

SVENSKA KRAFTNÄT

Referensgrupp – Obalansprissättning

Möte 3, 25 augusti 2026

Fysiskt möte

Agenda

Referensgrupp Obalansprissättning

09:00

1. Inledning

2. Metod för beräkning av obalanspris

11:30 LUNCH

3. VoAA

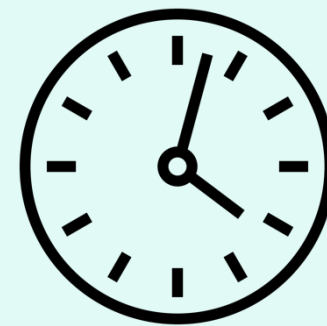
4. Nationella randvillkor

14:30 PAUS

5. Mitigerande åtgärder

6. Övrigt och avslut

Observera att materialet är framtaget som diskussionsunderlag och inget slutligt förslag för obalansprissättning är beslutat.



Syfte och mål med dagen

Syfte

Syftet med dagens möte är att tillsammans utforska och diskutera olika principer och alternativ för obalansprissättning.

De alternativ som presenteras i utskickat diskussionsunderlag används som exempel för att skapa dialog och pröva olika idéer och perspektiv, snarare än som konkreta förslag eller rekommendationer.

Mål

Att identifiera styrkor, svagheter, konsekvenser och viktiga frågeställningar kopplade till olika alternativ samt samla inspel till det fortsatta arbetet med att ta fram ett konkret förslag för obalansprissättning.



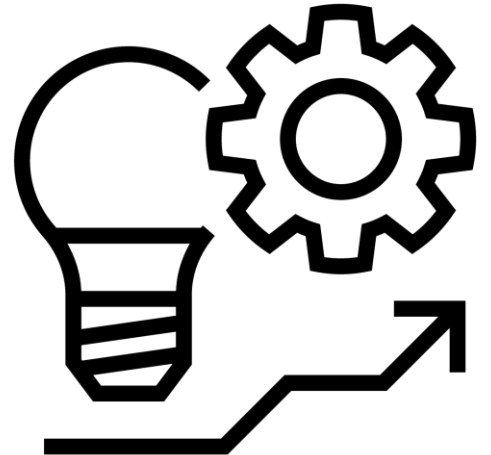
Förtydligande

- Alternativen som presenteras är framtagna som underlag för diskussion och är inte konkreta förslag från Svenska kraftnäts sida.
- Ett konkret förslag som går utanför ISHM skulle behöva förankring och beslut i fler led inom Svenska kraftnät.
- Energimarknadsinspektionen behöver också ge godkännande av undantag om förslag går utanför ISHM.
- I arbetet vill vi ta höjd för att det kan finnas möjlighet till ändringar av ISHM framöver. Därför vill vi veta vad aktörerna anser om olika alternativ som inte är inom ramen för ISHM som den ser ut idag.
 - Om Svenska kraftnät och/eller svenska aktörer ser stora fördelar med alternativ som ligger utanför dagens ISHM kan Svenska kraftnät arbeta för att försöka ändra regelverket.

2. Metod för beräkning av obalanspris

Målsättning med obalansprissättningen

- Ge marknaden kostnadsriktiga prissignaler samtidigt som effekterna av tillfälliga prisspikar dämpas
- Minska prissvängningar genom att ta hänsyn till behov och FRR-priser som speglar hela kvarten
- Ta hänsyn till relevanta FRR-priser från det samreglerade området
- Låta obalanspriserna spegla realtidsvärdet av energi på balansmarknaderna
- Ge incitament att handla sig i balans på intradagmarknaden
- Sträva efter en kostnadsneutral obalansprissättning för TSO:n



Alternativ för jämförelse och diskussion

1. Volymviktat medelpris av mFRR SA, mFRR DA- och aFRR-priser (Volume Weighted Average, VWA)

- Volym (behov) och FRR-priser tas med i beräkningen enbart om elområdets dominerande riktning är densamma som aktiveringsriktningen **och** elområdet har ett behov i samma riktning som aktiveringen
- Detta är ett av alternativen från den europeiska metoden för obalansprissättning, ISHM

Syfte:

- Ge TSO:n kostnadstäckning för aktiveringar av balansenergi
- Ge stabila obalanspriser och dämpa prisspikar
- Ge en tillräckligt stark prissignal om balanseringsbehovet

Konsekvenser:

- En aktivering för en liten del av en ISP kan bli prissättande för hela ISP:n
- Otydliga och svårförutsägbara prissignaler vid små obalanser

Alternativ, fortsättning

2. Justerad VWA-beräkning där samtliga volymer och priser används

- Samtliga volymer (behov) och FRR-priser där ett elområde haft ett behov inkluderas, oavsett behovets riktning och eventuell nettning
- Detta alternativ är inte helt i linje med ISHM

Syfte:

Fånga upp inspel från referensgruppen gällande följande:

- Ge ett obalanspris som är mer representativt för hela ISP:n och minska risken att ett litet behov eller ett extremt pris får ett stort genomslag i obalanspriset. Det kan åstadkommas genom att ta med samtliga behov.
- Stabilare obalanspris när ett elområde är nära balans
- Skapa mer sammanlänkning mellan elområden som har tillgänglig överföringskapacitet

Konsekvenser:

- ISHM syftar till att harmonisera de övergripande principerna i balansavräkningen mellan europeiska länder. Frångår vi ISHM så frångår vi harmoniseringen både mot Europa och inom Norden.
- Ologiska prissignaler genom att priser som representerar uppreglering kan användas för nedregleringsbehov och tvärto



Alternativ, fortsättning

3. VWA-beräkning med samtliga volymer och FRR-pris eller VoAA-pris

- Samtliga volymer (behov) tas med. Om elområdets behov matchar aktiveringsriktningen används mFRR- respektive aFRR-priset. Om elområdets behov inte matchar aktiveringsriktningen används priset för VoAA
- Detta alternativ är inte helt i linje med ISHM.

Syfte:

Fånga upp inspel från referensgruppen gällande följande:

- Ge ett obalanspris som är mer representativt för hela ISP:n och minska risken att ett litet behov eller ett extremt pris får ett stort genomslag i obalanspriset. Det kan åstadkommas genom att ta med samtliga behov.
- Stabilare obalanspris när ett elområde är nära balans
- Skapa mer sammanlänkning mellan elområden som har tillgänglig överföringskapacitet

Säkerställa att obalanspriset alltid är högre än VoAA när ett elområde haft uppregringsbehov och lägre än VoAA när ett elområde haft nedregleringsbehov

Konsekvenser:

- När ett område varit nära balans eller fått majoriteten av sina behov nettade är obalanspriset nära det neutrala VoAA-priset
- Det blir viktigt att ha en ändamålsenlig VoAA-beräkning
- ISHM syftar till att harmonisera de övergripande principerna i balansavräkningen mellan europeiska länder. Frångår vi ISHM så frångår vi harmoniseringen både mot Europa och inom Norden.



Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)
	Area A	Area A
aFRR run1		$100 = 100 * (5/60) = 8,33$
aFRR run2		$0 = 0$
aFRR run3		$-100 = -100 * (5/60) = -8,33$
mFRR SA		$100 = 100 * (15/60) = 25$
VoAA	75	
Net Reg (MWh)		25
Dom direction BZ		UP
Total Abs Volume (MWh)		41,67
Volume Weighted Price (€/MWh)		

Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)
	Area A	Area A	Area B	Area B
aFRR run1		$100 = 100 * (5/60) = 8,33$		$-50 = -50 * (5/60) = -4,17$
aFRR run2		$0 = 0$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$
aFRR run3		$-100 = -100 * (5/60) = -8,33$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$
mFRR SA		$100 = 100 * (15/60) = 25$		$-50 = -50 * (15/60) = -12,5$
VoAA		75		75
Net Reg (MWh)		25		-18,33
Dom direction BZ		UP		DOWN
Total Abs Volume (MWh)		41,67		18,33
Volume Weighted Price (€/MWh)				

Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Activation Price (€/MWh)	Activation direction
	Area A	Area A	Area B	Area B		
aFRR run1		$100 = 100 \cdot (5/60) = 8,33$		$-50 = -50 \cdot (5/60) = -4,17$	150	UP
aFRR run2		$0 = 0$		$-10 = -10 \cdot (5/60) = -0,83$	-50	DOWN
aFRR run3		$-100 = -100 \cdot (5/60) = -8,33$		$-10 = -10 \cdot (5/60) = -0,83$	-100	DOWN
mFRR SA		$100 = 100 \cdot (15/60) = 25$		$-50 = -50 \cdot (15/60) = -12,5$	100	UP
VoAA		75		75	75	
Net Reg (MWh)		25		-18,33		
Dom direction BZ		UP		DOWN		
Total Abs Volume (MWh)		41,67		18,33		
Volume Weighted Price (€/MWh)						

Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Activation Price (€/MWh)	Activation direction	Price for Imbalance Price Calc (€/MWh)
	Area A	Area A	Area B	Area B			Area A
aFRR run1	100	$100 * (5/60) = 8,33$	-50	$-50 * (5/60) = -4,17$	150	UP	150
aFRR run2	0	$0 = 0$	-10	$-10 * (5/60) = -0,83$	-50	DOWN	-
aFRR run3	-100	$-100 * (5/60) = -8,33$	-10	$-10 * (5/60) = -0,83$	-100	DOWN	-100
mFRR SA	100	$100 * (15/60) = 25$	-50	$-50 * (15/60) = -12,5$	100	UP	100
VoAA	75		75		75		
Net Reg (MWh)		25		-18,33			
Dom direction BZ		UP		DOWN			
Total Abs Volume (MWh)		41,67		18,33			
Volume Weighted Price (€/MWh)							

Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Activation Price (€/MWh)	Activation direction	Price for Imbalance Price Calc (€/MWh)	Price for Imbalance Price Calc (€/MWh)
	Area A	Area A	Area B	Area B			Area A	Area B
aFRR run1		$100 = 100 * (5/60) = 8,33$		$-50 = -50 * (5/60) = -4,17$	150	UP	150	75
aFRR run2		$0 = 0$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$	-50	DOWN	-	-50
aFRR run3		$-100 = -100 * (5/60) = -8,33$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$	-100	DOWN	-100	-100
mFRR SA		$100 = 100 * (15/60) = 25$		$-50 = -50 * (15/60) = -12,5$	100	UP	100	75
VoAA		75		75	75			
Net Reg (MWh)		25		-18,33				
Dom direction BZ		UP		DOWN				
Total Abs Volume (MWh)		41,67		18,33				
Volume Weighted Price (€/MWh)								

Exempel beräkning: Alternativ 3

Exempel 5 i utskickat material: FRR-pris eller VoAA

	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Satisfied Volume (MW)	Satisfied Volume (MWh)	Activation Price (€/MWh)	Activation direction	Price for Imbalance Price Calc (€/MWh)	Price for Imbalance Price Calc (€/MWh)
	Area A	Area A	Area B	Area B			Area A	Area B
aFRR run1		$100 = 100 * (5/60) = 8,33$		$-50 = -50 * (5/60) = -4,17$	150	UP	150	75
aFRR run2		$0 = 0$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$	-50	DOWN	-	-50
aFRR run3		$-100 = -100 * (5/60) = -8,33$		$-10 = -10 * (5/60) = -0,83$	-100	DOWN	-100	-100
mFRR SA		$100 = 100 * (15/60) = 25$		$-50 = -50 * (15/60) = -12,5$	100	UP	100	75
VoAA		75		75	75			
Net Reg (MWh)		25		-18,33				
Dom direction BZ		UP		DOWN				
Total Abs Volume (MWh)		41,67		18,33				
Volume Weighted Price (€/MWh)							$= [(8,33 * 150) + (8,33 * -100) + (25 * 100)] / 41,67$	$= [(4,17 * 75) + (0,83 * -50) + (0,83 * -100) + (12,5 * 75)] / 18,33$
							69,97	61,42

Exempel verkliga data: Danmark (DK1)

Innan vi har en energiaktiveringsmarknad för aFRR i Sverige har vi inga aFRR-energipriser från svenska elområden att använda för analys. Vi beräknar inte heller behovet av aktivering av aFRR utifrån områdesobalansen (ACE) ännu.

För elområden som anslutit till PICASSO finns dessa data tillgängliga. aFRR-behov och -priser kommer att skilja mellan dessa elområden och de svenska på grund av olika förutsättningar. Eftersom referensgruppen har efterfrågat data och analys av hur olika alternativ för obalansprissättning kommer att påverka har vi gjort ett urval av data från Danmark (DK1) och applicerat olika alternativ för beräkning av obalanspris. Analysen kan användas som en jämförelse mellan de olika alternativen för obalansprissättning men bör inte användas för att dra slutsatser om hur behov och priser för aFRR kommer att se ut för svenska elområden.

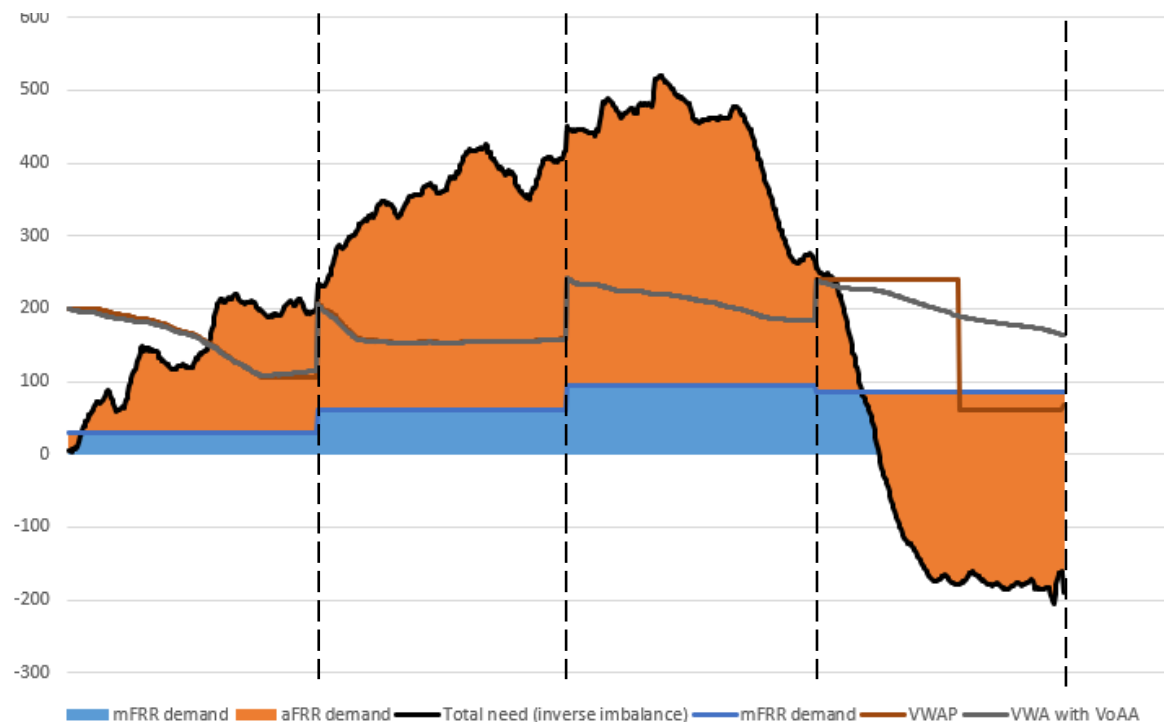
Graferna på följande sidor baseras på historisk data och verkliga behov, aktiveringar och priser för elområde DK1.

Exempel när obalansen vänder

Obalanspris: EUR/MWh
Volym: MW

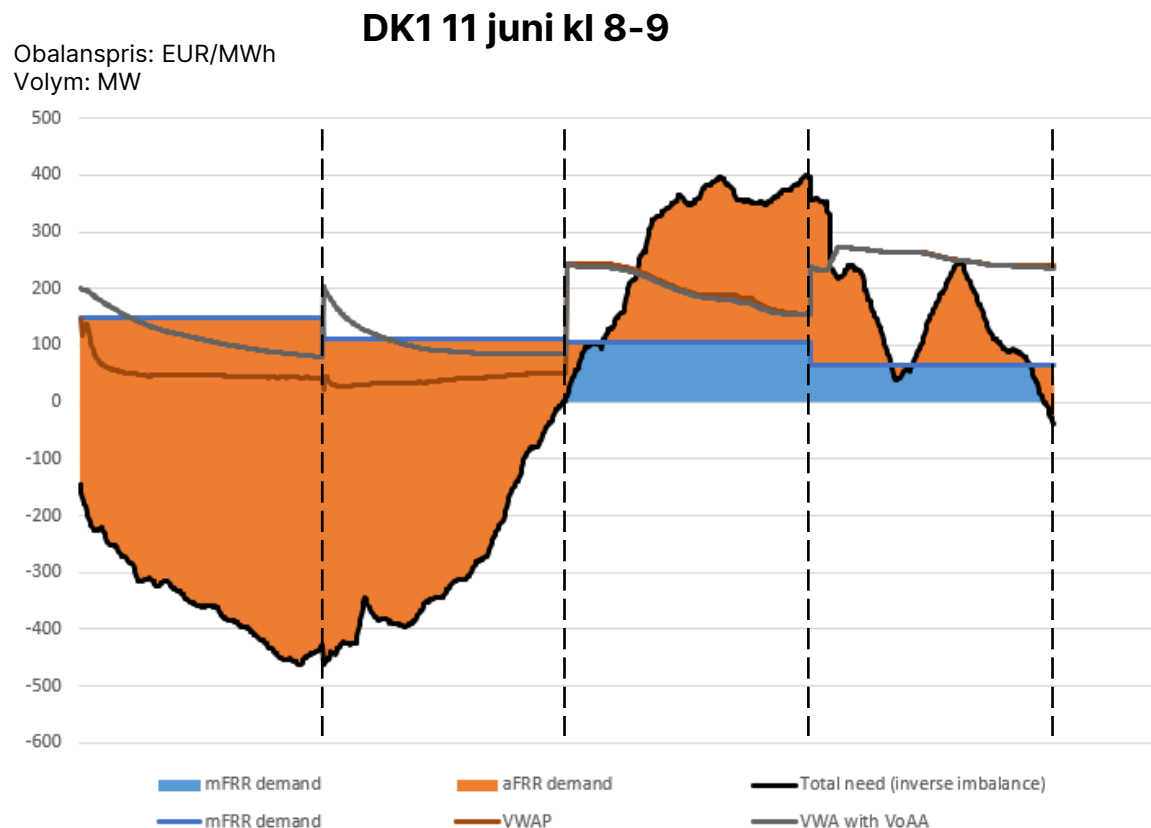
DK1 11 juni kl 7-8

- mFRR (blå) är positiv under hela intervallet även om behovet som helhet vänt till negativt
- När mFRR och aFRR aktiveras i samma riktning blir obalanspriset likt med VWA-beräkningen och alternativet med VoAA-priser
 - VoAA-alternativet tar ibland med FRR-pris eller VoAA när VWA inte tar med priset alls
- När behovet svänger under en ISP har VWA-beräkningen en skarp brytpunkt när behovet slår över och blir övervägande negativt. Beräkningen med VoAA-priser förskjuts mer gradvis.



Exempel, fortsättning

- När mFRR och aFRR är aktiverade i olika riktning skiljer alternativen för obalanspriset mer.
 - VWA ger starkare prissignaler för nedregleringen då mFRR aktiveringar inte vägs in
- När mFRR och aFRR är aktiverade i samma riktning under en hel ISP är det mindre skillnad mellan alternativen.



Diskussion

Avvägningar / motsättningar – vad är viktigast?

- Enkelhet / bättre spegla obalanserna under en hel ISP
- Harmonisering med övriga Norden / fånga upp brister i ISHM



3. VoAA

VoAA – när inga aktiveringar har skett

- Säkerställa att obalanspriset speglar realtidsvärdet av energi även när aktiveringar saknas
- Enligt ISHM ska VoAA baseras på budpriser, vilket kan tillämpas på många olika sätt, tex:
 - Mittpris av första upp- och nedregleringsbud
 - mFRR SA-priset har diskuterats som alternativ av andra nordiska TSO:er

Syfte:

- Mittpris ska ge en neutral marknadssignal och är en enkel metod
- mFRR SA-priset är också en enkel metod och blir ett nytt referenspris som dagen före-priset idag

Konsekvenser:

- Mittpris blir känsligt för prissättning på enskilda bud då enbart första budet för upp- respektive nedreglering används
- mFRR SA-priset ger inte ett neutralt VoAA-pris eftersom SA-priset har en riktning

VoAA – en förbättrad metod

- Ett mer ändamålsenligt sätt att bestämma VoAA är att använda det pris som balanseringsplattformarna hade producerat i en situation där systemet var perfekt balanserat.

Syfte:

- Ge samma neutrala prissignal som mittpris-metoden, utan att riskera skeva VoAA-priser, pga. enstaka budpriser

Konsekvenser:

- Ökad komplexitet

Exempel på VoAA-beräkning

BSP buden som prismässigt överlappar kan matchas emot varandra i ett samreglerat område. Vid noll-behov kan då en mittpunkt för VoAA beräknas för vardera elområde.

Beräknad mittpunkt är medelvärde av priserna på det högsta matchade uppregreringsbudet och lägsta matchade nedregleringsbudet.

Om inga bud överlappar så blir VoAA-priset mittpunkten mellan billigaste uppregreringsbudet och det dyraste nedregleringsbudet (mittpris i tabell nedan).

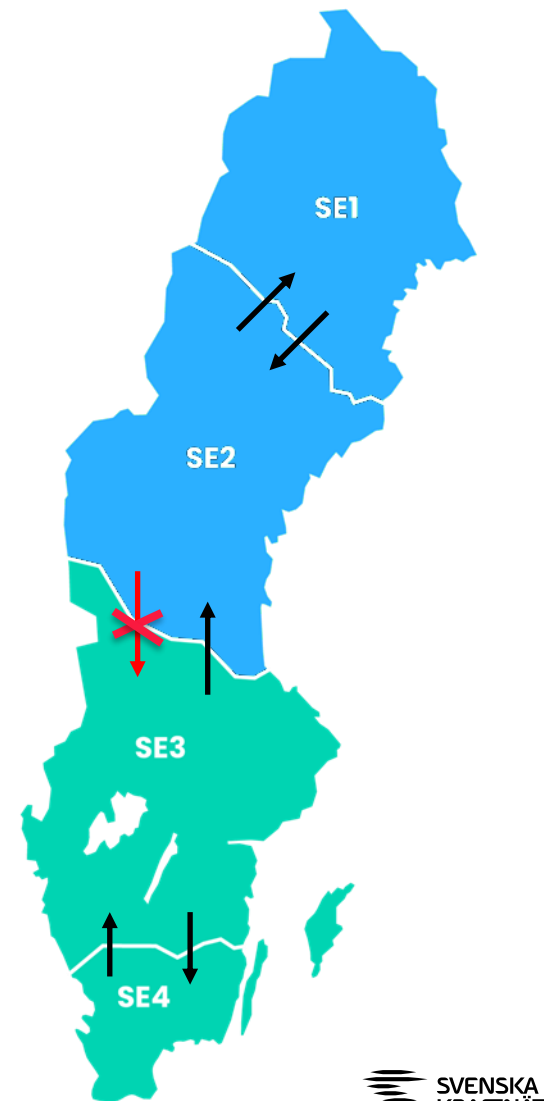
(EUR/MWh)	Mittpris	Beräknad mittpunkt
SE1	10,02	6,8
SE2	10,02	6,8
SE3	77,7	82,55
SE4	77,7	82,55

Budlista

SE1/SE2	Pris	Volym	SUM	BZ
Upp	8,2	12	29	SE1
	5,6	10	17	SE2
	3,25	5	7	SE1
	2,54	2	2	SE1
Ned	17,5	4	4	SE2
	15,0	3	7	SE2
	8,0	10	17	SE1
	5,81	6	23	SE2

Budlista

SE3/SE4	Pris	Volym	SUM	BZ
Upp	102,0	7	16	SE4
	80,0	5	9	SE3
	78,3	3	4	SE3
	65,2	1	1	SE3
Ned	90,2	8	8	SE4
	85,1	1	9	SE4
	50,2	2	11	SE3
	44,3	6	17	SE4



Ytterligare exempel

Med fri prissättning på bud skulle ett uppregeringsbud i SE1/SE2 kunna prissättas till tex. -1000 EUR/MWh .

Med mittpris-metoden blir VoAA-priset i SE1 & SE2 -491,25 EUR/MWh. Det extremt lågt prissatta budet påverkar VoAA-priset och ger en skev prissignal.

”Beräknad mittpunkt” är medelvärde av priserna på det högsta matchade uppregeringsbudet och lägsta matchade nedregleringsbudet, på samma sätt som plattformarna hade räknat ut det. Denna metod dämpar effekten av det extrema budet.

Budlista

SE1/SE2	Pris	Volym	SUM	BZ
Upp	8,2	12	29	SE1
	5,6	10	17	SE2
	3,25	5	7	SE1
	-1000	2	2	SE1
Ned	17,5	4	4	SE2
	15,0	3	7	SE2
	8,0	10	17	SE1
	5,81	6	23	SE2

(EUR/MWh)	Mittpris	Beräknad mittpunkt
SE1	-491,25	6,8
SE2	-491,25	6,8

VoAA beräknat som mittpris av billigaste uppregeringsbudet och det dyraste nedregleringsbudet för mFRR (historiska budpriser).

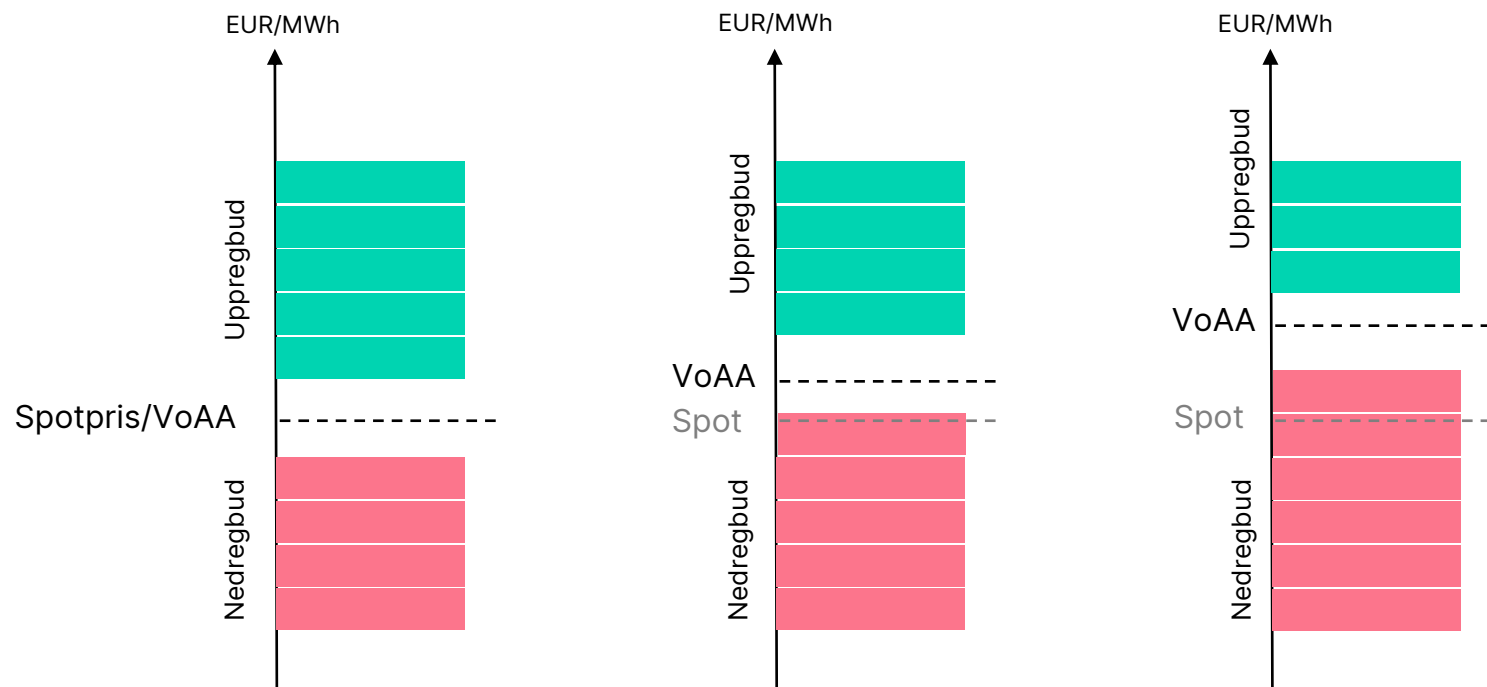
I mFRR EAM sätter dagen före-priset golv och tak för upp- respektive nedregleringsbuden. Därför finns inga överlappande upp- och nedregleringsbud i mFRR EAM.

	SE1	SE2	SE3	SE4
Spotpris €/MWh	32,33	31,9	59,44	81,82
VoAA €/MWh	19,51	31,49	50,18	98,89

Jämförelse spotpris och VoAA per elområde, för en ISP.

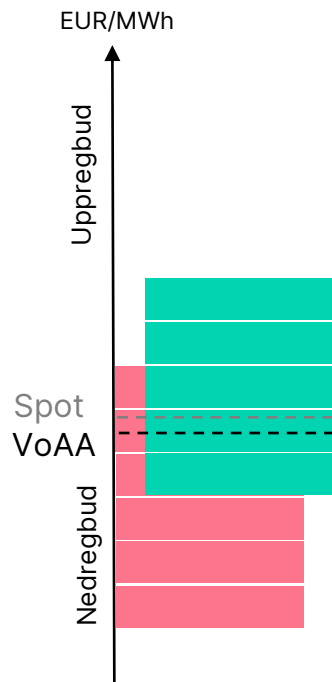
VoAA blir en dynamisk mittpunkt

Utan överlappande bud: VoAA rör sig med buden men är fortsatt alltid en mittpunkt om inget nationellt randvillkor tillämpas

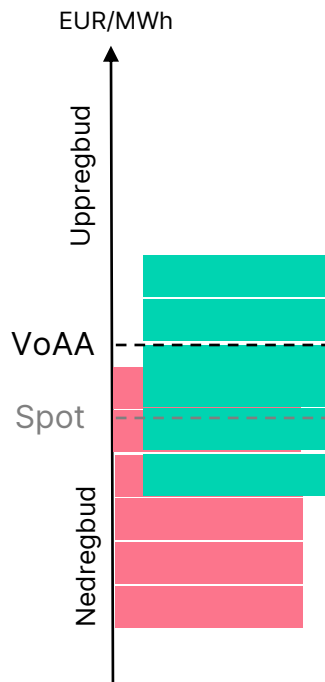


VoAA blir en dynamisk mittpunkt, fortsättning

Med överlappande bud: VoAA rör sig med buden men är fortsatt alltid en mittpunkt om inget nationellt randvillkor tillämpas



1. Överlappande bud då budvolymen matchar exakt.



2. Överlappande bud då ett matchat bud aktiveras delvis.

Diskussion

Avvägningar / motsättningar – vad är viktigast?

- Enkelhet (mittpris eller mFRR SA) / mer komplex beräkning som ger ett mer representativt neutralt pris (i teorin)
- Val av modell påverkar användningen av VoAA. Är det mer värt att välja en enklare modell (VWA) där VoAA spelar mindre roll?
 - Med VWA blir det sannolikt få tillfällen att använda VoAA (när ett område inte haft något behov alls eller haft behov som tar ut varandra och därför saknar dominerande riktning eller fått sitt behov nettat i alla cykler)



4. Nationella randvillkor

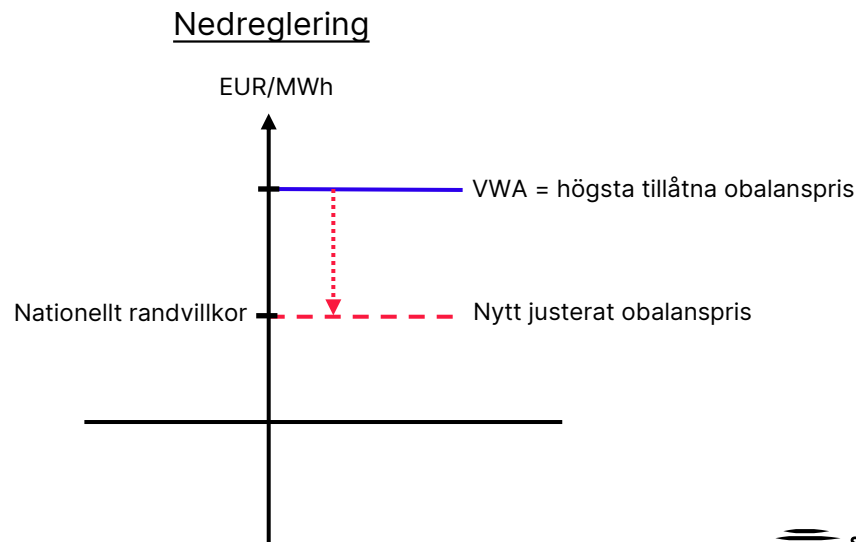
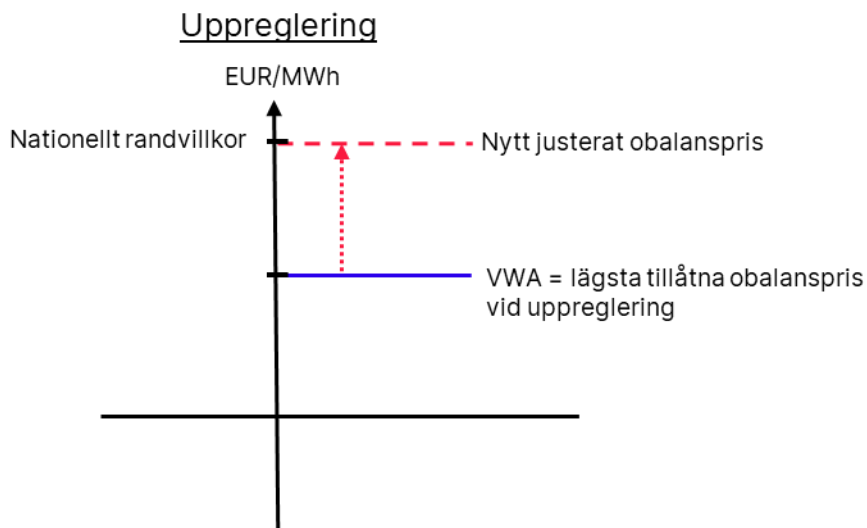


Syftet med nationella randvillkor

- Med nationella randvillkor kan obalanspriset justeras (höjas) vid behov, med hjälp av en incitamentskomponent (obalanspris+IC)
- Detta kan tillämpas för att skapa **incitament** till att handla sig i balans på tidigare marknader

Hur används nationella randvillkor?

- De **legala** randvillkoren innebär att obalanspriset måste vara "dyrare" än VWA av FRR-priserna
- Om **nationella** randvillkor införs gäller dessa istället som ett referenspris och obalanspriset justeras därefter



Konsekvenser med dagens metod

De nuvarande nationella randvillkoren baseras på dagen före-priset

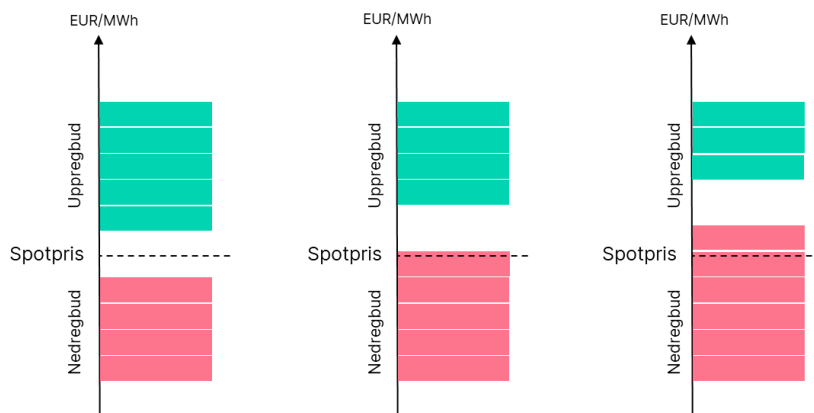
- Dagen före-priset ger ett **finansiellt neutralt pris** att förhålla sig till för aktörer som deltar på dagen före-marknaden
- Dagen före-priset ger incitament till att handla sig i balans på dagen före-marknaden
- Dagen före-priset ger inget incitament till att handla sig i balans på **intradagmarknaden**
- Dagen före-priset speglar inte **realtidsvärdet av energi**
- En justering av obalanspriset innebär att priset inte längre motsvarar kostnaden av alla aktiveringar. Detta **påverkar TSO:ns balansavräkning** och kan orsaka både positiva och negativa nettoresultat.

Obalansprissättning utan nationella randvillkor

- En obalansprissättning utan nationella randvillkor skulle i högre grad uppfylla de uppsatta målen för obalanspriset:
 - Ge incitament till att handla sig i balans närmare realtid
 - Spegla realtidsvärdet av energin
 - Kostnadsneutralitet för TSO:n
- Detta innebär att alla obalanspriser skulle baseras enbart på budpriser

Konsekvenser utan nationella randvillkor

- Incitament till att handla sig i balans närmare realtid uppnås genom att FRR-buden förväntas **spegla prisutvecklingen** på intradagmarknaden
- Genom att intradagpriser indirekt återspeglas i obalanspriset stärks **incitamenten** att handla på intradagmarknaden, vilket kan bidra till **förbättrad likviditet**
- En **enkel lösning** för att åstadkomma en koppling till intradagpriser i obalanspriset
- **Inte finansiellt neutralt** mot dagen före-priset oavsett elområdets balanseringsbehov



Exempel på hur stigande intradagpriser förväntas påverka budgivningen

Observera att materialet är framtaget som diskussionsunderlag och inget slutligt förslag för obalansprissättning är beslutat.

Diskussion

- Vilka skäl motiverar tillämpningen av nationella randvillkor?
- Vilka skäl finns för att bibehålla dagen före-priset som nationellt randvillkor?



5. Mitigerande åtgärder

Temporära mitigerande åtgärder (utanför EB/ISH-metoden)

- Det är svårt att förutse vilka effekter aFRR-komponenten och anslutning till den europeiska marknaden kommer att få på obalanspriset
 - Ingen erfarenhet av lokala aFRR-priser, olika faktorer kan påverka likviditeten i enskilda elområden t.ex. tillgång till överföringskapacitet.
- **Syfte:**
 - hantera osäkerheter och potentiella priseffekter i samband med ny obalansprissättning samtidigt som obalanspriset även fortsättningsvis ger korrekta incitament och speglar kostnaden för att återställa systembalansen.
 - undvika att extrema aFRR-priser får en alltför stor påverkan på obalanspriset.
- **Konsekvenser:** ”kontrollerad” övergång till den nya marknaden, men mitigerande åtgärder kan strida mot EB och/eller ISH-metoden, och behöver därför brett stöd.

Alternativ för att minska påverkan från aFRR

Några alternativ:

- exkludera aFRR-komponenten i obalanspriset under en övergångsperiod
 - $$Imbalance\ price = \frac{(V_{aFRR} * CBMP_{aFRR} + V_{mFRR} * CBMP_{mFRR})}{V_{aFRR} + V_{mFRR}}$$
- begränsa påverkan av aFRR-komponenten
 - Volymbaserad begränsning
 - Prisbaserad begränsning
- **Obalanspriset utan mitigerande åtgärder publiceras parallellt**
 - möjliggöra uppföljning och utvärdering av effekterna av aFRR-komponenten på obalanspriset.

Exempel: volymbaserad begränsning

Obalanspriset utan mitigerande åtgärder	Med volymbaserad begränsning, alt 1: Tröskel utifrån marknadsandel
aFRR-volym = 10 MW aFRR-pris = 2000 €/MWh mFRR-volym = 100 MW mFRR-pris = 80 €/MWh Obalanspriset = $\frac{(10 \cdot 2000 + 100 \cdot 80)}{10 + 100} = 254 \text{ €/MWh}$ Vikterna är en direkt följd av de faktiska volymerna	(ex) aFRR-volymer måste utgöra minst X% av totalt aktiverad volym för att tas med i obalanspriset aFRR-andel: min 10% (tröskel) , $10/110 = 9,09\%$ Obalanspriset = $\frac{(10 \cdot 2000 + 100 \cdot 80)}{10 + 100} = 80 \text{ €/MWh}$ Tröskeln hindrar att en relativt liten aFRR-volym med ett högt pris får stort genomslag på obalanspriset. Nackdelar: skapar ett "stup", det kan bli betydliga prisdiskontinuiteter. Möjlig lösning: Påverkan kan byggas upp gradvis efter 10%. $\text{vikt_aFRR} = \max \left(0, \frac{(\text{andel} - 10\%)}{90\%} \right)$

Exempel: prisbaserad begränsning

Obalanspriset utan mitigerande åtgärder	Med prisbaserad begränsning, alt 2a: aFRR får maximalt höja obalanspriset med X % jämfört med mFRR-priset.	Med prisbaserad begränsning, alt 2b: X €/MWh över mFRR-priset
aFRR-volym = 10 MW aFRR-pris = 2000 €/MWh mFRR-volym = 100 MW mFRR-pris = 80 €/MWh Obalanspriset = $\frac{(10 \cdot 2000 + 100 \cdot 80)}{10 + 100} = 254 \text{ €/MWh}$ Vikterna är en direkt följd av de faktiska volymerna	(ex) 20% $P_{\text{max}} = \text{mFRR-pris} + 20\% \cdot \text{mFRR-pris}$ $= 80 + 0,2 \cdot 80$ $= 96 \text{ €/MWh}$ Obalanspris= min (254,96) = 96 €/MWh (ex) 200% $P_{\text{max}} = \text{mFRR-pris} + 200\% \cdot \text{mFRR-pris}$ $= 80 + 2 \cdot 80$ $= 240 \text{ €/MWh}$ Obalanspris= min (254,240) = 240 €/MWh Nackdel: påverkan beror på vilken nivå mFRR-priser råkar vara den aktuella kvarten Brytpunkten är ca 218%, dvs taket är aktivt om X < 218%	(ex) Tak på 150 €/MWh $P_{\text{max}} = 80 + 150$ $= 230 \text{ €/MWh}$ Obalanspris= min (254, 230) = 230 €/MWh Taket aktiveras (ex) Tak på 200 €/MWh $P_{\text{max}} = 80 + 200$ $= 280 \text{ €/MWh}$ Obalanspris= min (254, 280) = 254 €/MWh Taket aktiveras inte +200 EUR/MWh är tillräckligt högt för att inte påverka obalanspriset. Ett X €/MWh-tak främst slår till i extrema fall.

Diskussion



- Ser ni behov av **en övergångsperiod** där aFRR inte ingår i obalanspriset?
 - Om ja, hur lång bör perioden vara?
- Är det önskvärt att temporärt begränsa aFRR:s påverkan på obalanspriset?
 - Om ja, vilken metod bedömer ni som mest transparent och förutsägbar?
 - Procentuell begränsning
 - Fast prisgräns (EUR/MWh)
 - Begränsning baserad på volymandel
 - Minimikrav på mFRR-viktning
 - Ser ni bättre alternativ (t.ex. elastic demand på aFRR)
- Hur bör avvägningen göras mellan korrekta prissignaler och skydd mot extrema prisutfall?

Diskussion

Avvägning

- Stegvisa förändringar vid fler tillfällen eller större förändring mer sällan



6. Övrigt och avslut

Fortsatt arbete

- Svenska kraftnät kommer under hösten att fortsätta arbetet med att ta fram ett konkret förslag, med den input referensgruppen har gett
- Remiss obalansprissättning inför anslutning till PICASSO förväntas ca november – januari
- Behov av fler möten?



Tack!

