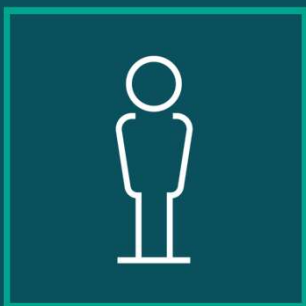




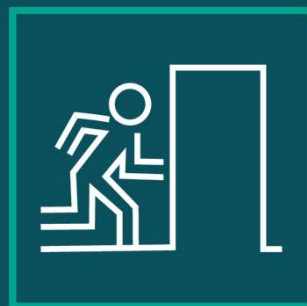
Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

VELKOMMEN

Johannes Bruun, Elsystemansvar, afdelingsleder Internationale Elmarkeder



SIKKERHEDSGUIDE



NØDUDGANGE



HJERTESTARTER



SAMLINGSSTED

EVALUERING – DEN 3. JUNI 2019

SELVE MØDET

	Særdeles tilfreds	Meget tilfreds	Tilfreds	Mindre tilfreds	Ikke tilfreds
Hvad synes du generelt om mødet i dag?	13 %	33%	50%	4%	
Hvad synes du generelt om emnerne?	9 %	48%	43%		
Hvad synes du om den efterfølgende diskussion?	9 %	39 %	48%	4%	

24 svar indleveret

EVALUERING – MØDE DEN 3. JUNI 2019

IMPLEMENTERING AF NETREGLER

	I høj grad	I nogen grad	I mindre grad	Slet ikke
I hvor høj grad påvirker de markedsrelaterede netregler din organisation	48 %	39%	13%	
I hvor høj grad opfatter du Energinets proces for involvering af din organisation i arbejdet med netregler for tilfredsstillende?	4 %	91 %	4 %	
I hvor høj grad opfatter du Energinets informationsniveau om arbejdet med netregler for tilfredsstillende?	38 %	63%		
I hvor høj grad finder du informationsmængden fra Energinet passende i forhold til netregler?	29 %	67 %	4%	

24 svar indleveret

TIL SAMMENLIGNING

EVALUERING – DEN 28. NOVEMBER 2018

SELVE MØDET

	Særdeles tilfreds	Meget tilfreds	Tilfreds	Mindre tilfreds	Ikke tilfreds
Hvad synes du generelt om mødet i dag?	← 20 %	40 %	40 % →		
Hvad synes du generelt om emnerne?	← 20 %	40 %	40 % →		
Hvad synes du om den efterfølgende diskussion?	← 19 %	31 %	50 % →		

17 svar indleveret

EVALUERING – MØDE DEN 28. NOVEMBER 2018

IMPLEMENTERING AF NETREGLER

	I høj grad	I nogen grad	I mindre grad	Slet ikke
I hvor høj grad påvirker de markedsrelaterede netregler din organisation	53 %	33%	7 %	7%
I hvor høj grad opfatter du Energinets proces for involvering af din organisation i arbejdet med netregler for tilfredsstillende?	31 %	50 %	19 %	
I hvor høj grad opfatter du Energinets informationsniveau om arbejdet med netregler for tilfredsstillende?	29 %	65%	6 %	
I hvor høj grad finder du informationsmængden fra Energinet passende i forhold til netregler?	38 %	56 %	6%	

17 svar indleveret

NYE KØREPLANSDATA – REVISION AF C3

Og nye måder at overføre data på – revision af F

Workshop d. 10. december/ Workshop i slutningen af januar

Køreplan – C3

Prognosedata

Ensartet indmelding fra D-2 til 1 år, forskellige opdateringsfrister

Understøttelse af ”Den fælles netmodel”

- Pr. Brændselstype
- Pr. Generator for større enheder
- Forbrug på transmissionsnettet
- (D-2)

Dataudveksling - F

Ændring af format

Standard – CIM – ENTSOE

Ændring af udvekslingsmetode

MADES – ECP4

suppleret med selvbetjeningsportalen

<https://energinet.dk/Om-os/Arrangementer>

”Ændringer til indmeldinger til køreplaner”

Ved spørgsmål, kontakt Anne Nielsen – aie@energinet.dk

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE

Tredje kvartal 2019

Jim Vilsson, Elsystemansvar, Internationale Elmarkeder

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSER

Opdatering og nyt om kapaciteter på udlandsforbindelserne (Q3-2019)

Highlights:

- Kapacitet på udlandsforbindelserne
 - Norden
 - Danmark
- Kapacitet på Konti-Skan
- COBRACable

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSER

Day-ahead kapaciteter for nordiske udlandsforbindelser (vægtet gennemsnit) tredje kvartal 2019

Hovedresultater for første kvartal 2019:

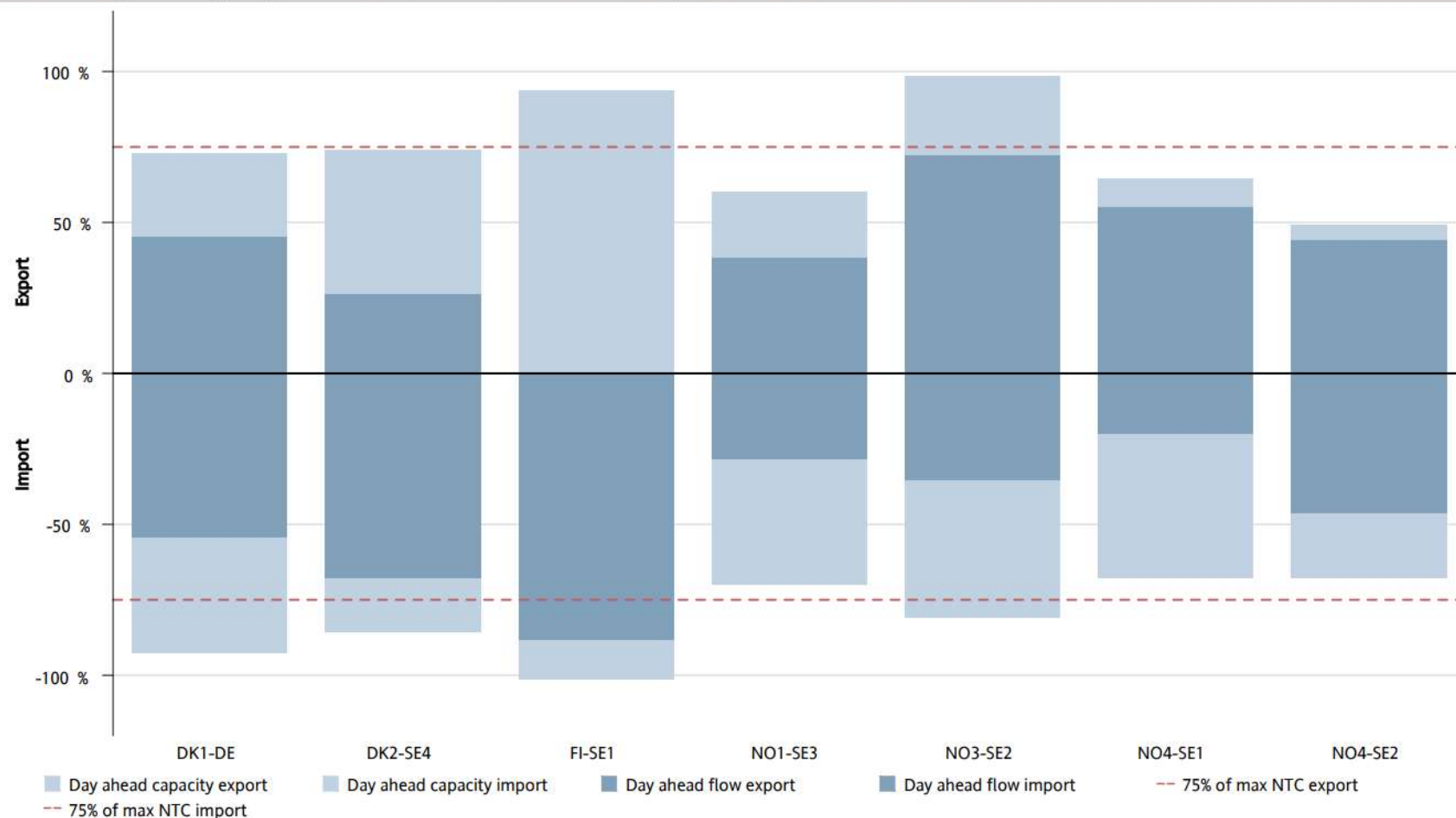
- Det vægtede gennemsnit af kapaciteten på alle forbindelser til, fra og mellem de nordiske lande var **84 % af max NTC** i tredje kvartal af 2019.

Heraf:

- **78 % af max NTC** på alle AC forbindelser (14 totalt)
- **90 % af max NTC** på alle DC forbindelser (20 totalt)
- Der var samlet set 14 forbindelser med kapacitet på under 75 % af max NTC som gennemsnit over kvartalet.
 - Herunder 6 forbindelser til/fra Danmark.

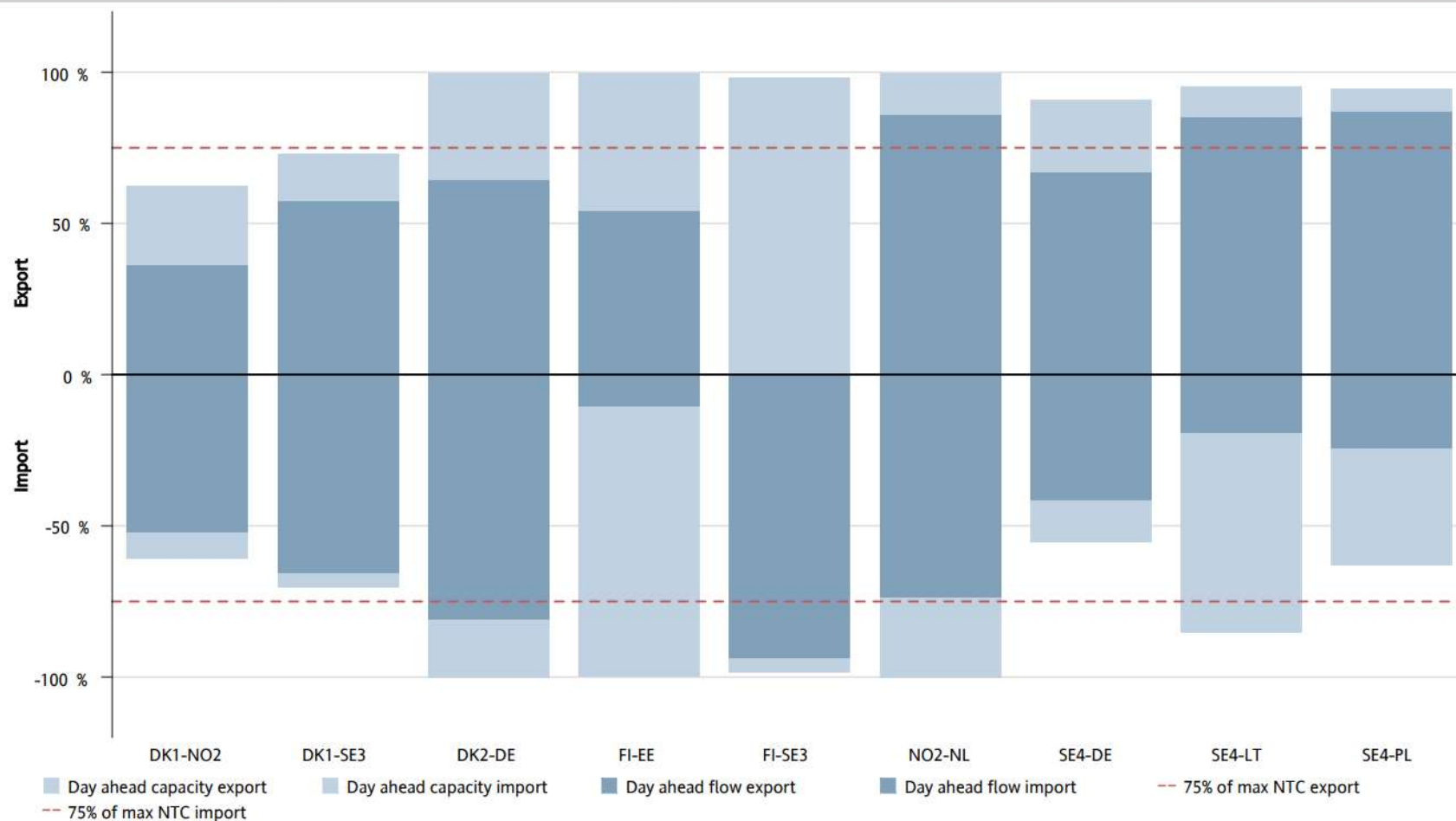
Overall quarterly day ahead capacities and flows – percent of max NTC - AC

Quarter 3, 2019



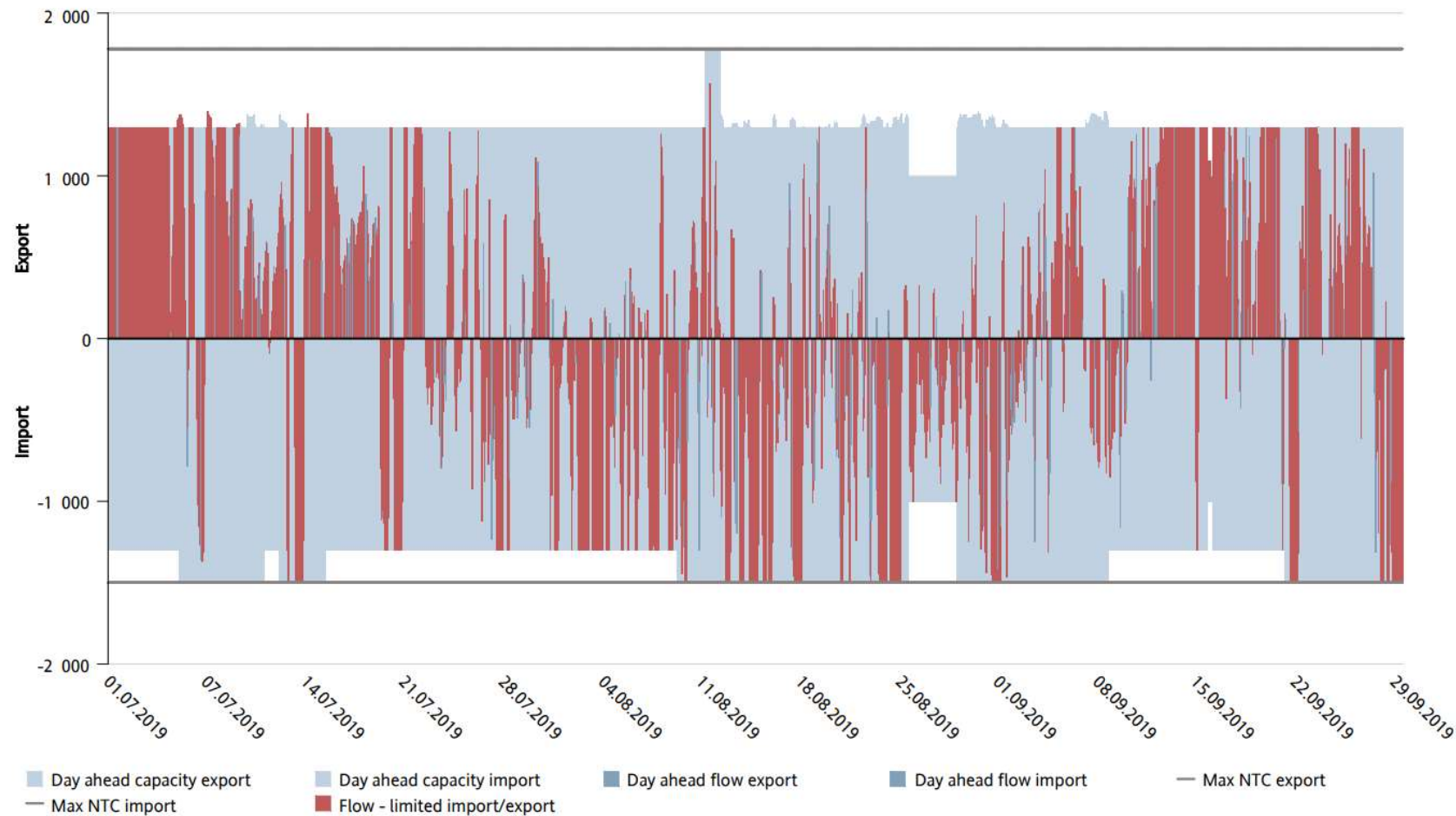
Overall quarterly day ahead capacities and flows – percent of max NTC - DC

Quarter 3, 2019



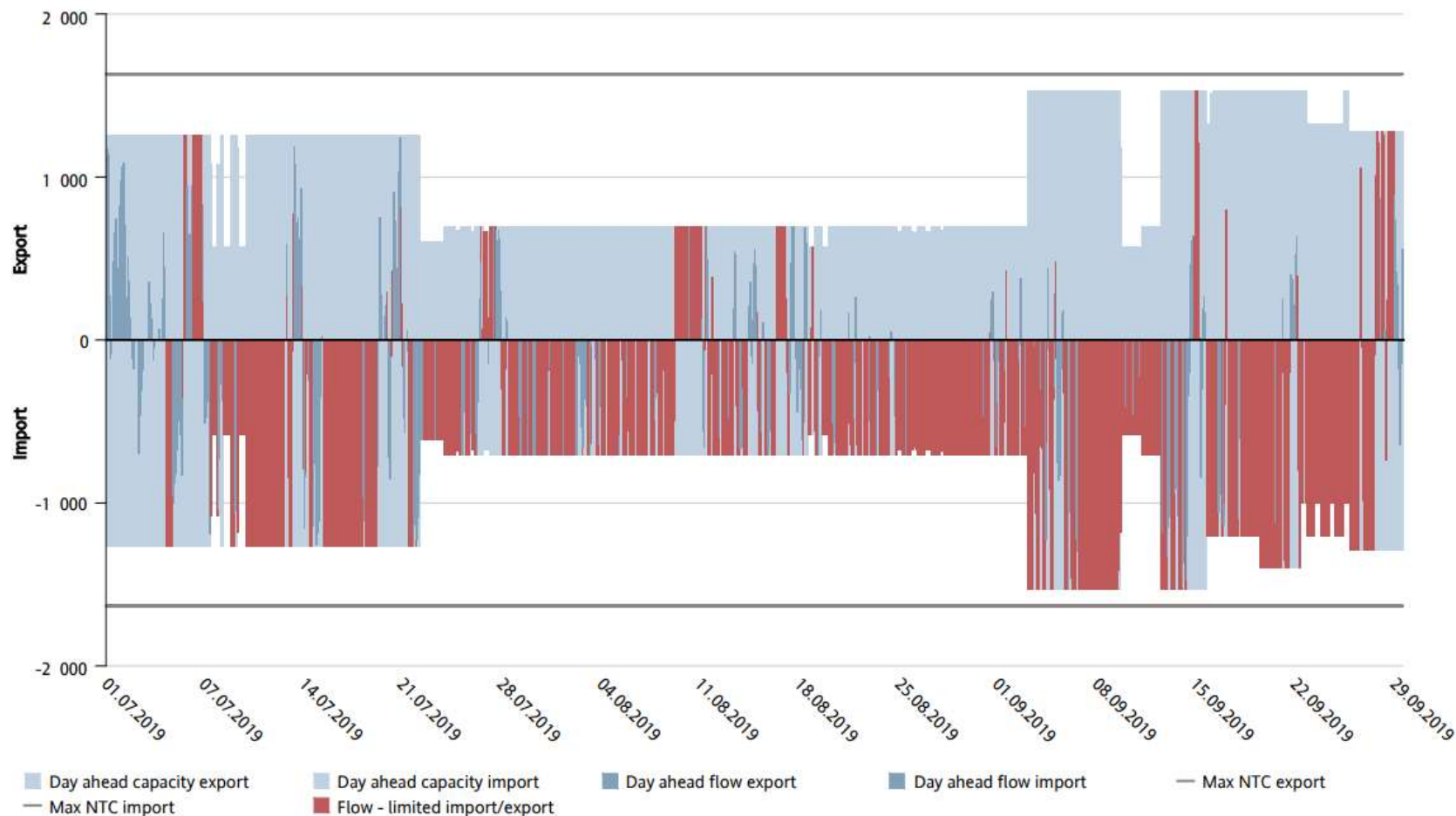
DK1-DE: hourly day ahead capacities and flows – MW

Quarter 3, 2019



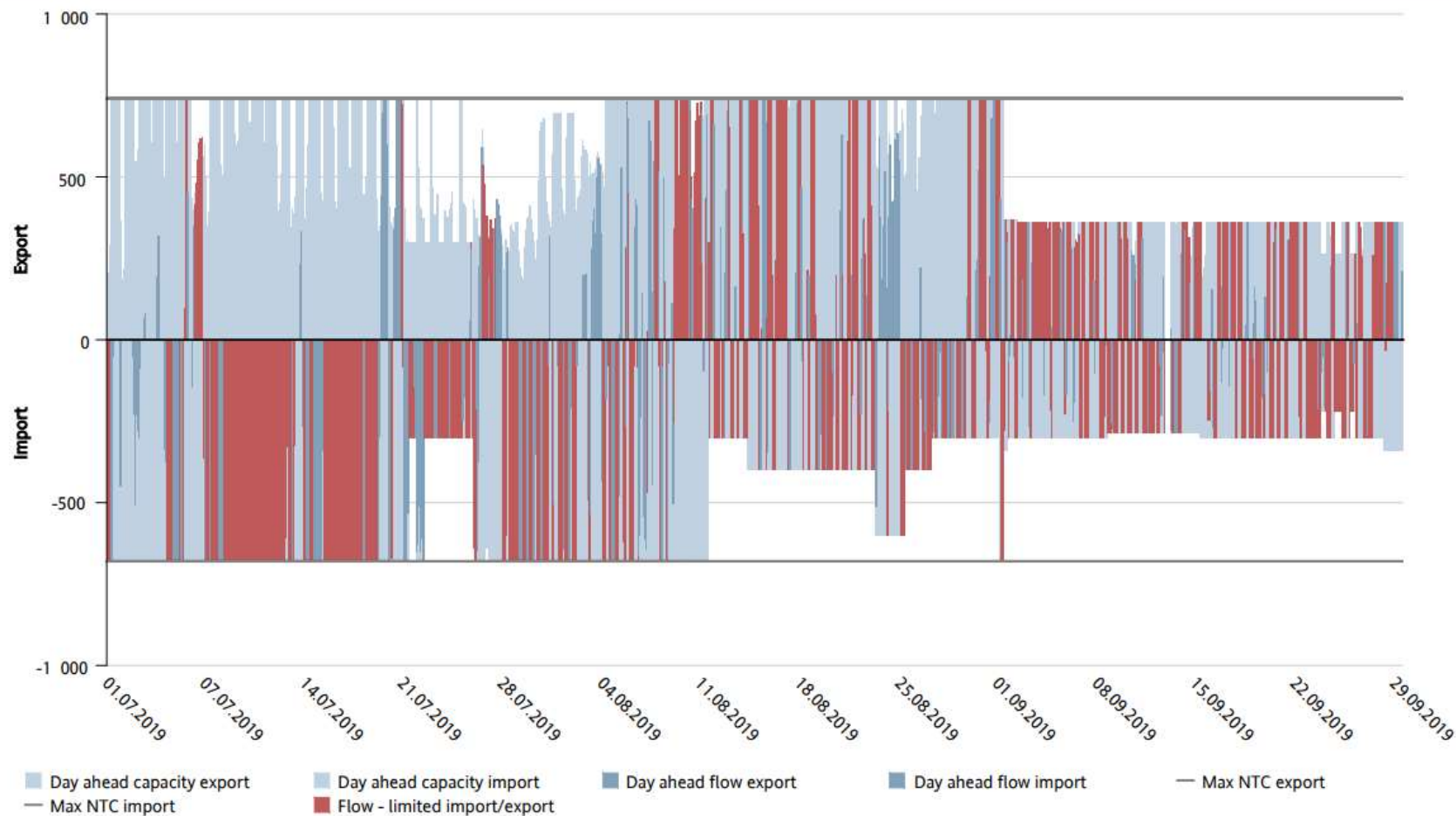
DK1-NO2: hourly day ahead capacities and flows – MW

Quarter 3, 2019



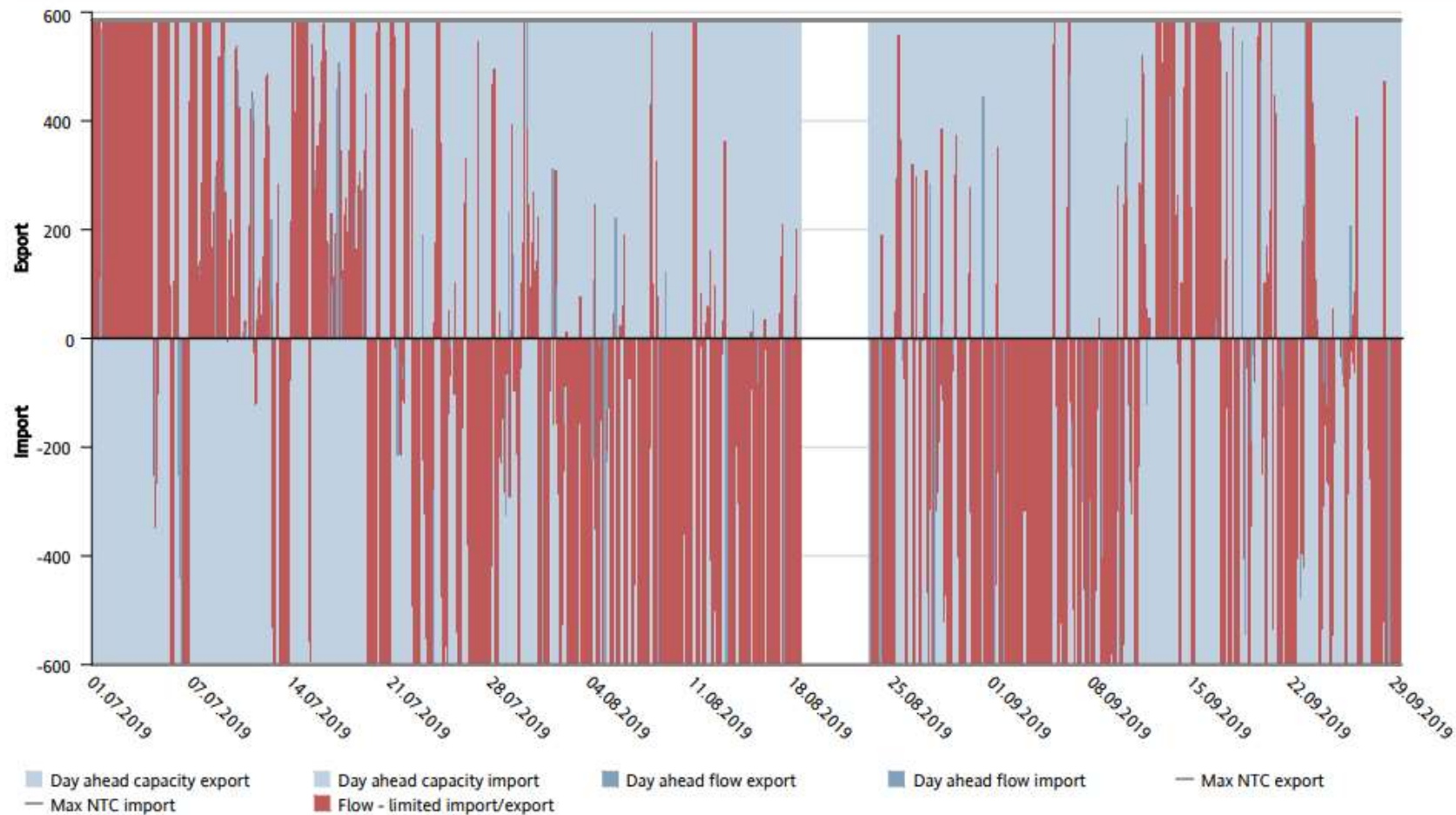
DK1-SE3: hourly day ahead capacities and flows – MW

Quarter 3, 2019



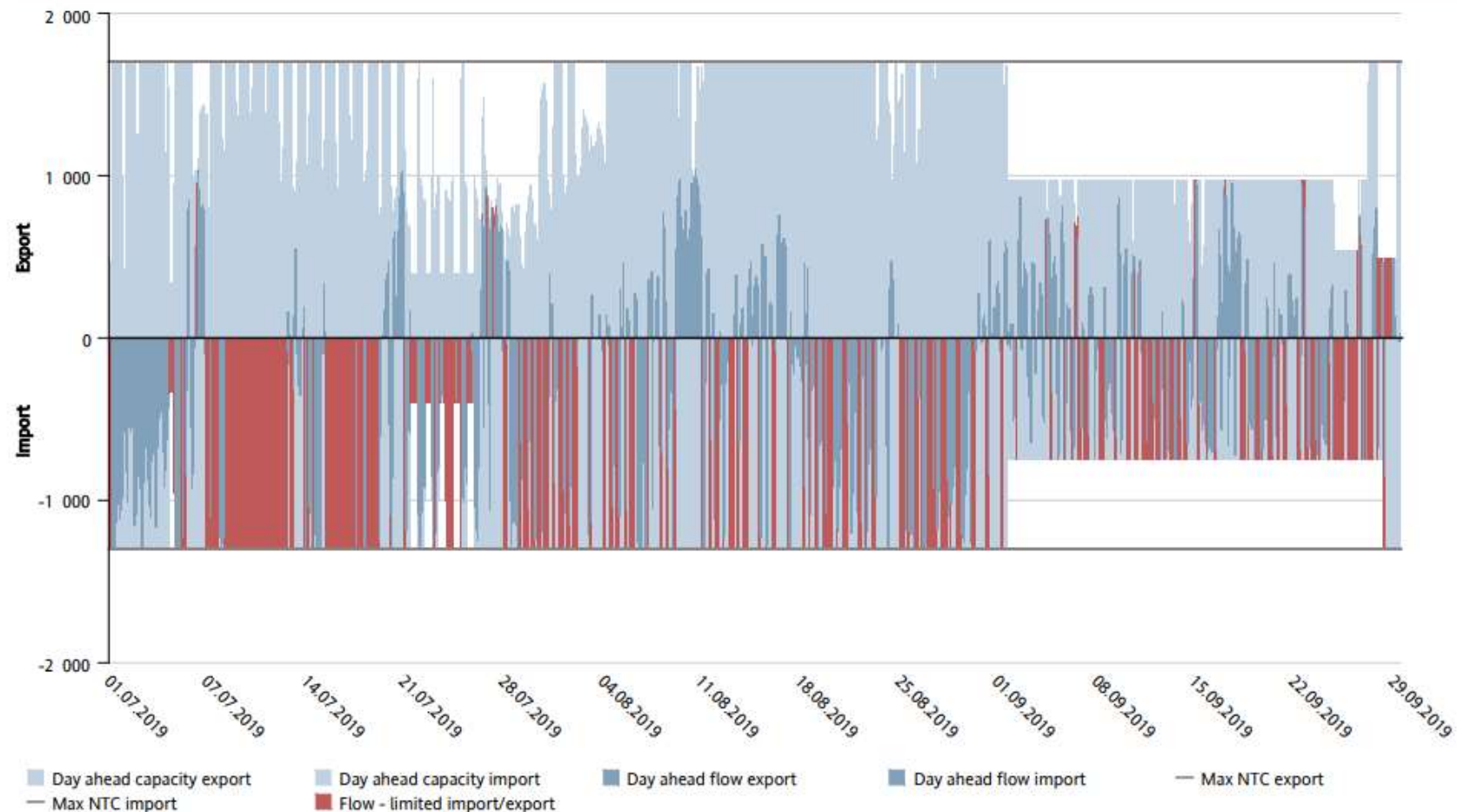
DK2-DE: hourly day ahead capacities and flows – MW

Quarter 3, 2019



DK2-SE4: hourly day ahead capacities and flows – MW

Quarter 3, 2019



COBRAcable

– ELFORBINDELSE TIL HOLLAND

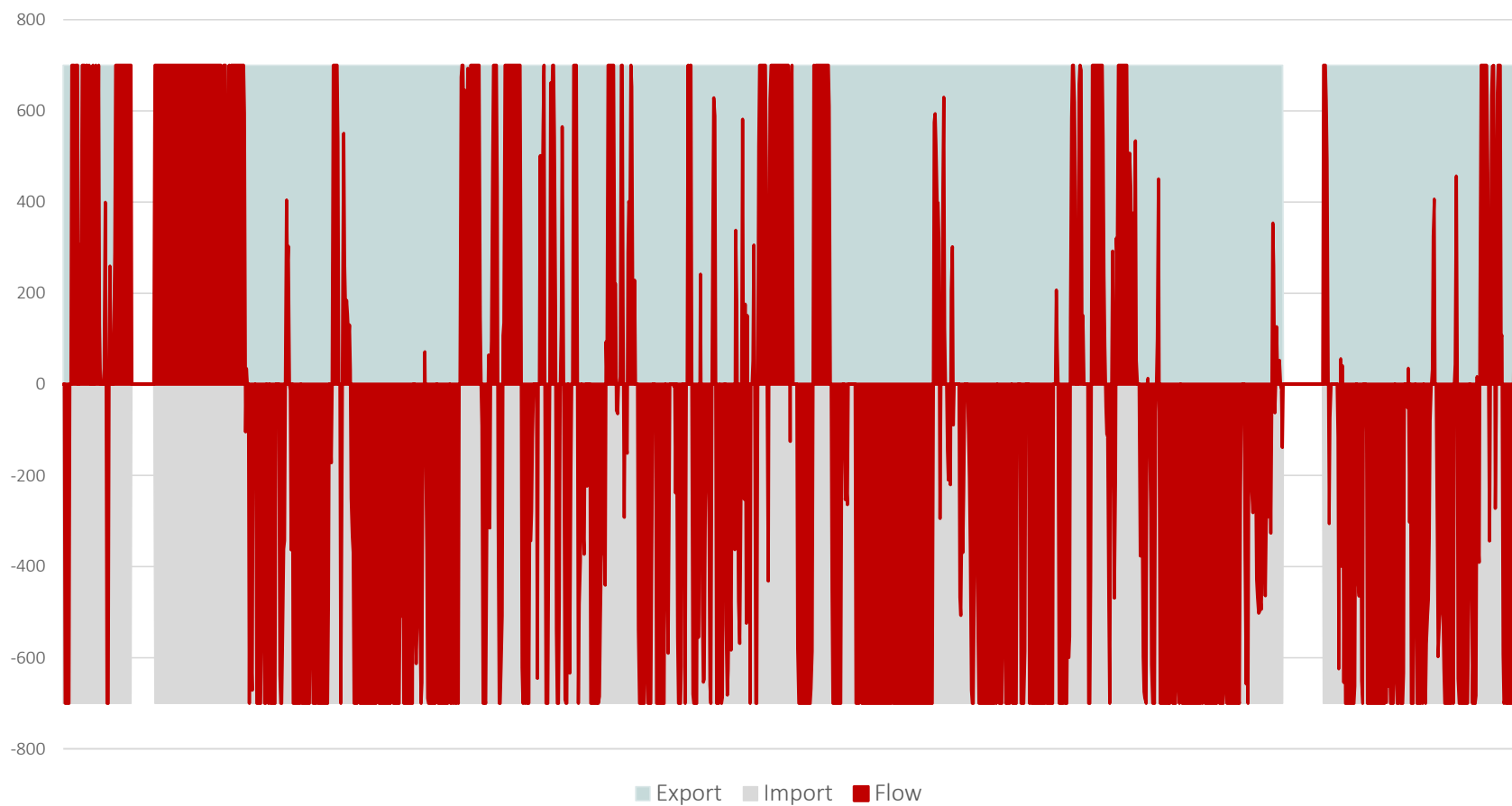
De første måneder med ny forbindelse til kontinentet

- Ny udlandsforbindelse til Holland er i drift siden 11/9-2019
- Max NTC er 700 MW

COBRAcable
Elforbindelse
til Holland

A map of Europe with a red line indicating the COBRAcable route from the Netherlands to Denmark. The cable route is shown as a solid red line starting from the Dutch coast, crossing the North Sea, and ending at the Danish coast. A red arrow points from the text 'COBRAcable Elforbindelse til Holland' to the start of the cable route in the Netherlands. The rest of the map is in a light grey tone.

Kapacitet og flow på COBRACable



Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

LTTR på de danske forbindelser

Jim Vilsson, Elsystemansvar, Internationale Elmarkeder

TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

Lange finansielle transmissionsrettigheder (LTTR) på de danske forbindelser

- Finansielle transmissionsrettigheder bliver solgt på DK1-DK2, DK1-DE og DK2-DE
- Transmissionsrettighederne sælges via auktion som afholdes af JAO
 - Måned og årsauktioner
- COBRACable er inkluderet i LTTR auktionerne fra oktober 2019
 - 150 MW for månedsauktionerne
 - 150 MW for årsauktionen (22/10 – 2019)
- DK1<>DE er fra 1/1-2020 300 MW i årsauktionen

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluerings, tak for i dag



EU – Balancing Platforms NBM Program and Roadmap

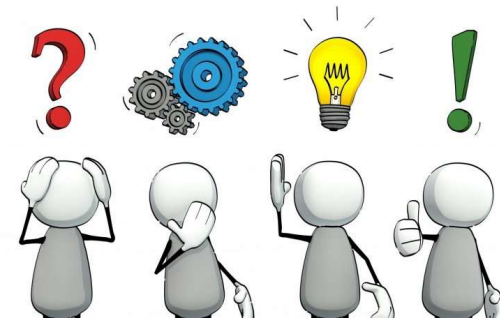
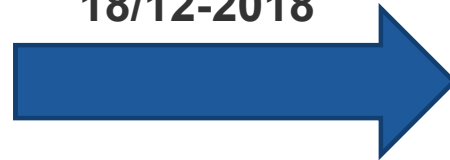
Elaktørforum november 2019

Martin Møller, Elsystemansvar, Fleksibilitet og Systemydelse

TSO's delivered 6 proposals describing the coming European balancing market



18/12-2018

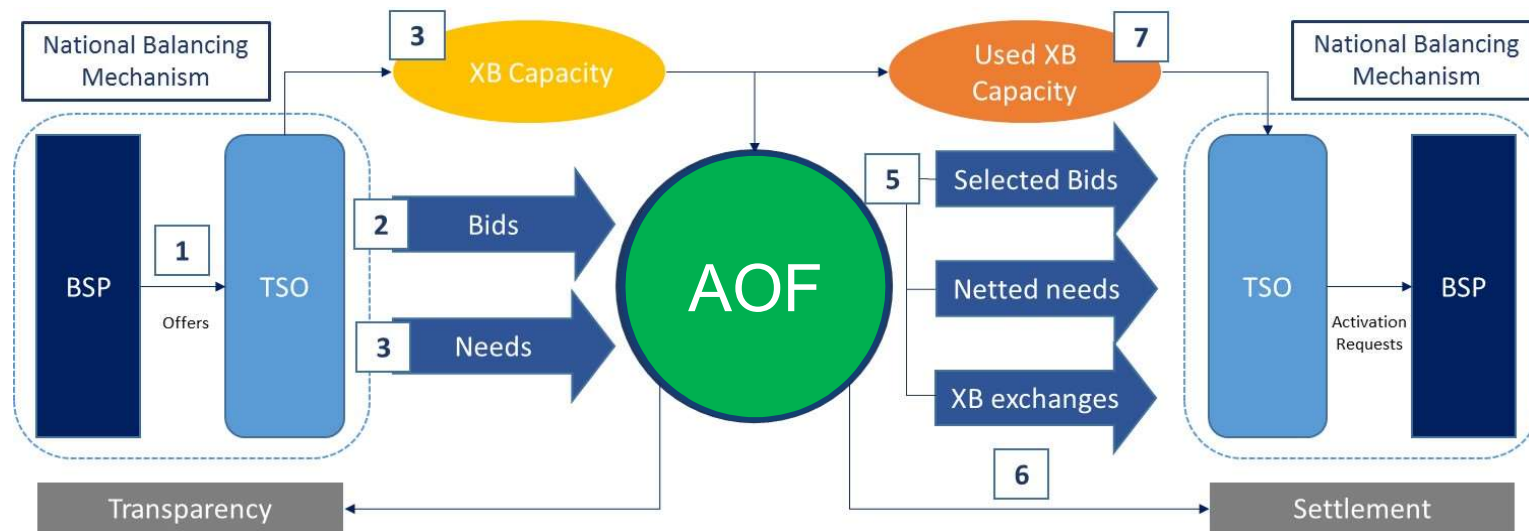


Regulators discussed for 6 months – could not agree

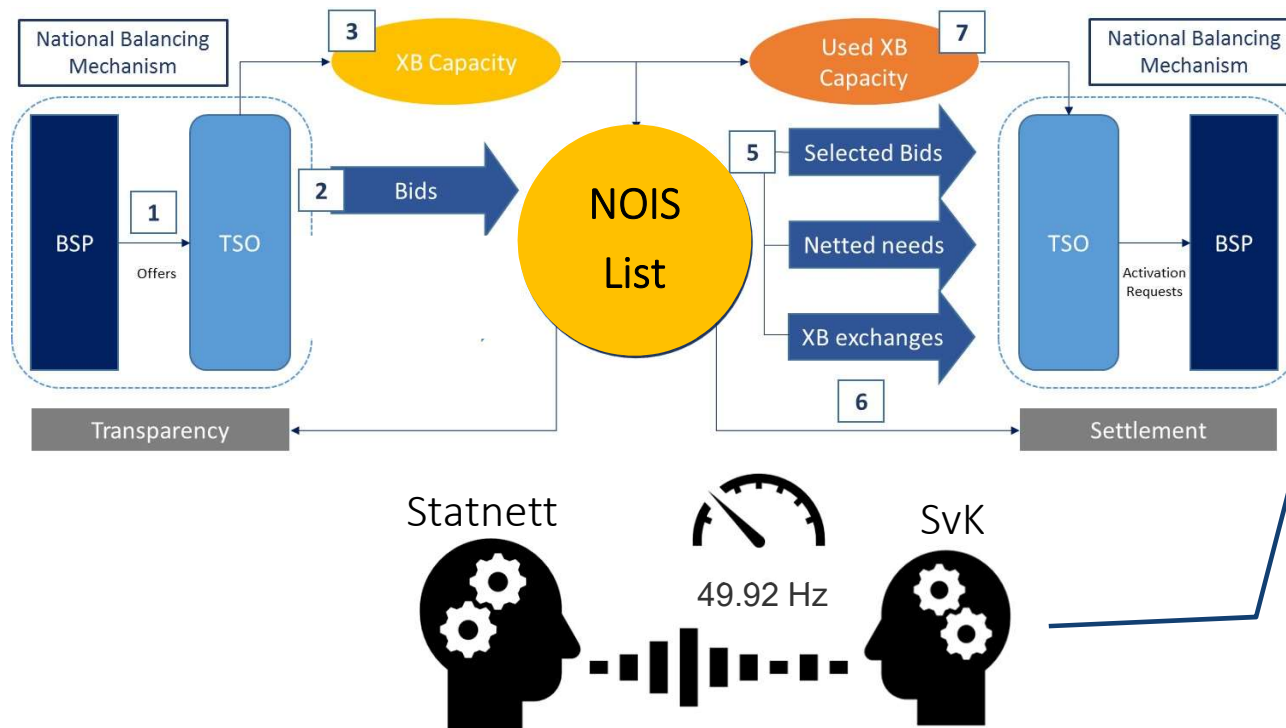
Proposals are now at ACER, decision expected during January 2020

All TSO's agreed and handed over to the regulators 6 legal proposals together with corresponding explanatory documents and answers from the stakeholder consultations (+ 500 Pages)

The Generic European Balancing Market design



Today's operation in the Nordic part 1



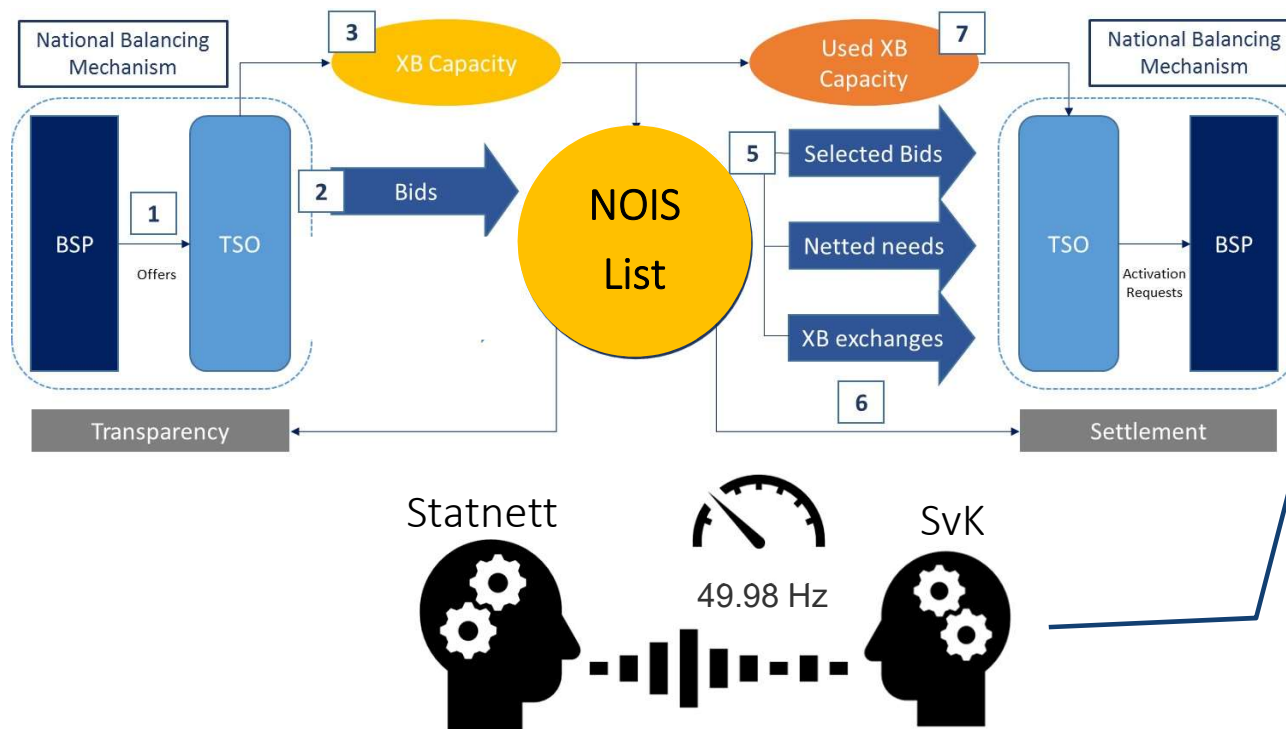
...The Frequency is low, we need to activate xx MW up for the next hour

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

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

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

Today's operation in the Nordic part 2



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

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

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

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

A very Challenging Cocktail is arriving



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



How to optimise activations
across 12 bidding zones ?

new tools are needed in order to avoid the headache among the operators

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

New Nordic Balancing Model



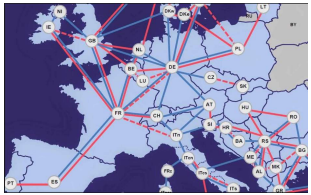
The AOF is the key brick, and the one which generates most of the welfare

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

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

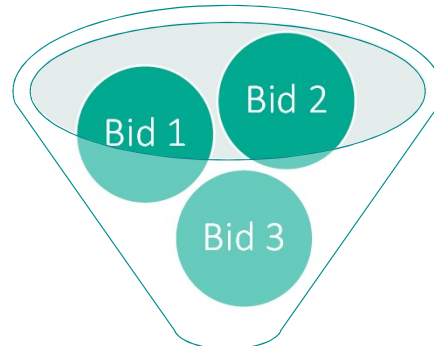
AOF uses 0100100 as input/output, hence other systems at the control center needs to be digitalized as well

AOF – Activation Optimisation Function



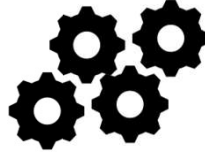
Gridmodel, with transmission capacities

Balance need from the TSO's



- Bids from all areas, GCT T-25 min, 96 gates per day
- Price, Euro/MWh
 - Volume, MW
 - Location
 - Potential constraints / links
- } Common Merit Order List

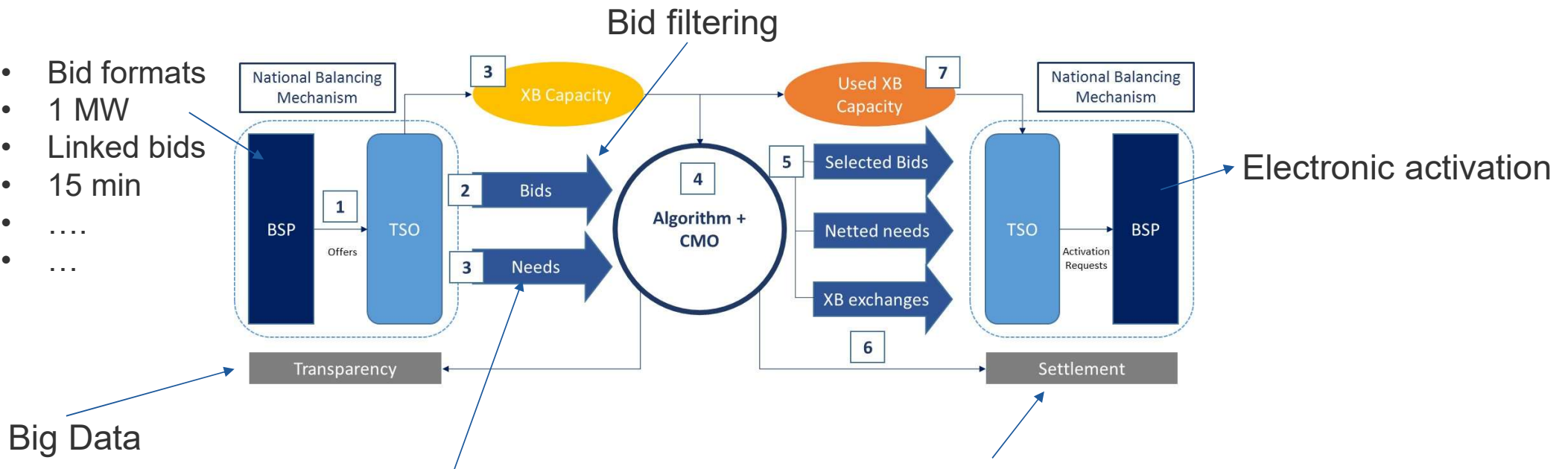
AOF



Instructions to TSO's on what to activate

Changes to be done in the Nordic

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



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

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

How to move from today's practice to tomorrow's solution in a safe and economical way

Be careful not to "destroy" the existing Nordic welfare of +200 mEUR/year

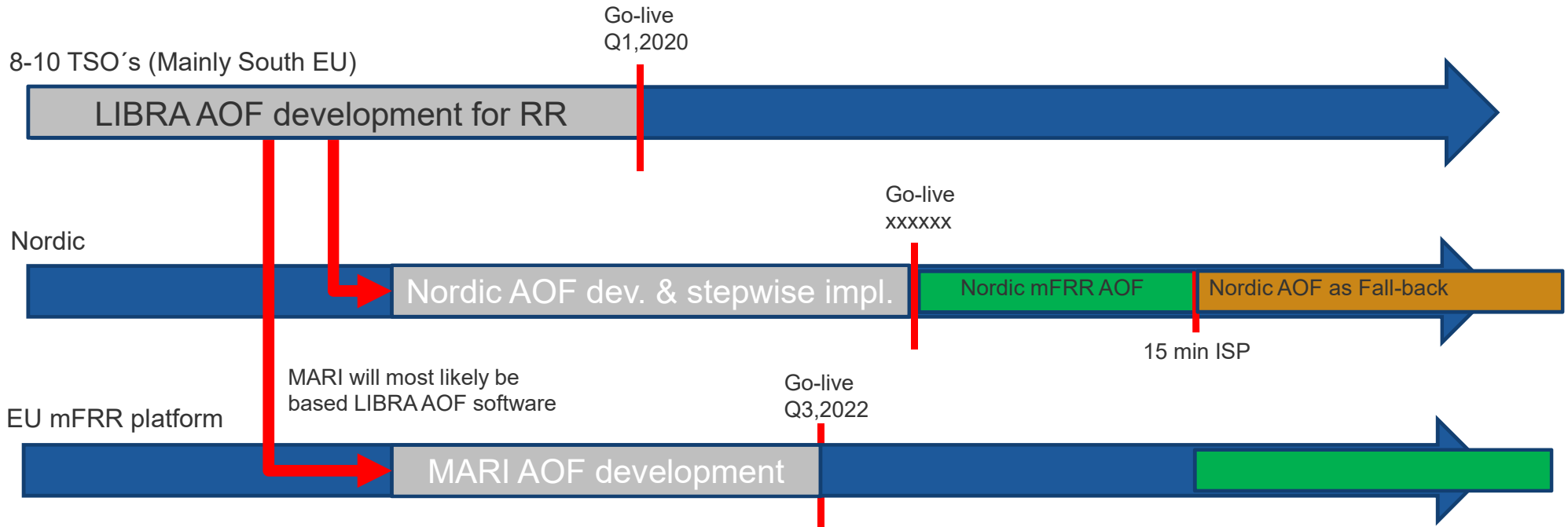
→ Nordic TSO's join the European Market, when all Nordic TSO's are ready – not one by one

Huge changes are being proposed - Stepwise approach reduces risks but also creates a dilemma

→ Don't do all the changes at the same time, but one by one and always directing towards the target model – reduce the technical risk

→ Be careful not to create "temporary" situations, with bad market design

Risk mitigation by starting with a Nordic AOF, that later will become a fall-back AOF



Will there be any difference between the Nordic and the MARI AOF – yes and no

Nordic is in full control of a Nordic AOF development, and can tweak it to fit specific Nordic interim needs, so it can start assisting the operators already under the present market conditions

- ISP = 60 min
- Gate Closure Time = 45 min
- Utilize existing settlement rules
- Utilize existing bid characteristic

Operators can learn how to send request to the AOF in a “safe” environment, where the system will not be affected by requests coming from outside the Nordic region

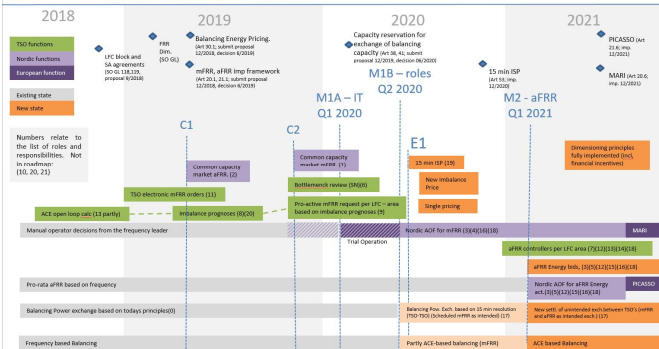
Bid filtering can be tested in a “safe” environment

By this, Market Participants will be gradually introduced to the new activation patterns

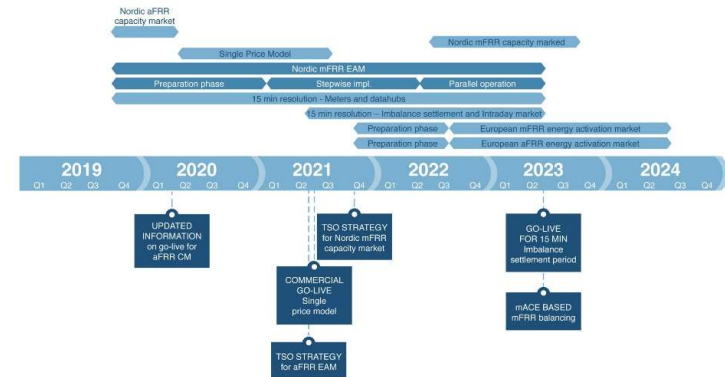
Updated NBM Roadmap

2018

Roadmap for the new balancing concept



2019



Hvad er der sket med planlægningen ?

Roadmap background

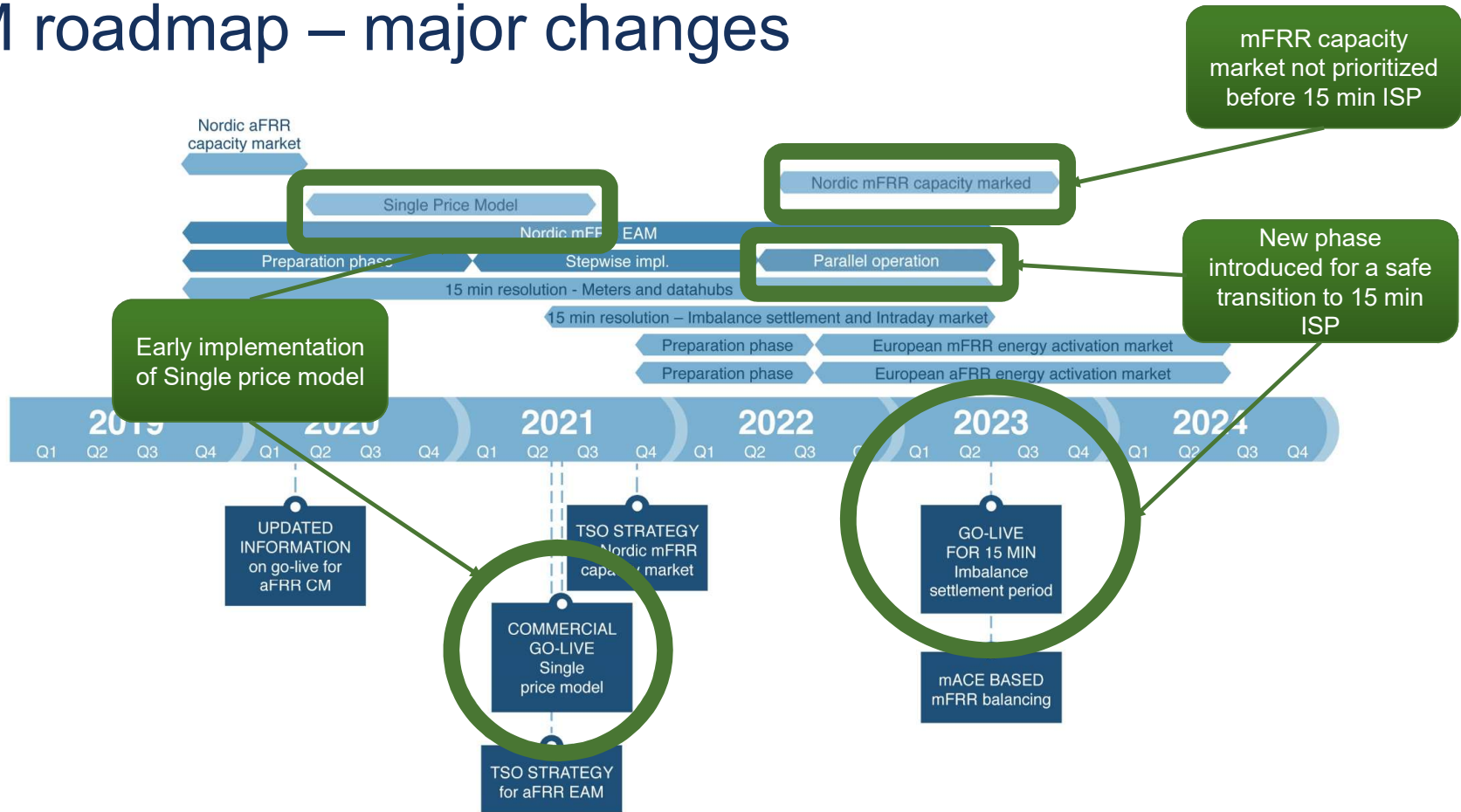
- The Nordic TSOs published draft NBM roadmap May 29 2019
- Consultation until August 16 2019
 - Valuable input has increased the knowledge what is most important for stakeholders
- The Nordic TSOs have updated the NBM roadmap based on further analysis and in order to meet the response from the stakeholder consultation

Stakeholder feedback

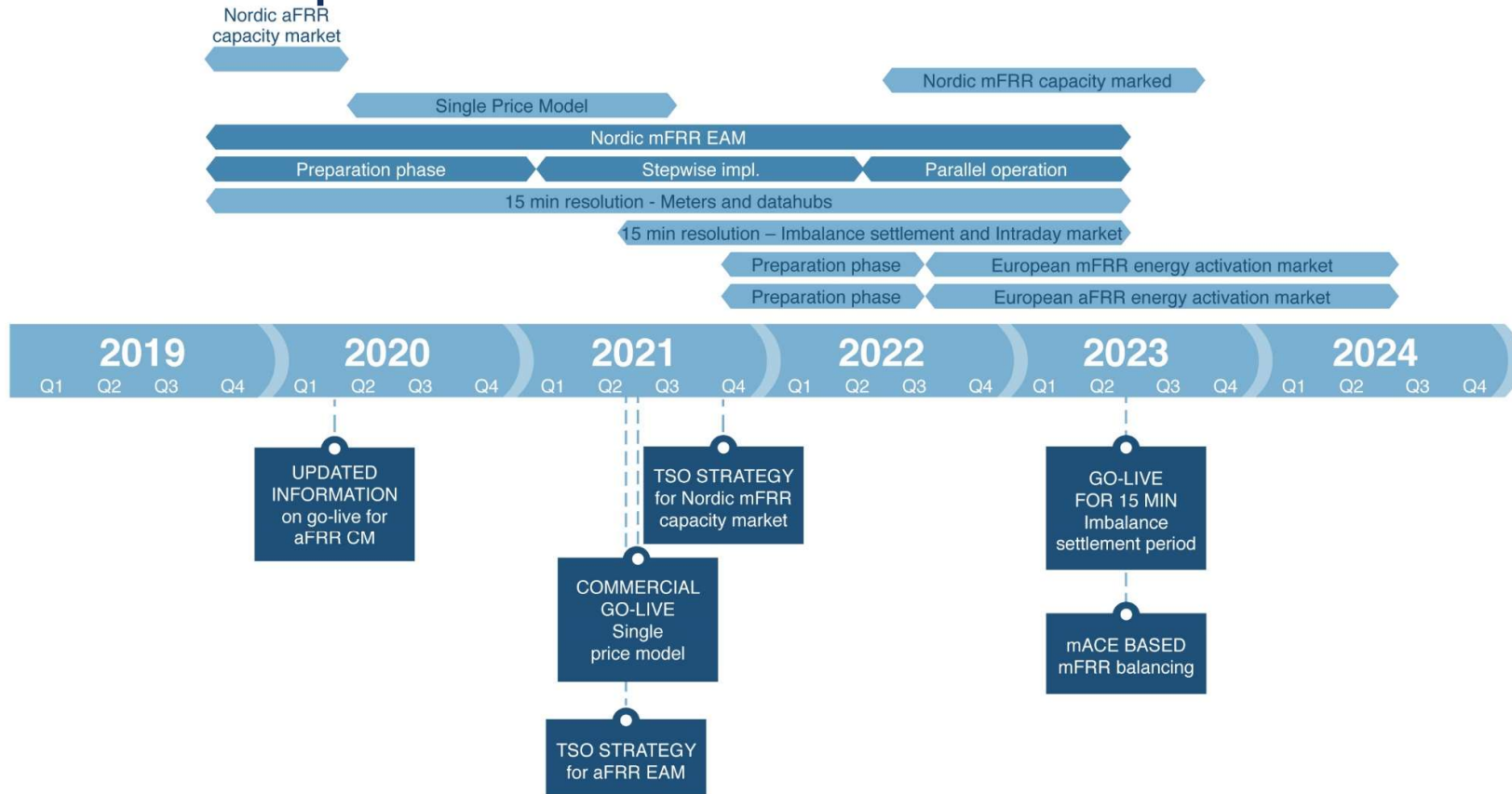
- Transparency and more detailed level of information is requested
- Concrete effects for stakeholders on business and IT-systems must be described early
- Early implementation of Single price model according to EBGL is supported by stakeholders in general
- Implementation of Nordic mFRR capacity market should not be prioritized before 15 min ISP according to stakeholder feedback
- It is important that the roadmap is realistic rather than overly ambitious
- It is important with firm date on 15 min ISP

NBM roadmap – major changes

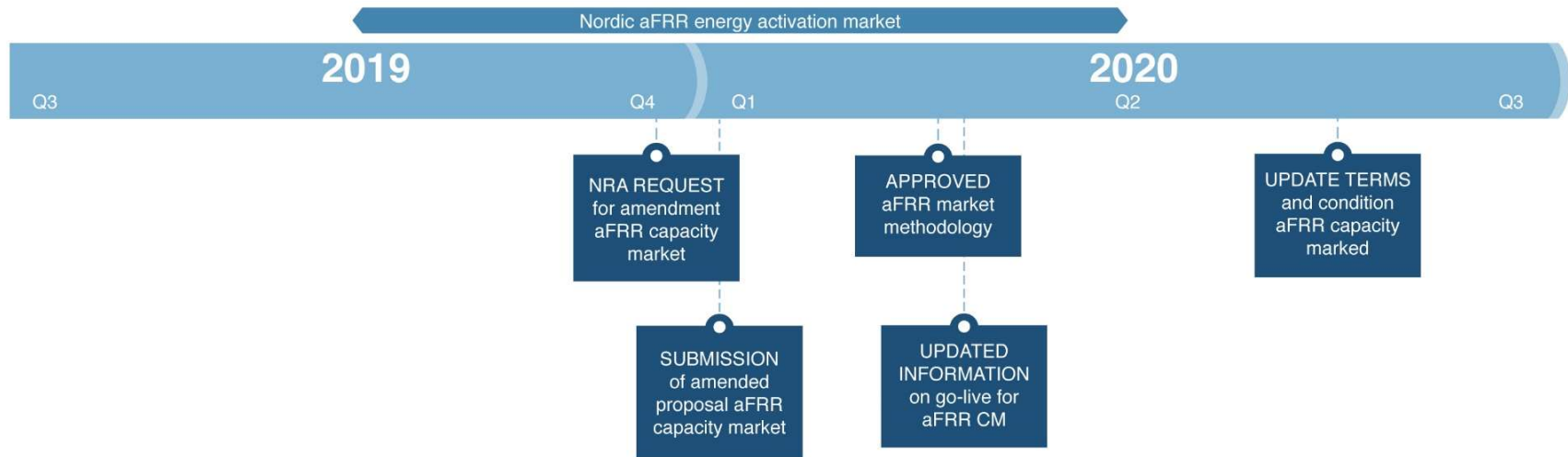
- We do not have all answers, further work will increase insight
- There will be changes



NBM roadmap



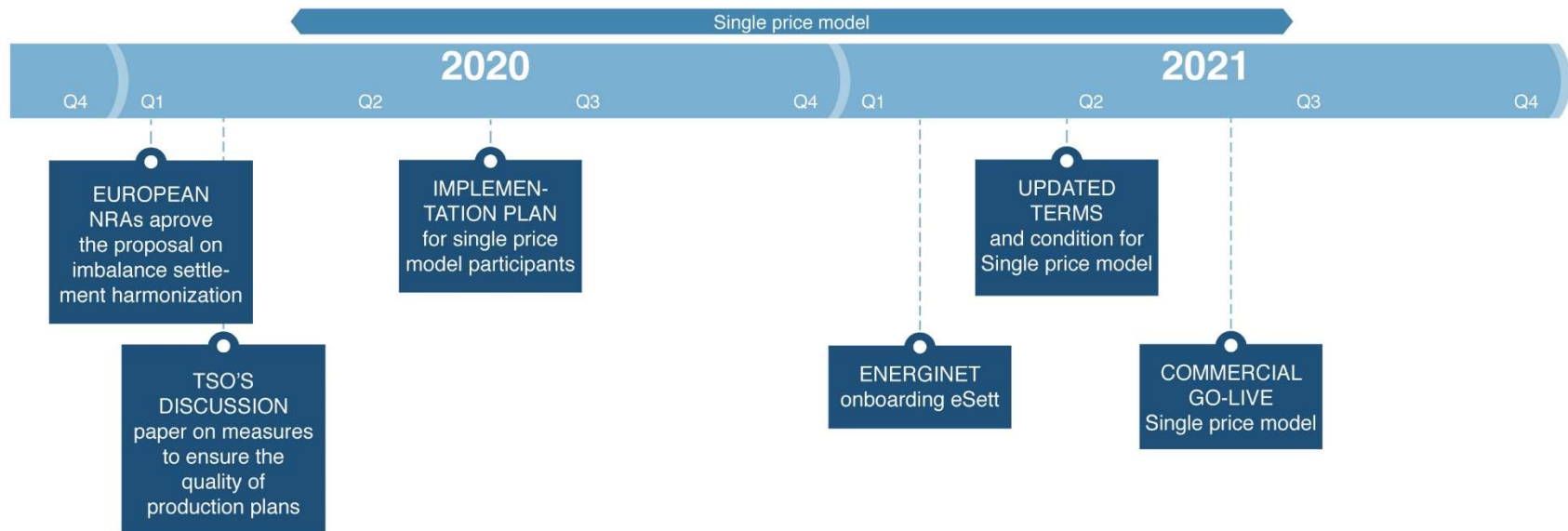
aFRR capacity market



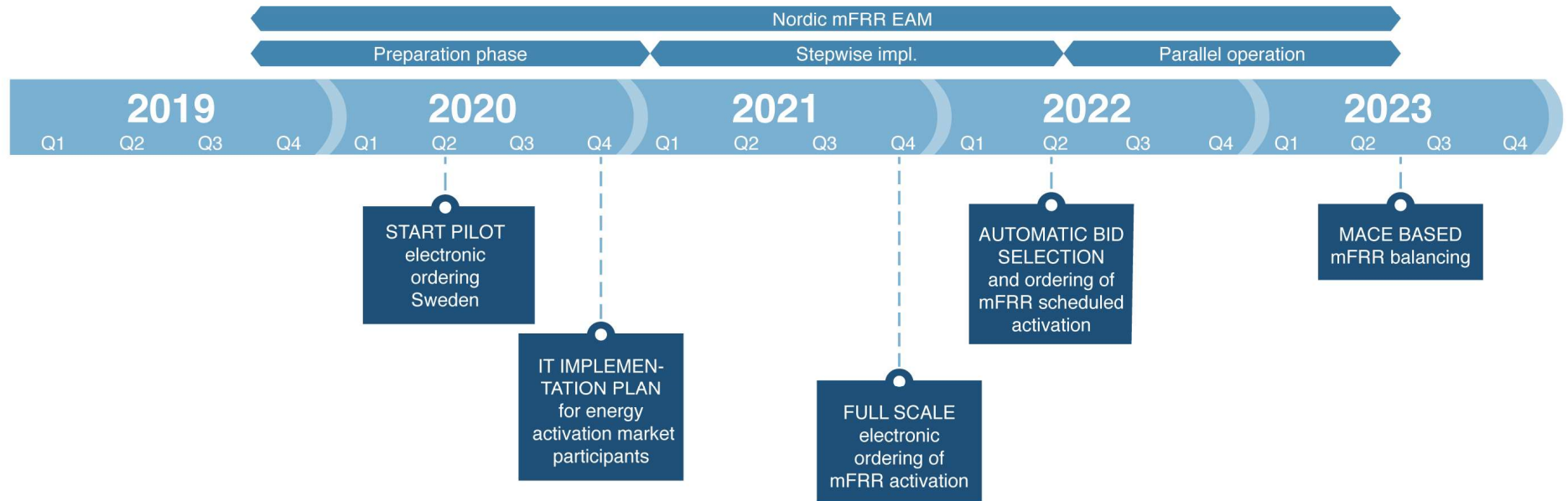
Milestone date not defined:

- Commercial go-live of Nordic aFRR capacity market
- DK1 part of Nordic aFRR capacity market

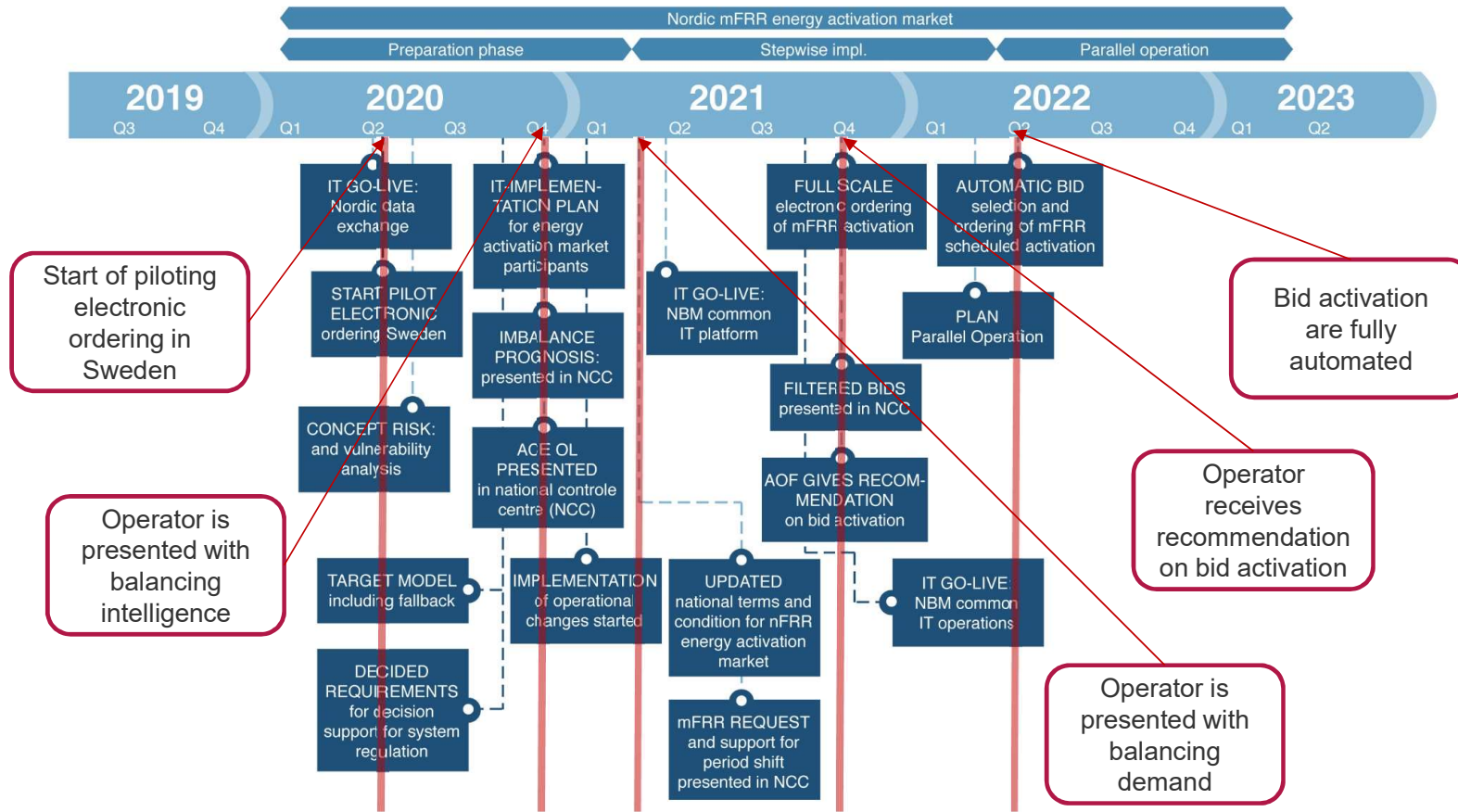
Single price model



mFRR energy activation market



mFRR energy activation internal milestones



Major milestones

Major milestone	Date
Updated information on go-live for aFRR capacity market	2020-03-01
Commercial go-live Single price model	2021-06-01
TSO strategy for aFRR energy activation market	Q2 2021
TSO strategy for Nordic mFRR capacity market	2021-10-01
Go-live for 15 min imbalance settlement period	Q2 2023
mACE based mFRR balancing	Q2 2023

Ready – Go!



Theodor Kittelsen, 1900

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

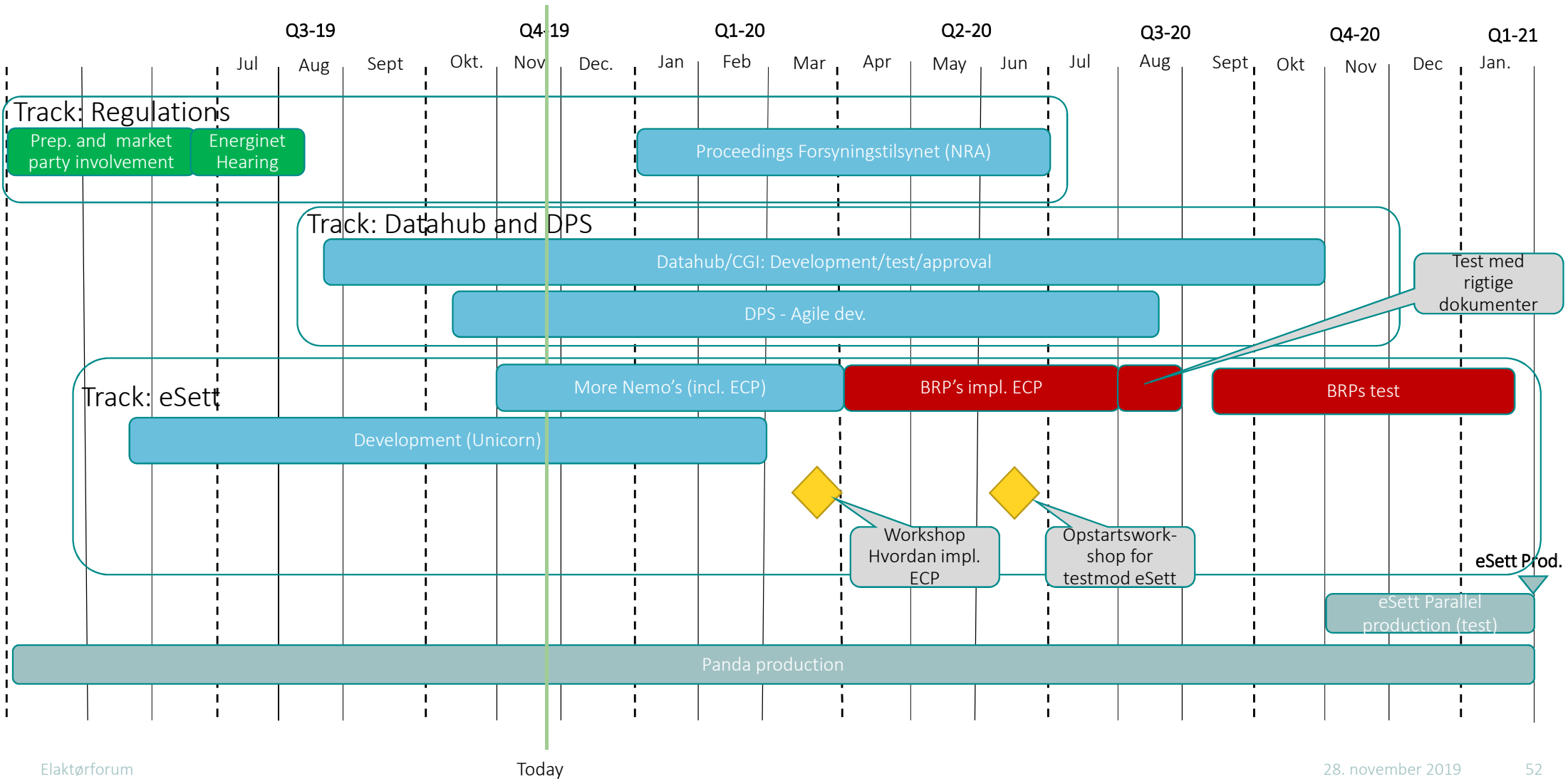
An abstract geometric pattern on the left side of the slide, composed of thin, light teal lines forming a complex, interconnected network of triangles and polygons, resembling a stylized map or a network diagram.

STATUS FOR IMPLEMENTERING AF FÆLLES NORDISK BALANCEAFREGNING

eSett

Jacob Jespersen, Project management

Panda Replacement NBS Settlement – milestone plan



Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag



ORIENTERING FRA FORSYNINGSTILSYNET

Følger

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

DET EUROPÆISKE BUDZONE STUDIE

2020-2021

*Johannes Bruun, Elsystemansvar, afdelingsleder Internationale
Elmarkeder*

REVISION AF BUDZONE KONFIGURATIONER

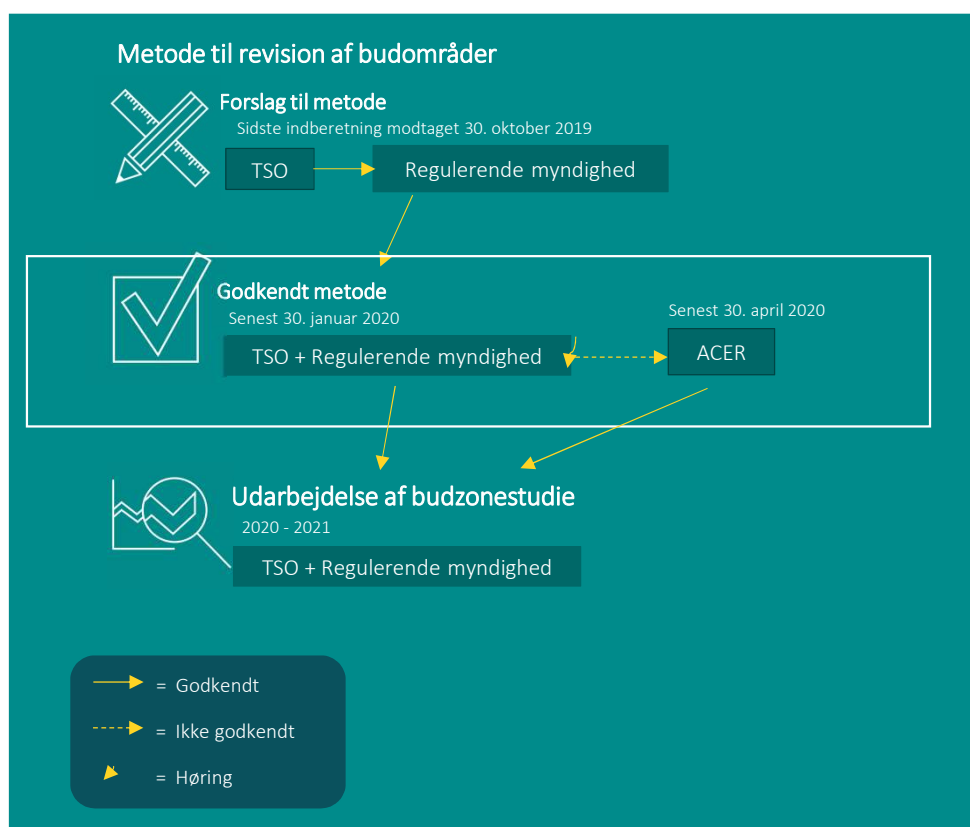
CLEAN ENERGY PACKAGE (EU regulering 2019/943) ARTIKEL 14:

- Hvert tredje år udføres et budzone studie for at evaluere eksisterende budzone konfigurationer
- Formålet er at sikre optimale budzone, hvor budzonegrænser er baseret på langsigtede strukturelle flaskehalse
- Budzoner må ikke have strukturelle flaskehalse der har en påvirkning af nabo budzoner

FORMÅLET MED ARTIKEL 14:

- At maksimere den økonomiske effektivitet og elektricitets flows på tværs af grænser
- At øge integrationen af det europæiske indre marked for energi

PROCESSEN FOR BUDZONESTUDIE



DEN INDLEVEREDE METODE:

- Budzonestudiet udføres med 2023 data
- Der udføres et budzonestudie per region – for Danmark betyder det, at Vestdanmark (DK1) er en del af Central Europa budzonestudiet, mens Østdanmark (DK2) er en del af Nordens budzonestudie
- Alternative budzone konfigurationer der skal undersøges er indleveret for Norden, mens der er indleveret *status quo* for Central Europa
- Indikatorer skal så vidt som muligt kvantificeres i pengeløb
- Der vil løbende være opfølgingsmøder på tværs af regioner for at sikre harmonisering

BUD ZONE KONFIGURATIONER FOR NORDEN

Alternative budzone konfigurationer for Norge og Sverige der skal undersøges:

SVERIGE:

- Fusionering af SE3 og SE4
- Ny SE4 budzone som omkranser Stockholm .

NORGE:

- NO4 budzone splittes til to budzoner.

FINLAND og DANMARK (DK 2):

- Ingen ændringer



BUD ZONE KONFIGURATIONER FOR CENTRAL EUROPA

Status quo - Ingen nye budzonekonfigurationer der skal undersøges.

BEGRUNDELSE:

- TSO'erne kunne ikke blive enige om et sæt af alternative konfigurationer
- Tyskland, Holland og Østrig have oprindeligt budt ind med alternative konfigurationer men disse blev trukket tilbage inden indlevering af metoden
- Nu op til ACER...



STATUS

Hvorhenne i processen er vi nu?

- Norden og Central Europas taskforce har haft opstartsmøde
- Budzone regionerne mødes i start december for at organisere arbejdet omkring budzonestudiet
- Workshop for regulatorer start januar angående konfigurationer for Central Europa
- Workshop for regulatorer start marts omkring modellering

Høring

- Der vil blive gennemført en høring af metode og antagelser i forhold til budzone studiet, hvor der opfordres til at interesserede markedsaktører melder ind med aktuelle kommentarer, bemærkninger etc.

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

MIN. 70% TILGÆNGELIG KAPACITET I ELSYSTEMET

Forklaring af artikel 16.8 i ny EU forordning
(Clean Energy Package)

Ulrik Møller, Elsystemansvar, Internationale Elmarkeder

ORDLYDEN CLEAN ENERGY PACKAGE

Forordning 2019/943, artikel 16.8

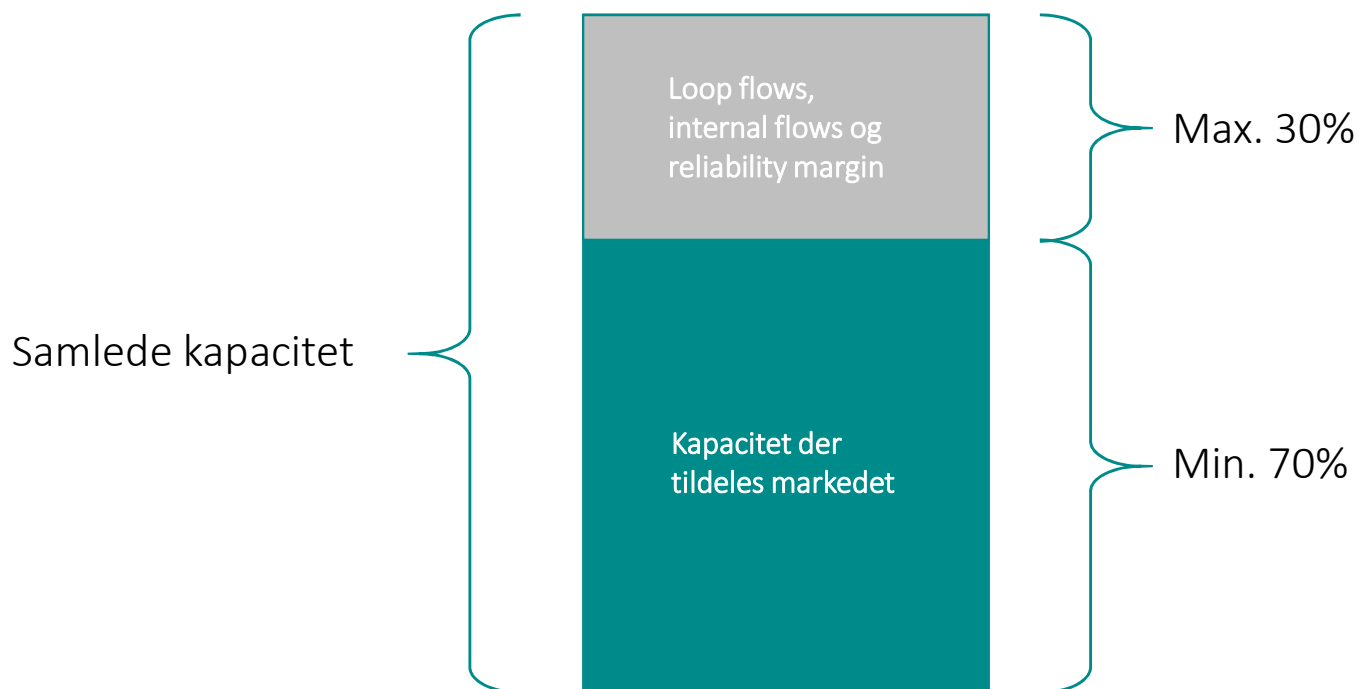
8. Transmission system operators shall not limit the volume of interconnection capacity to be made available to market participants as a means of solving congestion inside their own bidding zone or as a means of managing flows resulting from transactions internal to bidding zones. Without prejudice to the application of the derogations under paragraphs 3 and 9 of this Article and to the application of Article 15(2), this paragraph shall be considered to be complied with where the following minimum levels of available capacity for cross-zonal trade are reached:

- (a) for borders using a coordinated net transmission capacity approach, the minimum capacity shall be 70 % of the transmission capacity respecting operational security limits after deduction of contingencies, as determined in accordance with the capacity allocation and congestion management guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009;
- (b) for borders using a flow-based approach, the minimum capacity shall be a margin set in the capacity calculation process as available for flows induced by cross-zonal exchange. The margin shall be 70 % of the capacity respecting operational security limits of internal and cross-zonal critical network elements, taking into account contingencies, as determined in accordance with the capacity allocation and congestion management guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009.

The total amount of 30 % can be used for the reliability margins, loop flows and internal flows on each critical network element.

DET NYE ER, AT KRAVET ER REDUCERET FRA 100% TIL 70% (?)

Betyder det, at en TSO overholder loven hvis der (kun) tildeles 70%?

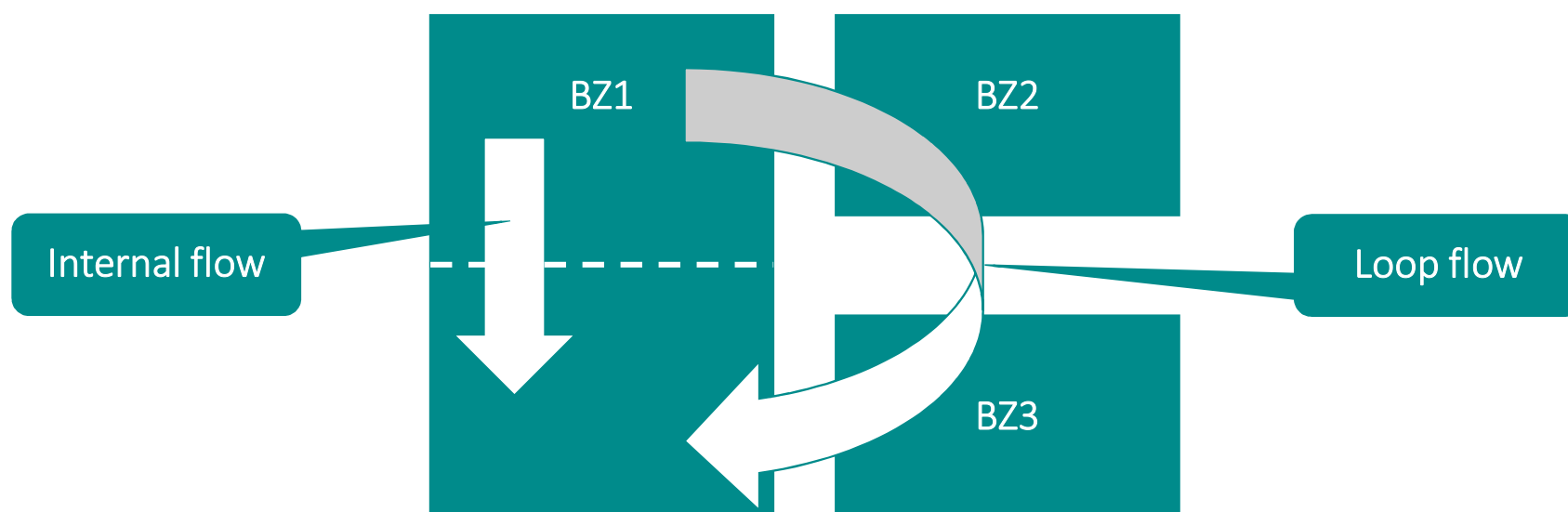


Udmøntningen går på:

- 1) at det de 30% der håndhæves og
- 2) det skal kunne påvises, at der kun indgår de tre nævnte elementer i opgørelsen

HVAD ER LOOP FLOW OG INTERNAL FLOW?

Disse flows følger hovedsagligt af for få budzoner og optager (utilsigtet) kapacitet i nettet, derfor er det relevant at disse indgår i 30%- målet



FORMÅLET (SOM TIDLIGERE) ER, AT SIKRE MOD UNDUE DISCRIMINATION

De 70% kan således siges at være en udmøntning af dette

4. The maximum level of capacity of the interconnections and the transmission networks affected by cross-border capacity shall be made available to market participants complying with the safety standards of secure network operation. Counter-trading and redispatch, including cross-border redispatch, shall be used to maximise available capacities to reach the minimum capacity provided for in paragraph 8. A coordinated and non-discriminatory process for cross-border remedial actions shall be applied to enable such maximisation, following the implementation of a redispatching and counter-trading cost-sharing methodology.

- Hvor både samfundsøkonomi og driftssikkerhed tidligere kunne benyttes som argumenter for ikke, at tildele fuld kapacitet, spiller samfundsøkonomi ikke længere en rolle for "de første 70%", men kun fra 70% og opefter.
- TSO'en skal således indregne muligheder for re-dispatch og modhandel, der sikrer de første 70% uanset pris, og kun driftssikkerhed kan benyttes som begrundelse for mindre kapacitetstildeling

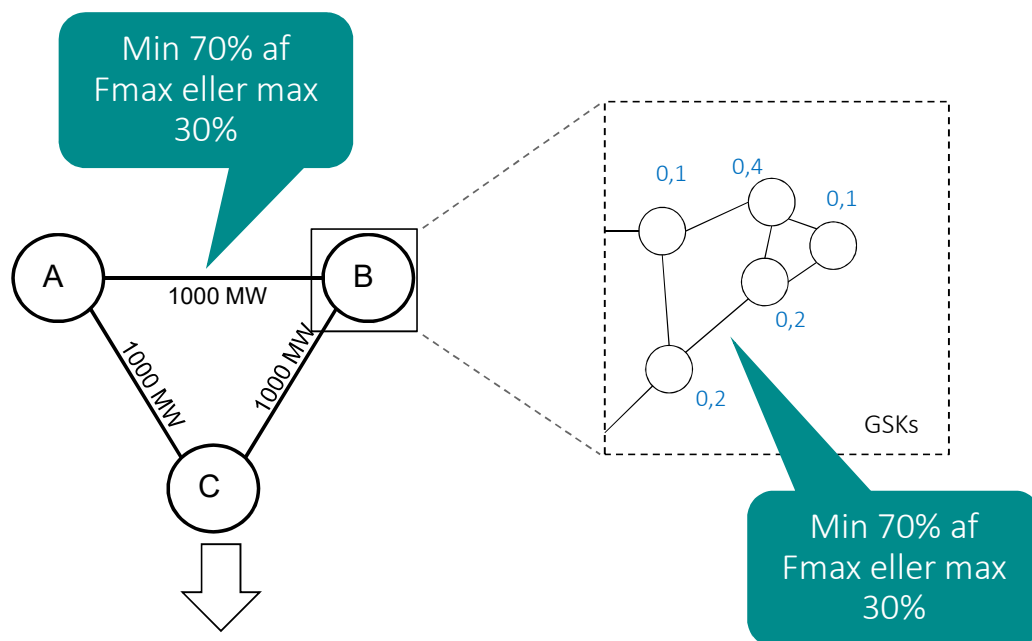
HVAD MÅLES DER PÅ?

Der måles på time basis, og på alle relevante netelementer

- For begge metoder måles på:
 - Time basis
 - På interne – og eksterne netelementer
- Der må tages hensyn til planlagte udetider, således at det måles om kapaciteten udgør 70% af den resterende kapacitet

ILLUSTRATION AF HVORDAN DER MÅLES

Der måles på både CNE'er som udgøres af budzonegrænser og interne netelementer



Line (CNE)	Max flows	PTDFs A	PTDFs B	PTDFs C
A -> B	1000 MW	33 %	- 33 %	0
B -> C	1000 MW	33 %	67 %	0
A -> C	1000 MW	67 %	33 %	0

HVAD BETYDER DET FOR ENERGINET?

Formentlig mindre end for andre TSO'er

- Pt. har vi ingen nævneværdige interne begrænsninger ved intakt net
- Der er ikke indleveret en action plan (som har til formål at vise, hvordan et medlemsland på sigt bringer sig i overensstemmelse med regler, givet at det ikke er muligt i dag)
- Men, vi har igangsat en analyse om mulige udfordringer fremadrettet
- I så fald der er udfordringer, vil dette blive håndteret med modhandel og re-dispatch i det omfang, det er muligt

Dagsorden - Elaktørforum den 28. november 2019 - kl. 10:00 - ca. 15:00	
9:30 – 10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Kapacitet på udlandsforbindelserne
3	Transmissionsrettigheder
4	Status NBM og europæiske balanceringsplatforme (herunder Roadmap)
5	Status for implementering af fælles nordisk balanceafregning (eSett)
	Frokost
6	Orientering fra Forsyningstilsynet
7	Bidding Zone Study
8	Minimumskapaciteter (70% reglen)
9 (gennemgås ikke på mødet)	Status - Implementering af netregler (Network Codes/Guidelines)
	Evaluering, tak for i dag

IMPLEMENTERING AF NETREGLER

Præsenteres ikke på mødet – med som information

STATUS FOR NETREGLER – JUNI 2019

Netregel	2015	2016	2017	2018	2019
Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM)	Trådt i kraft den 14. aug.	IMPLEMENTERING			
Forward Capacity Allocation Guideline (FCA)		Trådt i kraft den 17. okt.	IMPLEMENTERING		
Electricity Balancing Guideline (EB)			Trådt i kraft den 18. dec.	IMPLEMENTERING	
Requirements for Generators (RfG)		Trådt i kraft den 16. maj	IMPLEMENTERING		
Demand Connection Code (DCC)		Trådt i kraft den 7. sept.	IMPLEMENTERING		
HVDC Connection Code (HVDC)		Trådt i kraft den 28. sept.	IMPLEMENTERING		
System Operation Guideline (SOG)			Trådt i kraft den 14. sep.	IMPLEMENTERING	
Emergency and Restoration (ER)			Trådt i kraft den 18. dec.	IMPLEMENTERING	

MARKEDSNETREGLER - GENERELT

Oversigt over deadlines

Høringer

- Størstedelen af forslag til metoder, vilkår og betingelser skal i høring
 - Høringer varer minimum 1 måned - kommentarer afgives på ENTSO-E's hjemmeside (eller Europex, hvis NEMO høring)

Godkendelsesproces

- Alle forslag sendes til godkendelse hos de nationale regulatorer (NRA)
 - "All TSOs" forslag godkendes af "All NRAs" – "CCR TSOs" forslag godkendes af "CCR NRAs"
 - Godkendelsesproces: 6 måneder fra den dato, hvor den sidste TSO har sendt forslag til godkendelse
- NRAs kan bede om ændringer til forslag
 - 2 måneder til at opdatere forslag – 2 måneder til efterfølgende at godkende opdateret forslag
- Hvis NRAs ikke kan godkende forslag, starter godkendelsesproces hos ACER
 - 6 måneder til beslutning

GODKENDTE METODER

Under markedsnetreglerne

- Godkendte metoder under CACM findes på Energinets hjemmeside
 - <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Regler-for-elmarkedet/Netregler-marked/CACM-Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser-nationale-gennemfoerelsesforanstaltninger>
- Godkendte metoder under FCA findes på Energinets hjemmeside
 - <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Regler-for-elmarkedet/Netregler-marked/FCA-Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser-nationale-gennemfoerelsesforanstaltninger>

HØRINGER – METODER UNDER NETREGLER

Høringer findes generelt her: https://consultations.entsoe.eu/consultation_finder/

Vær desuden opmærksom på NordREG's hjemmeside:

<https://www.nordicenergyregulators.org/public-consultations/>

ENTSO-E INFORMATION OM NETREGLER

Dedikeret hjemmeside om netregler

https://www.entsoe.eu/network_codes/

De næste tre slides viser tidsplan for de tre markedsnetregler samt link til ENTSO-E's sider om hver netregel.

På hjemmeside for den enkelte markedsnetregel, kan man finde mere information om hver metode.

ELECTRICITY BALANCING - EB

https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

EB GL All/relevant TSOs and ENTSO-E tasks	2019												2020											
	J	F	M	A	M	J	J	A	A	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	A	O	N	D
Proposal for implementation framework for European mFRR Platform																								
Proposal for implementation framework for European aFRR Platform																								
Proposal for implementation framework for European IN Platform																								
Proposal for list of Standard Balancing Capacity Products																								
Proposal for Activation Purposes																								
Proposal for pricing method for all products																								
develop a proposal to harmonise the methodology for the allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity																								
Proposal for a methodology for cooptimised CZC allocation																								
Proposal for a methodology for market based CZC allocation																								
Proposal for a methodology for the allocation of cross-zonal capacity based on an economic efficiency analysis																								
Proposal for TSO-TSO settlement of ramps and FCR within SA																								
Proposal of TSO-TSO settlement of ramps and FCR between SA																								
Proposal for TSO-TSO settlement of unintended exchanges within SA																								
Proposal for TSO-TSO settlement of unintended exchanges between SA																								
Proposal for harmonisation of certain features of imbalance calculation & pricing																								

- Process for drafting proposal
- Public Consultation
- TSO deadline for submitting proposal
- CCRs Drafting Proposals

- NRA Approval preparation
- NRA Approval publication
- ACER Decision preparation
- ACER Decision publication

- Derogation
- Implementation
- Implementation Deadline
- w Workshop