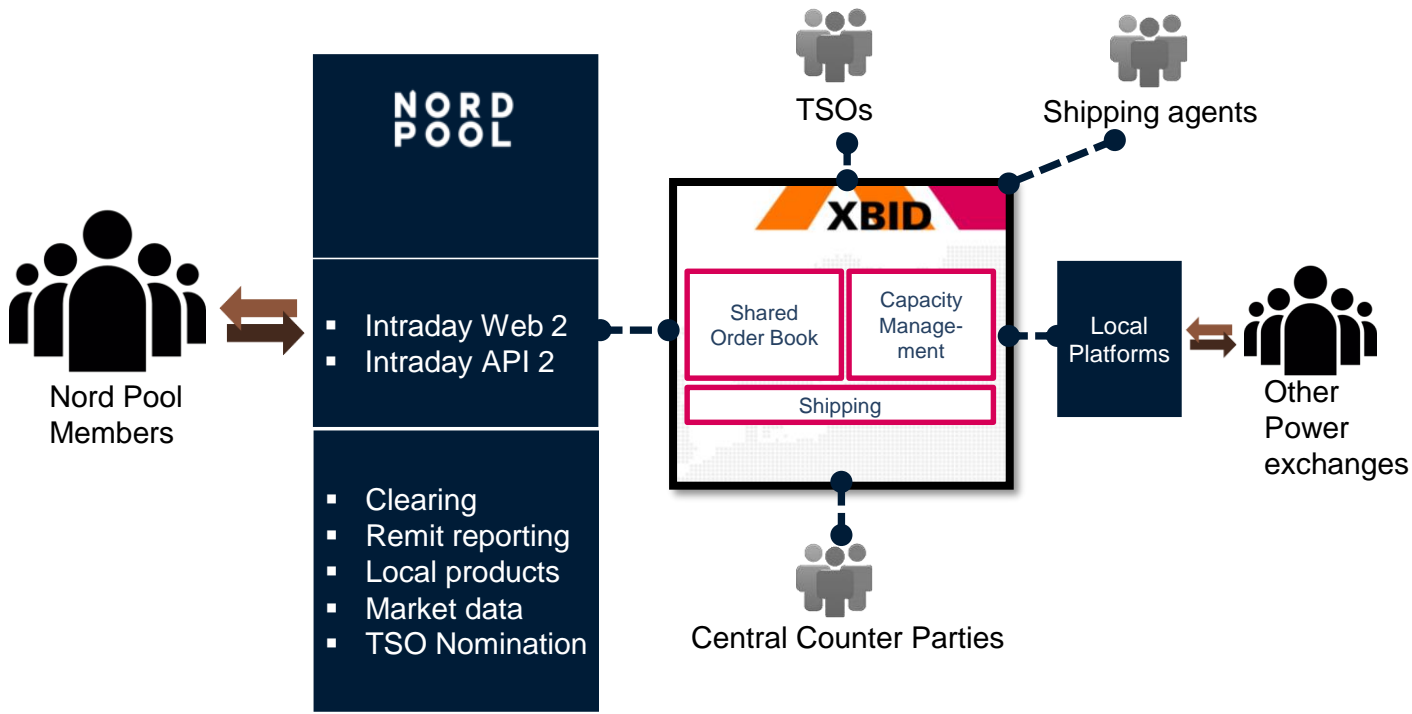
New authentication technology



XBID

When?





Statusuppdatering nätkoder

Elmarknadsrådet 2018-02-15



Innehåll

- > Översikt och generell processbeskrivning
- > Statusuppdatering marknadskoderna
 - > FCA
 - > CACM
 - > GL EB

Generell process metodframtagande



Översikt ”nätkoder”

	ENTSO Drafting phase	ACER Recommendation	EC Adoption phase	Comitology approved	Estimated entry into force
Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)					15 aug 2015
Requirements for Generators (RfG)					17 maj 2016
Demand Connection (DCC)					7 sep 2016
HVDC Connection (HVDC)				Godkänd av Medlemsländerna sep 2015	28 sept 2016
Forward Capacity Allocation (FCA)				Godkänd av Medlemsländerna okt 2015	17 oktober 2016
System Operation (SO) innehåller = Operational Security (OS), Operational Planning and Scheduling (OPS), Load Frequency control and Reserves (LFC&R)				Godkänd av Medlemsländerna maj 2016	14 september 2017
Emergency and Restoration (ER)				Godkänd av Medlemsländerna okt 2016	18 december 2017
Electricity Balancing (EB)				Godkänd av Medlemsländerna mars 2017	18 december 2017

→ Samtliga nätkoder har nu trätt i kraft!

Statusuppdatering FCA

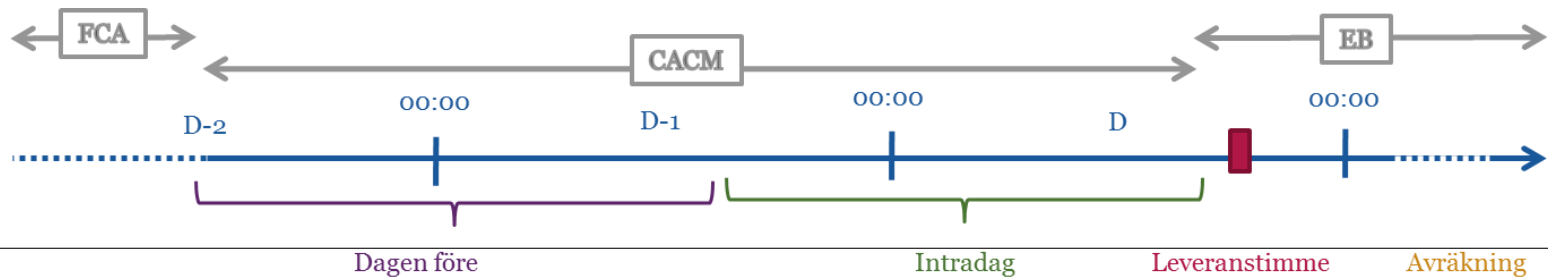


SVENSKA
KRAFTNÄT

FCA-förordningen (Forward Capacity Allocation, FCA)

Fastställer regler om:

- > Kapacitetstilldelning mellan elområden på förhandsmarknaderna
- > En gemensam metod för att bestämma långsiktig kapacitet mellan elområden
- > Villkor för hantering av långsiktiga överföringsrättigheter (eng. long-term transmission rights), innebär explicit tilldelning av rättigheter till kapacitet i förväg, fysiskt eller finansiellt.
- > Omfattar den långsiktiga marknadstidsramen (innan dagenföre)



Leverabler enligt FCA- förordningen

- > Bestämmelser på tre nivåer:
 - > Europeisk (All TSO)
 - > Regionalt (per Capacity Calculation Region, CCR)
 - > Bilateralt (mellan två medlemsländer)
- > Svenska kraftnät har undantag från flera av kraven eftersom Sverige efter Ei:s beslut inte ställer ut 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	Arbete TSO			Godkännande NRA																	
Metod för gemensam nätmodell	All TSO	x	Arbete TSO			Godkännande NRA																	
Överföringsrättigheter																							
Införande av harmoniserade tilldelningsregler (HAR)	All TSO		Arbete TSO																				
Förslag om den gemensamma tilldelningsplattformen (SAP)	All TSO		Arbete TSO																				
Allmänna bestämmelser om nominering av PTR:er	All TSO		Godkännande ACER	Arbete TSO																			
Regional utformning av långsiktiga överföringsrättigheter	CCR		Godkännande ACER		Arbete TSO																		
Metoder för finansiella flöden																							
Metod att fördela kapacitetsintäkter för long term	All TSO		Arbete TSO												Godkännande NRA								
Metod för kostnadstäckning av firmness	All TSO		Arbete TSO															Godkännande NRA					
Kapacitetsberäkning																							
Metod för kapacitetsberäkning	CCR	x	Arbete TSO												Godkännande NRA		Godkännande ACER						
Metod för uppdelning av långsiktig kapacitet	CCR		Arbete TSO												Godkännande NRA		Godkännande ACER						
Andra risksäkringsmöjligheter																							
Förslag om nödvändiga arrangemang	Bilateral	x	Godkännande ACER		Arbete TSO																		
Övrigt																							
Tvåårsrapport om beräkning och tilldelning av kapacitet	All TSO	x	Arbete TSO																				

Arbete TSO
Godkännande NRA
Godkännande ACER

Förslag om säkerställande av risksäkringsprodukter enligt FCA

- > Svenska kraftnät ålades av NRA:erna i Sverige, Danmark och Litauen att tillsammans med sina motsvarigheter i Danmark och Litauen, Energinet respektive Litgrid, ta fram förslag på hur man kan säkerställa att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena DK1-SE3, DK2-SE4 och LT-SE4, görs tillgängliga.
- > Förslagen överlämnades till respektive tillsynsmyndighet den 17 november 2017.

DK1-SE3 och DK2-SE4

- > Energinet ska öka volymerna för finansiella transmissionsrättigheter (FTR) på gränsen mellan Tyskland och Danmark samt uppdatera den regionala LTTR-utformningen.

- > Produkter:
 - > Long-term transmission rights; (DK1) – (DE) bidding zone
 - > Long-term transmission rights; (DK2) – (DE) bidding zone
 - > Long-term transmission rights; (DK1) – (DK2) bidding zone

- > Motivering:
 - > Lägst kostnader jämfört med andra alternativ som att TSO:erna ska ställa ut EPAD-produkter direkt eller via ombud
 - > Beprövad ordning och därmed lätt att implementera.
 - > Tyska TSO:erna är villiga att utöka volymerna.
 - > Ytterligare LTTR:er gentemot den europeiska kontinenten kommer att introduceras via den så kallade COBRA- förbindelsen.
 - > Ordningen med LTTR:er flexibel och kan utvecklas stegvis.

LT-SE4

- > Elering och AST ska bygga en förbindelse mellan Estland och Lettland för att minska nätbegränsningarna mellan länderna. Förbindelsen planeras tas i drift år 2020.

Motivering:

- > Den nya förbindelsen möjliggör att prissäkring kan ske i det elområde som har den bästa likviditen. Därmed erhålls ett direkt stöd till elgrossistmarknadens funktion i och med att en bättre priskorrelation mellan de baltiska elområden då kan fås. På så sätt säkerställs också att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena SE4 och LT kan göras tillgängliga.
- > Genom att nyttja redan existerande risksäkringsprodukter säkerställs ett mer effektivt nyttjande av de samlade resurserna jämfört med att introducera ytterligare risksäkringsprodukter i Litauen.

Utgångspunkter i arbetet

- > Svenska kraftnäts utgångspunkter i arbetet har varit att:
- > 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.

Statusuppdatering CACM



SVENSKA
KRAFTNÄT

Förslag under framtagande

- > All TSO nivå
 - > Metod för beräkning av planerade utbyten - lämnas till NRA:er i slutet av februari
- > Kapacitetsberäkningsregionnivå (CCR)
 - > Countertrade & Redispatch metod inkl. kostnadsfördelning – lämnas till NRA:er i 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 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. **Reviderade förslag för CCR Norden och Baltikum skickade till Ei i januari 2018.**

Förslag hos Ei (3/3)

- > NEMO-förslag:
 - > Algoritmметод (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)

Förslag som godkänts av tillsynsmyndigheter sedan sist

- > Godkända metodförslag
 - > Förslag till metod för fördelning intäkter från överbelastning – **ACER beslutade om metod i december 2017.**

Statusuppdatering GL EB



SVENSKA
KRAFTNÄT

GL EB statusuppdatering

- > Trädde ikraft den 18 december 2017

- > Europeiskt arbete
 - > Konsultation på "Implementation Framework for a European platform for the imbalance netting process" pågår. (15 januari till 15 mars)

 - > En första konsultation av MARI och PICASSO är avslutade, utvärdering pågår. Konsultation av plattformarnas Implementation Framework sker i sommar, preliminärt juni/juli.

- > Nationellt/Nordiskt arbete
 - > Initieringsfas i projektet FINER. Kommer att engagera marknadsaktörer ytterligare i nästa fas av projektet.

 - > Initieringsfas i projekt BSP/BRP. Kommer att engagera marknadsaktörer längre fram i projektet.

Pågående konsultationer

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

Tarifföversyn 2018

Rebecca Nilsson

2018-02-15



SVENSKA
KRAFTNÄT

Syfte och mål med tarifföversyn

> Syfte:

- > Se över om nuvarande tariffstruktur uppfyller sitt syfte när det gäller kostnadsriktighet, styrsignaler och om den tar hänsyn till pågående omvärldsförändringar

> Mål:

- > En **kostnadsriktig** stamnätstariff med **korrekta styrsignaler** som tar hänsyn till **omvärldens förändringar** samtidigt som den möjliggör för Svenska kraftnät att leva upp till **verkets avkastningskrav**

Några viktiga delarna som kommer att ingå i översynen

- > Transitering av kraft via underliggande nät (summaabonnemang)
- > Bokning av kapacitet (avgift för skillnad i anslutningsavtal och nyttjandeavtal)
- > Avgifter för överskridande/hantering av överskridanden kopplat till nätkapacitet
- > Flexibilitet - möjlighet till differentiering
- > ...

Ramar att förhålla oss till

- > Ellag - effektivt utnyttjande av elnätet
- > Kostnadsriktig - producenter och förbrukare betalar
- > Geografisk differentiering

Arbetsätt

- > Extern konsultstudie
- > Uppstartsmöte med möjlighet för aktörer att presentera sin syn på tariffen och komma med input till översynen -16 mars
- > Dialogmöten/WS vid behov – to be decided
- > Maillåda för skriftlig input tariffoversyn@svk.se

Avgifter för överskridanden

> Problemställning

- > Kapacitetsutnyttjandet av stamnätet är högt och i vissa delar av nätet är kapacitetstaket redan nått. Överskridandeavgift är idag för låg då aktörer väljer att överskrida istället för se till sitt ansvar som nätägare.

> Åtgärd

- > Svenska kraftnät ser över möjligheterna att höja överskridandeavgiften inför 2019
- > Problemställningen kommer även tas vidare inom tarifföversynen

Räkneexempel överskridanden vs gasturbinskörning

> Överskridanden (97 MW)

- > 1 timme kostar 14 800 kr
- > 10 timmar kostar 1 213 600 kr
- > 100 timmar kostar 14 533 600 kr.

> Körning gasturbin (rörlig kostnad 97MW)

- > 1 timme kostar 160 000 kr
- > 10 timmar kostar 1 600 000 kr
- > 100 timmar kostar 16 000 000 kr.

Kapacitetsutnyttjande stamnät

- > Västerås,
 - > Underskott 200 MW år 2024
- > Stockholm,
 - > Underskott 839 MW år 2023
- > Uppsala,
 - > Underskott 218 MW år 2020
 - > Underskott 145 MW år 2025
- > Malmö,
 - > Underskott 330 MW år 2016

Nätverksamhet, definition

1 kap 4 § Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet. (Ellag 1997:857)

Nätverksamhet, forts

3 kap 1 § Ett företag som bedriver nätverksamhet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Lag (2005:404).

Kontakt vid frågor/inspel

Rebecca Nilsson 010- 475 81 88

Sophie Balint 010 - 475 85 43

tariffoversyn@svk.se

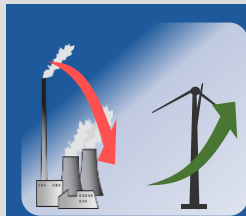
Nordiskt Balanseringssamarbete

Varför gör vi detta och vad är status?



Den nordiska balanseringsmodellen förändras

Drivkrafter



**Omställning
kraftsystemet**



**Europeisk
integration**



**Teknik-
utveckling**

Behov av förändringar

Förändrade systemtjänster

**Gränsöverskridande
marknadslösningar**

Ökat utbyte

Ny prissättning

Nya leverantörer av systemtjänster

**Ökad transparens och
kommunikation**

Utveckling av IT-stöd

Intentionsavtal (MoU) 19/1

- > Överens om att den framtida balanseringen kommer bygga på moderniserad ACE (Area Control Error)
- > Målet är ett gemensamt LFC-block i Norden
- > Överens om att ta fram ett samarbetsavtal där viktiga principer slås fast och ansvar och roller tydliggörs

Samarbetsavtal (mars)

- > Ett samarbetsavtal arbetas för närvarande fram
- > Samarbetsavtalet kommer innehålla viktiga principer
 - > ex. gällande dimensioneringen av reserver (FRR) och en gemensam road map för stegvis implementering av konceptet
- > Ambition om att ingå ett samarbetsavtal i början av mars
- > Samarbetsavtalet ska ligga till grund för gemensamt förslag på nordisk LFC-struktur till de nationella tillsynsmyndigheterna (regulatorerna)

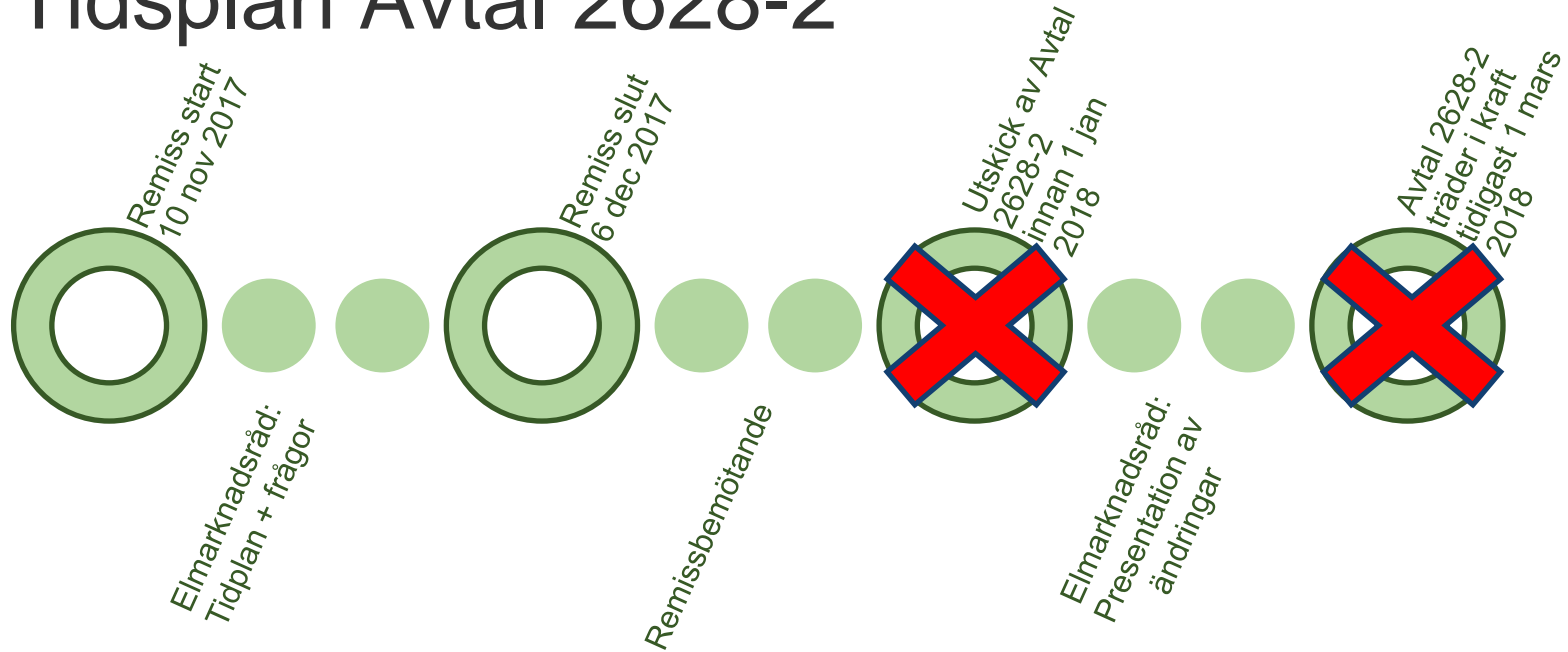
BALANSANSVARSAVTALET AVTAL 2628-2

Elmarknadsråd 2018-02-15



Zarah Andersson

Tidsplan Avtal 2628-2



> Ikraftträdande

- > Senarelagt på grund av IT-systemleverans, som nu är planerad till 17 april 2018
- > Svenska kraftnät kommer att meddela balansansvariga med två veckors varsel

Ändringar i bilagor och regeldokument

Beräkning av energivolymen för FCR

Avtalet- Bilaga 6, 6.4 Prissättning av aktiverad energivolym FCR och Regeldokument ”Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D”

- > Tidigare har energivolymen beräknats baserad på rapporterad FCR-N och tidsavvikelseförändringen under timmen.
- > I och med denna ändring beräknas energivolymen baserat på planer för FCR-N och uppmätt medelfrekvens per kvart.
- > Ändring från energivolym beräknad utifrån medelfrekvens istället för tidsavvikelse innebär en ny formel för beräkning av volymen. Denna nya formel har förts in i regeldokumentet och ersätter den tidigare.

Återrapportering av information

Bilaga 2, 2.4.2 Svenska kraftnäts rapportering till Balansansvarig

- > Tidsavvikelseförändring har tidigare återrapporterats eftersom energivolym FCR har baserats på denna. Då beräkningen inte längre baseras på tidsavvikelseförändringen kommer detta värde inte att återrapporteras.
- > Istället återrapporteras medelfrekvens per kvart.

Återrapportering av information

Bilaga 2, 2.4.2 Svenska kraftnäts rapportering till Balansansvarig

- > Det har förtydligats att aktiverad FCR-N samt aktiverad aFRR återrapporteras till Balansansvariga som deltar i handeln med FCR respektive aFRR.
- > Återrapporteringens består av belopp i EUR samt aktiverad energi för upp- respektive nedreglering per Balansansvarig, timme och Elområde.

Fakturering av systemtjänster

Bilaga 8, 8.5 Fakturering och betalning

- > Texten har uppdaterats för att förtydliga att fakturering av systemtjänster ska ske månadsvis.
- > I och med denna ändring beräknas energivolymen baserat på planer för FCR-N och uppmätt medelfrekvens per kvart.

Fakturering av systemtjänster

Regeldokument "Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D" avsnitt 1 Fakturering av systemtjänster

- > Enligt nuvarande regeldokument ska fakturering ske veckovis och avse en Leveransvecka.
- > Detta ändras till månadsvis fakturering och att fakturan istället ska avse en Leveransmånad.
- > Då negativa belopp faktureras görs detta som en utanordning mot Svenska kraftnät. Den remissade texten har ändrats något för att tydliggöra att negativa belopp faktureras.
- > Detta framgår inte i nuvarande regeldokument och skrivs därför in i regeldokumentet.

Fakturering av systemtjänster

Regeldokument "Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D" avsnitt 2 Ytterligare information

- > Kontaktuppgifter till Svenska kraftnät ändras för att minska personberoende.

Förtydligande kring prekvalificering

Bilaga 3, 3.1 Allmänt

Godkänd prekvalificering av berörda enheter är liksom tidigare ett krav för att en balansansvarig ska kunna delta i handel med FCR.

Bilaga 4, 4.1 Allmänt

Texten angående prekvalificering av berörda enheter som levererar aFRR har förtydligats. Prekvalificering behöver genomföras med godkänt resultat för att kunna delta i handel med aFRR.

Övriga ändringar

- > FCR: Frekvensvärden anges genomgående med två decimaler.
- > Tekniska kraven delas upp på FCR-N och FCR-D
- > Leveransvecka stryks från definitioner
- > Ny generell skrivning gällande granskning/uppföljning att regeldokumentens följs
- > Diverse förtydliganden av texten

Ändringar som inte remissats

- > Krav på användande av Nord Pool AS Urgent Market Message system tas bort
- > Registreringsnummer för energiskatt (elhandelsföretag)
- > Redaktionella ändringar
- > Transparensförordningen
- > Flyttas till elnätsföretagen from 1 jan 2018

TACK! 😊



PROJEKT BSP/BRP

Elmarknadsråd 2018-02-15

Zarah Andersson



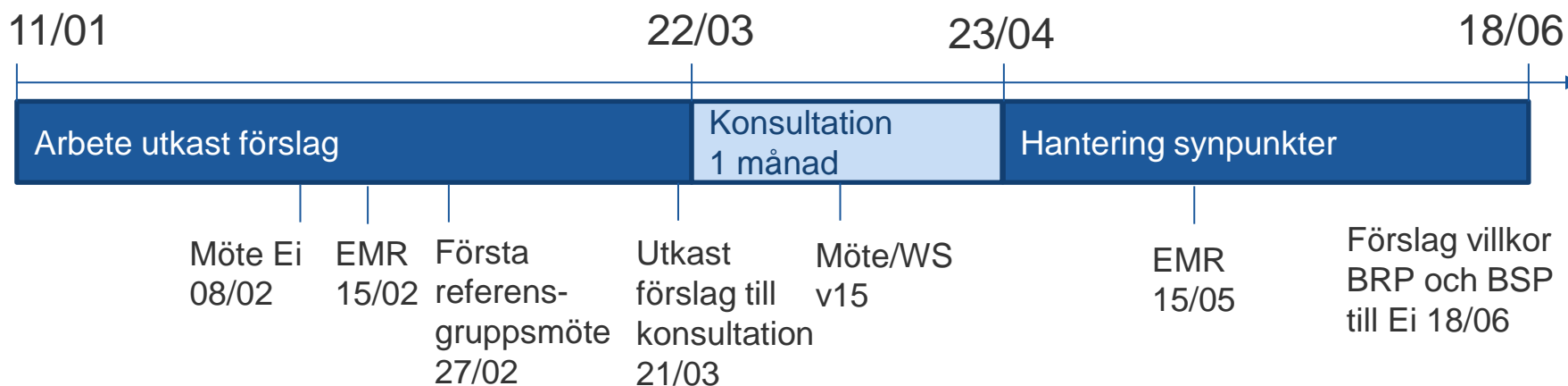
Projekt BSP/BRP

- > GL EB (Balanskoden) definierar två roller Balancing Service Provider (BSP) och Balance Responsible Party (BRP)
- > Svk skall ta fram förslag på villkor för BSP och BRP senast 2018-06-18. Ei ska godkänna villkoren.
- > Godkända villkorsförslag ligger till grund för vidare arbete att bryta upp det befintliga balansansvarsavtalet i två avtal och komplettera dem – ett för BSP och ett för BRP
 - > Villkorsförslaget skall även innehålla planer för hur villkoren ska genomföras
- > När Ei godkänt villkorsförslaget har Svk 12 månader på sig att implementera (avtal, anpassa IT-system etc.)

Referensgrupp

Andersson, Morgan	Bixia AB
Brouer, Thomas	Energi Danmark A/S
Heikkilä, Mikael	Fortum
Holmgren, Jonas	Vattenfall AB
Johansson, Conny	Stora Enso AB
Lindgren, Emma	Vattenfall Eldistribution AB
Mæland, Aslak	Statkraft Energi AS
Nimby, Ulf	E.ON Sverige AB
Odeblad, Ingemar	Umeå Energi AB
Schönström, Johan	BillerudKorsnäs AB
Sällberg, Martin	Motify Energy Trading AB
Thorstensson, Magnus	Energiföretagen Sverige AB

Tidsplan BSP/BRP 2018



Datum att komma ihåg under våren 2018

- > Konsultation/remiss ute 22/3-23/4
- > Konsultationsmöte under vecka 15 (9-13 april)
- > Information på Elmarknadsrådet 15/5
- > Senast inlämningsdag till Energimarknadsinspektionen 18/6

TACK!



Vid frågor kontakta:

zarah.andersson@svk.se eller

Projektledare BSP/BRP: andrea.badano@svk.se

Balansering - utveckling

Anna Jäderström

Enhetschef, Balansering och reserver



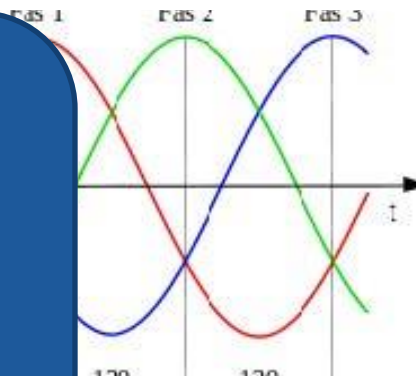
SVENSKA
KRAFTNÄT



Ökad automatisering och modernare IT- stöd, Ex. Elektroniska avrop

Balanseringskoncept

- Balanseringen måste stödja produktion – mer flexibel
- Svenska kraftnät utvecklar nya balanseringskoncept



Utmaningar och utveckling:

- Öka överföringskapacitet för att möjliggöra utbyte av balanseringstjänster
- Öka flexibilitet och möjligheter för energilagring
- Öka flexibilitet och energilagring



Planering och drift:

- Ökad insamling av realtidsmätvärden från nät och produktionsläggningar
- Utveckla IT-stöd för en förbättrad systemöverblick och MACE-kontroll



Avräkning:

- Avräkningsperiodens längd kortas ned till 15 minuter för en effektivare balansering
- Mer korrekta prissignaler genom förändrad marginalprissättning och beräkning av obalanspriset

Elektroniska Avrop

Elmarknadsrådet 15 februari



SVENSKA
KRAFTNÄT

Vad är elektroniska avrop?

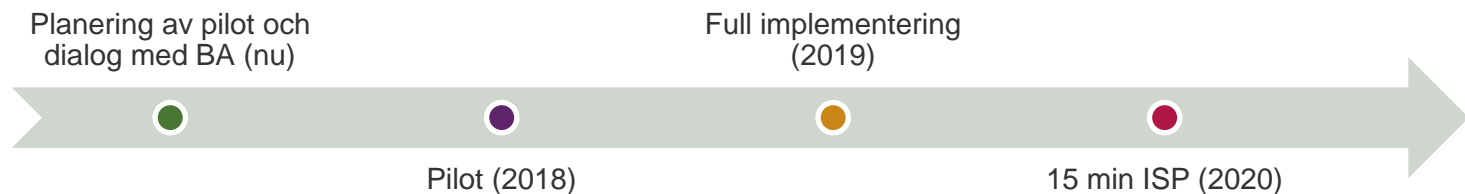
- > En elektronisk **beställning** för att aktivera mFRR
 - > Deltagande balansansvariga på mFRR-marknaden skickar bud till Svenska kraftnäts handels- och planeringssystem Fifty.
 - > Vid behov av mFRR avropar Svenska kraftnät ett eller flera bud.
 - > Avrop sker genom att ett elektroniskt meddelande/avrop skickas från Fifty (Svk) till de berörda balansansvarigas handels- och planeringssystem.
 - > De balansansvariga bekräftar att de mottagit avropet och meddelar tillbaka till Fifty (Svk).
 - > Status på budet uppdateras automatiskt
- > **Aktivering** av reserven är EJ kopplat till det elektroniska avropet. Detta sköts av den balansansvariges driftoperatör i dennes SCADA-system.

Drivkrafter och tidplan elektroniska avrop

> Drivkrafter

- > Förutsättning för att kunna gå över till 15 min ISP ([Nordisk ambition Q2 2020](#))
- > Förutsättning för att kunna ta emot bud med mindre volym
- > Effektivare reglering - möjligt för Balanstjänsten att aktivera flera bud på samma tid som det tar att aktivera ett bud manuellt via telefon.

> Tidplan



Teknisk lösning för elektroniska avrop

- > Utgått från ENTSO-E-standard
- > Flera Europeiska/Nordiska initiativ supportar den här standarden
 - > EMFIP (Transparensplattformen)
 - > XBID (Cross-border intraday)
 - > OPDE (Operational Planning Data Environment)
 - > Nordisk aFRR
 - > Fifty
 - > HVDC
- > Utrullning av denna lösning i Norge och från Statnett till aktörer pågår med positivt resultat
- > Harmonisering i Norden med färre gränssnitt
- > Skalbar lösning

ECP (Energy Communication Platform) /
EDX (Energy Document eXchange)

Det är **ECP4** som kommer att användas

Referensimplementation av MADES
(Market Data Exchange Standard)

Framtaget och beslutat av ENTSO-E för
europeiska TSO:er

Syfte att harmonisera utbytet av elektroniska
dokument inom den europeiska
energimarknaden på ett mer tillförlitligt sätt.

Meddelande i XML-format: Activation
Document

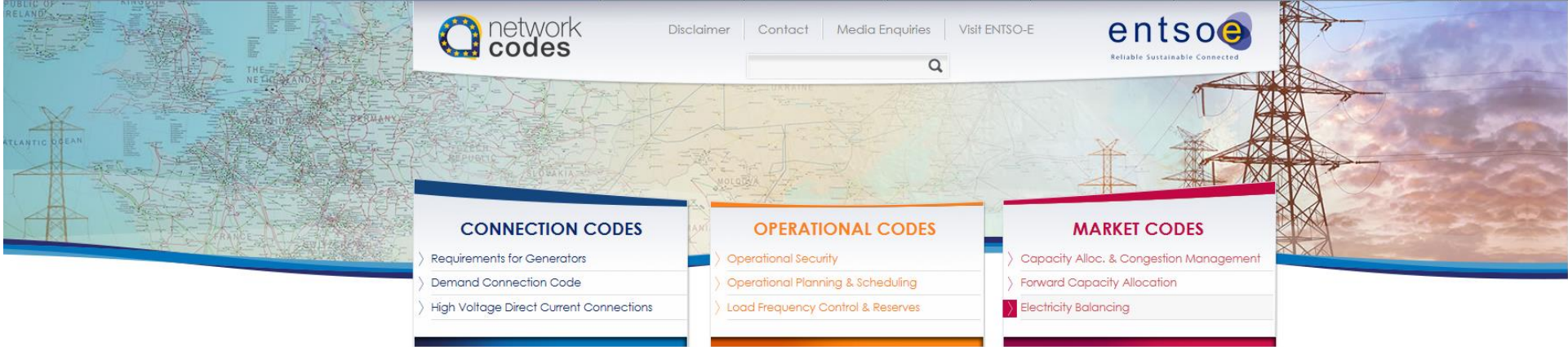
Projekt FINER

Implementering av 15 min avräkningsperiod

- *En kort introduktion*



SVENSKA
KRAFTNÄT



- > Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (EB GL) trädde som sista nätkod ikraft 18 december 2017
- > Artikel 53 fastställer harmonisering av avräkningsperiodens längd:

Senast tre år efter denna förordnings ikraftträdande ska alla systemansvariga för överföringssystem tillämpa avräkningsperioden för obalanser på 15 minuter i alla planeringsområden samtidigt som man säkerställer att alla gränser för marknadstidsenheten sammanfaller med gränserna för avräkningsperioderna för obalanser.

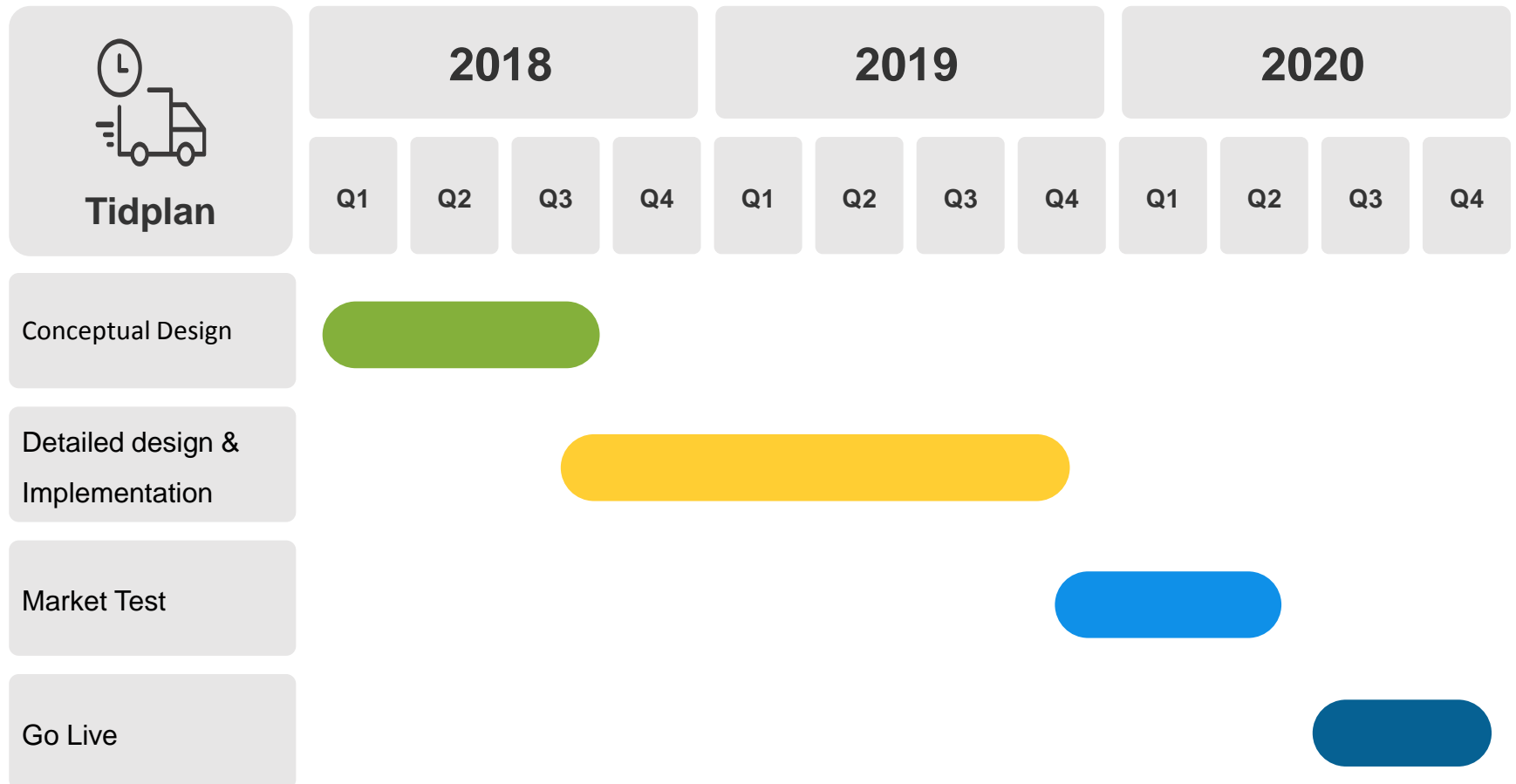
Huvudsakliga förändringar

Balansavräkningen ändras från 60 min till 15 min

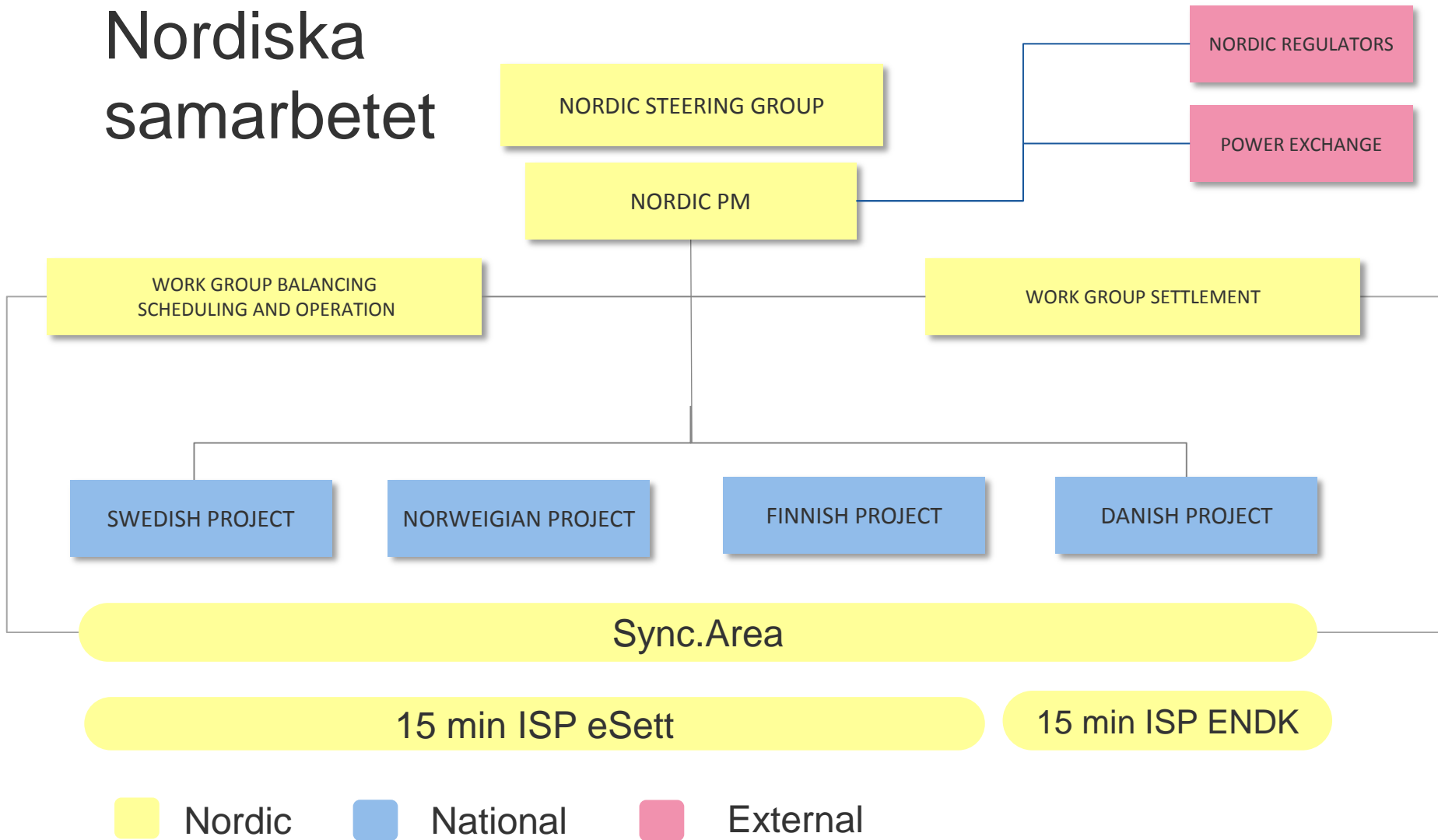
Intradag-marknaden skall tillämpa 15 min handelsperiod

Reglerkraftmarknaden skall tillämpa 15 min handelsperiod

Övergripande Tidplan



Nordiska samarbetet



Vad händer närmast....

- > Möte med marknadsaktörer planerad till Mars
 - > Planering tillsammans med Energiföretagen SE
 - > Tydliggöra innebörden av lagkraven
 - > Etablera arbetsgrupper
- > Etablering av nordiska "Work Groups" och med eSett
- > Nordisk PM Forum samarbete mellan TSO'er
 - > Hantera gemensamma risker
 - > Samordna implementeringsstrategier
- > Dialog med Ei samt nordiska NRA (NordREG)

EN NY AVGIFTSSTRUKTUR FÖR EFFEKTRESERVSavgiften

Elmarknadsrådet 2018-02-15



Zarah Andersson
Marknadsutveckling

Dagens information

- > Bakgrund till byte av avgiftsstruktur
- > Ny avgiftstruktur

Varför en ändring?

- > Bättre efterlevnad av effektreservslagen.
- > Ineffektiv hantering av återbetalning av överskott.
 - > Möjligheten att flytta positiva och negativa resultat över året - underlättar riskhanteringen.

Bakgrund till avgiften – Lag (2003:436) om effektreserv

2 § Den som enligt 8 kap. 4 § andra stycket ellagen (1997:857) har ingått avtal med den systemansvariga myndigheten (balansansvarig) ska betala en avgift till myndigheten för att täcka de kostnader som uppstår för myndigheten enligt de avtal som avses i 1 § första stycket.

För varje balansansvarig ska avgiftens storlek **baseras** på **omfattningen av den balansansvariges balansansvar** enligt avtalet med den systemansvariga myndigheten och **omfattningen av den balansansvariges obalans** under den tidsperiod som avgiften avser. Avgiften bestäms av den systemansvariga myndigheten.

Så här ser det ut IDAG i Balansansvarsavtalet

- > En särskild tilläggsavgift för Effektreserven tas ut på Balansansvarigs **förbrukning** **exklusive nätförluster** i koncessionspliktiga nät **Vardagar kl. 06 – 22 under perioden 16 november – 15 mars.**
- > Om denna tilläggsavgift genererar **ett överskott** jämfört med Svenska kraftnäts kostnader för Effektreserven under aktuell vinterperiod kommer en **avräkning i efterskott** att ske senast den 30 juni. Utbetalning av det eventuella överskottet sker i proportion till hur stor andel av tilläggsavgifterna Balansansvarig har betalat.
- > **Avgiftsnivån** för tilläggsavgiften för Effektreserven beslutas av Svenska kraftnät **två månader innan den ska gälla** och aktuell nivå återfinns i Avräkningsavtalet.

Ny avgiftsstruktur

100% Förbrukning

~4 SEK/MWh

Ny avgiftsstruktur

- > En grundläggande del av avgiften tas på FÖRBRUKNINGEN som tidigare
 - > Hög förbrukning (ger kapacitets/balansproblem)

- > En del tas på BALANSKRAFTEN (alla obalanser)
 - > Stora obalanser (ger kapacitets/balansproblem)
 - > Alla obalanser oavsett om de hjälper eller stjälper systemet

- > Modell utan så stort riskpåslag
 - > Ingen återbetalning
 - > Målet är att inte behöva återbetala överskottet. Det innebär att effektreserven kan gå med underskott ett år som sedan får kompenseras ett annat år eller tvärtom..

75% Förbrukning

25% Obalanser

Ny avgiftsstruktur

Avgiftsberäkning med underlag från upphandling 2017/2018

Särskild tilläggsavgift för Effektreserv

Förbrukning: ~ 2,50 SEK/MWh

Obalans: ~ 4,20 SEK/MWh

Fortsatt arbete

- > Ändringen kommer att remissas i BA-avtalet under 2018
- > Planerar att den nya modellen kommer att gälla från Balansansvarsavtalet november 2018
- > Återbetalningen kommer att göras i juni 2018 för innevarande vinterperiod
- > Utreder om att gå in på minst 3000 euro på RKM, återkommer med information i maj

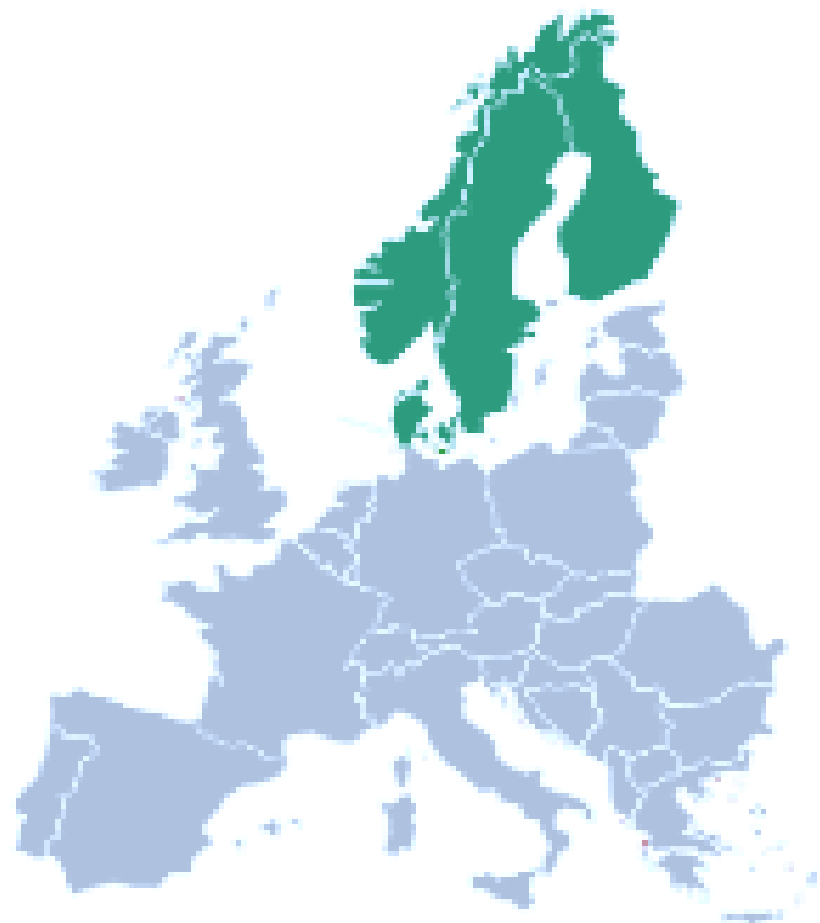


Tack för att ni lyssnade!

Frågor, kontakta zarah.andersson@svk.se

NUCS

Nordic Unavailability Collection System



Tjänst för insamling av data över
otillgänglig kapacitet - Status

Elmarknadsråd 2018-02-15

Ulrika Formgren

Innehåll

- > Regulatorisk bakgrund
- > NUCS – Status och Tidplan



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Regulatorisk bakgrund



FINGRID

Statnett

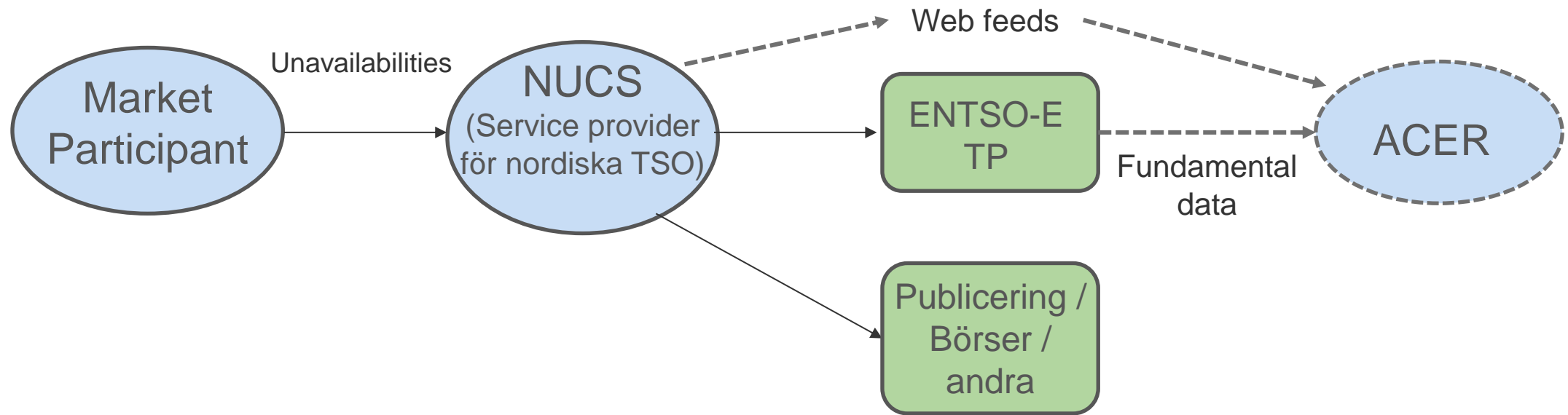
ENERGINET

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

- > Marknadsaktörer är skyldiga att skicka data till TSO:n för vidareförmedling till ENTSO-E:s transparensplattform ("TP")
- > Omfattar bl a otillgänglig kapacitet i produktion (art.15), förbrukning (art. 7) eller överföring (art. 10) när den otillgängliga kapaciteten överstiger 100 MW
- > TSO:n skyldig att samla in för publicering på TP
- > Marknadsaktörer kan nyttja 3:e part för att skicka data direkt till TP (TF artikel 4.2)

Insamling via NUCS

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



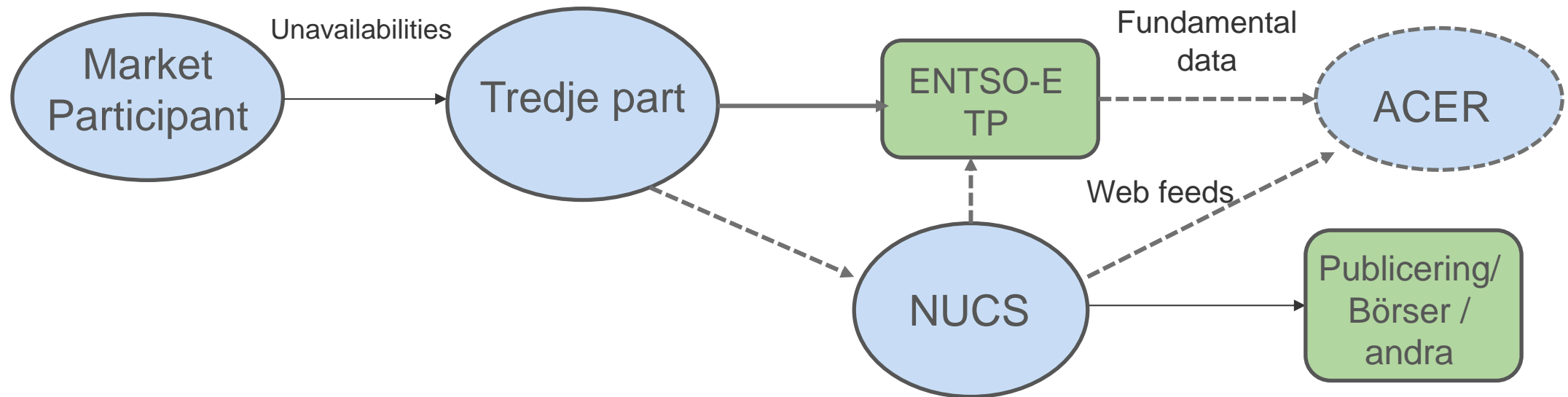
FINGRID

Statnett

ENERGINET

Insamling via tredje part om avtalat med TSO:n

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



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Överlappande krav

- > Insamling av avbrottsplaner under metoden GLDPM förbereds
- > Visst överlapp gällande planerade avbrott i produktion (GLDPM: ned till 30 MW)
- > SvK undersöker teknisk lösning för att undvika dubbelrapportering för marknadsaktörer som rapporterar i NUCS – att möjliggöra att NUCS även kan användas för rapportering enligt överlappande krav i GLDPM.

NUCS - Status och tidplan



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Funktionalitet

- > Registrering av otillgänglighet i produktion, förbrukning och transmissionsnät, samt övrig insiderinformation
- > Otillgängligheter skickas till transparensplattformen för publicering
- > Visuell display av registrerade meddelanden (även meddelanden som publicerats på TP via tredje part)
- > API för registrering och hämtning av meddelanden
- > Web feed till ACER



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Status

- > Implementeringsfas - system är under uppbyggnad (Unicorn)
- > Användare hos TSO:er och frivilliga marknadsaktörer är involverade i utformningen genom workshops
 - > Marknadsaktörer: 15 februari, 20 mars



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Aktiviteter – Registrering/tredje part

- > Observera: Alla marknadsaktörer som träffas av Transparensförordningens artikel 7 och 15 behöver registrera sig – välja NUCS eller annan tredje part för uppfyllnad av TF artikel 7 resp. 15.
 - Registrering/anmälan på websida – formulär publiceras i slutet av februari

Tidplan

- > Estimerad deadline för registrering – slutet av mars 2018
- > Estimerad go-live för NUCS – mitten av maj 2018



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Aktiviteter - kommande

- > Mer information kommer att publiceras på:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/transparensforordningen/>

och som nyhet på <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/>

- > Kontaktväg för frågor och ytterligare dialog för användare inför go-live kommer att publiceras



FINGRID

Statnett

ENERGINET

Tack!



FINGRID

Statnett

ENERGINET