

Förändrat takpris på Balansmarknaden

Diskussionsunderlag för synpunkter

2025-11-11

Version 1.0

Förändrat takpris på Balansmarknaden för synpunkter

1	Sammanfattning och slutsatser	2
2	Bakgrund	5
3	Omfattning, avgränsningar och antaganden	11
4	Alternativ 1: Sänkt takpris på bud på mFRR EAM	13
5	Alternativ 2: Sänkt takpris för BRP-obalanser	18
6	Nästa steg	22
7	Bilaga: Frågeställningar för synpunkter	23

1 Sammanfattning och slutsatser

Den 4 mars 2025 infördes mFRR energiaktiveringsmarknad (mFRR EAM) där balanseringen sker på 15 minuter utifrån obalanser i respektive område. Sedan dess har obalanspriserna blivit mer volatila, och vid ett flertal tillfällen har de också varit extremt höga. En huvudsaklig bidragande faktor till prisbilden är att det vid dessa tillfällen varit låga tillgängliga budvolymen på mFRR EAM.

Å ena sidan ger detta en kraftig prissignal att bidra med fler reglerresurser, men å andra sidan har marginalpriset ibland satts av en relativt liten aktiverad volym som inte gör väsentlig skillnad för kraftsystemet. För balansansvariga parter (BRP) har incitamentet att vara i balans ökat samtidigt som risken har ökat väsentligt för BRP, och för aktörer som har avtal med BRP. Risken är svårhanterad eftersom det är svårt att förutspå när pristoppar inträffar och enstaka tillfällen med en marginell obalans kan få stora finansiella konsekvenser.

Svenska kraftnät har utrett och implementerat flera åtgärder i algoritmen i syfte att få stabilare och mer förutsägbara obalanspriser (se länk, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2025/svenska-kraftnat-infor-flera-nya-atgarder-for-en-mer-stabil-prisbild-pa-balansmarknaden/>). I väntan på att åtgärderna implementeras i IT-systemen har Svenska kraftnät utfört manuella prisjusteringar i efterhand för att efterlikna resultatet åtgärderna skulle ha åstadkommit om de varit på plats.

Därtill har Svenska kraftnät snabbutrett om takpriset tillfälligt skulle kunna förändras och vilka konsekvenser det skulle innebära.

Två alternativ har utretts där det ena alternativet omfattar en sänkning av högsta/lägsta budpris i nordiska budområden på mFRR EAM. Det andra alternativet innebär en ändring av takpriset på BRP-obalanser (obalanspriset) i Norden med dagens högsta/lägsta nivåer på mFRR-energibud bibehållna.

Båda alternativen har utgångspunkt i takprisnivån ± 5000 EUR/MWh med motiveringen att detta var den tidigare takprisnivån för mFRR/Reglerkraftmarknaden. Svenska kraftnät gör ingen värdering av prisnivån som sådan men har utvärderat konsekvenserna för budtillgång etc.

1.1 Fortsatt nordisk harmonisering, och avvecklad priskorrigerering

Ett harmoniserat takpris för mFRR-bud och BRP-obalanser är viktigt då vi har en gemensam balansmarknad i Norden. Om Svenska kraftnät rekommenderar en sänkning av takpriset är det sannolikt att övriga nordiska TSO:er kommer överväga samma förändring. Denna inriktning förenklar nuvarande nationella utredning avsevärt, och flera tänkbara sidoeffekter uppstår inte under antagande om en fortsatt nordisk harmonisering.

I de två alternativen för sänkt takpris har två antaganden gjorts, dels att de manuella priskorrigeringar som för närvarande görs vid behov inte längre kommer att utföras, dels att planerad utveckling av algoritmen i mFRR EAM är införd.

1.2 Positiva och negativa effekter

Införande av ett sänkt takpris minskar risken för mycket höga obalanskostnader för balansansvariga parter (BRP) och deras kunder. Där igenom finns också en viss positiv indirekt effekt i högre budvolym och/eller lägre budpris från de BRP som också är leverantör av balanstjänster (BSP) och som deltar på mFRR EAM med LER¹ och intermittenta resurser.

Beroende på hur ett takpris skulle införas, finns också ett flertal negativa effekter och minskade incitament. Ett lägre takpris på mFRR-bud minskar möjligheterna och intjäningsförmågan för BSP, och kan leda till en viss minskad likviditet i bristområden. Vid ett lägre takpris på BRP-obalanser men med bibehållet takpris på mFRR-bud, uppstår ökade nettokostnader för balanseringen för Svenska kraftnät/TSO, vilket kan leda till ökad socialisering av kostnader i någon form. Samtidigt kan det finnas en risk för att incitamentet för BRP att planera och handla sig i balans på föregående marknader minskar, vilket kan få en negativ påverkan på likviditet och handel på intradagsmarknaden.

Med ett halverat takpris till ± 5000 EUR/MWh på mFRR EAM-bud i nordiska budområden dämpas det högsta möjliga marginalpriset. Effekten av ett sänkt takpris skulle sannolikt endast vara verksam vid ett fåtal tillfällen givet effekterna av de redan införda och planerade åtgärderna i algoritmen. Nivån kan vara någorlunda effektiv mot enskilda väldigt höga prisspikar

¹ Limited Energy Reservoir, resurser med begränsad energireserv

men är förmodligen inte särskilt effektivt i att dämpa/sänka genomsnittlig obalanskostnad.

Ett lägre takpris på mFRR EAM-bud ger kraftigare dämpning av högsta marginalpris, men leder å andra sidan till större sidoeffekter med minskad likviditet från BSP och minskade incitament för balanshållning från BRP. Vissa bud kommer inte längre finnas tillgängliga då en del resurser inte kan buda in det pris som de anser är nödvändigt för aktivering. De BSP som är aktiva på kapacitetsmarknaden för mFRR², kommer sannolikt också att öka sin prisnivå på denna marknad om ett lägre takpris införs på mFRR EAM-bud.

Motsvarande resonemang kan göras för ett halverat takpris på BRP-obalanser: Medelpriset och den totala kostnaden för obalanser påverkas marginellt av en halvering. Vid lägre nivåer på takpris, ökar nettokostnad för TSO vilket medför en ökad socialisering av dessa kostnader. Det leder sannolikt också till minskade incitament för balanshållning, inklusive minskad handel på intradagmarknaden.

1.3 Slutsatser

En sänkning av takpris kan ge en viss försäkring och risksänkning för BRP och deras kunder.

Ett takpris på ± 5000 EUR/MWh anses sannolikt fortfarande vara en hög nivå sett till obalanspris för BRP.

Effekten av ett sänkt takpris skulle sannolikt endast vara verksam vid ett fåtal tillfällen givet effekterna av de redan införda och planerade åtgärderna i algoritmen.

Den planerade anslutningen till MARI under 2027 medför att takpriset på mFRR EAM-bud justeras till det gemensamma europeiska takpriset, ± 15000 EUR/MWh. Däremot är det ett nationellt beslut hur marginalpriser för mFRR och aFRR kommer att vägas samman i beräkning av obalanspriset. Vidare utredning om framtida obalanspris pågår för närvarande.

Det är för närvarande oklart hur snabbt ett eventuellt sänkt takpris kan ske och även hur länge det kan komma att gälla givet anslutningen till de europeiska plattformarna. Detta kan också skilja sig åt mellan de två alternativen.

² Kostnaden för avrop på kapacitetsmarknaden för mFRR finansieras genom avgifter för nätägare och balansansvariga.

2 Bakgrund

Den 4 mars 2025 infördes mFRR energiaktiveringsmarknad (mFRR EAM) där balanseringen sker på 15 minuter utifrån obalanser i respektive område. Sedan dess har obalanspriserna blivit mer volatila, och vid ett flertal tillfällen har de också varit extremt höga. En huvudsaklig bidragande faktor till prisbildens är att det vid dessa tillfällen varit låga tillgängliga budvolymen på mFRR EAM.

Å ena sidan ger detta en kraftig prissignal att bidra med fler reglerresurser, men å andra sidan har marginalpriset ibland satts av en relativt liten aktiverad volym som inte gör väsentlig skillnad för kraftsystemet. För balansansvariga (BRP) har incitamentet att vara i balans ökat samtidigt som risken har ökat väsentligt för BRP och för aktörer som har avtal med BRP. Risken är svårhanterad eftersom det är svårt att förutspå när pristopp inträffar och enstaka tillfällen med en marginell obalans kan få stora finansiella konsekvenser.

Svenska kraftnät har utrett och implementerat flera åtgärder i algoritmen i syfte att få stabilare och mer förutsägbara obalanspriser (se länk, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2025/svenska-kraftnat-infor-flera-nya-atgarder-for-en-mer-stabil-prisbild-pa-balansmarknaden/>). I väntan på att åtgärderna implementeras i IT-systemen har Svenska kraftnät utfört manuella prisjusteringar i efterhand för att efterlikna resultatet åtgärderna skulle ha åstadkommit om de varit på plats.

Utöver ovanstående har Svenska kraftnät utrett om takpriset tillfälligt bör förändras och vilka konsekvenser det skulle innebära.

Syftet med åtgärden att sänka takpriset är att begränsa obalanspriset och obalanskostnaden, och på så sätt minska risken för BRP. Utredningen har skett förutsättningslöst i syfte att undersöka förutsättningar och möjligheter, beskriva huvudsakliga för- respektive nackdelar och med målsättningen att samla in ytterligare perspektiv och återkoppling från marknadsaktörer. Se bilaga 1 för frågeställningar.

Två alternativ för införande av förändrat takpris på obalanspris har utretts relativt ett nollalternativ där inga sådana förändringar görs men där de införda och planerade åtgärderna i algoritmen är implementerade. Ett alternativ behandlar införande av sänkt takpris till ± 5000 EUR/MWh för bud på energiaktiveringsmarknaden för mFRR och således på obalanspriset i alla nordiska budområden, medan det andra alternativet tar utgångspunkt i enbart sänkt takpris på BRP-obalanser till ± 5000 EUR/MWh i alla nordiska elområden.

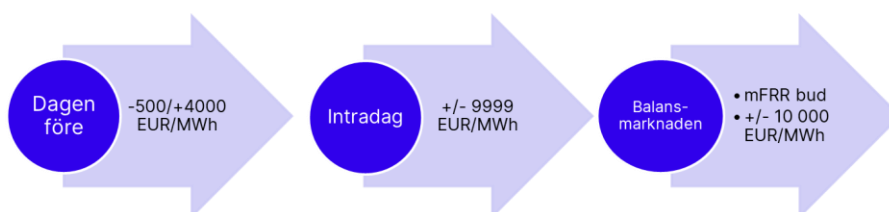
Valet av nivån ± 5000 EUR återspeglar den tidigare takprinsnivån för mFRR/Reglerkraftmarknaden, och är i linje med takpriset på spotmarknaden. De två alternativen redogörs närmare för i kapitel 4 och kapitel 5.

Under 2024–2025 har det sker flera stora samtidiga förändringar på elmarknaden. Följande avsnitt innehåller en kort nulägesbeskrivning nordiskt och nationellt, inklusive en kvantitativ bakgrund för referens.

2.1 Bakgrund och nuläge 2024–2025

Nuvarande prisgränser på spot, intradagmarknaden- och balansmarknaden

En grundprincip för elmarknadens delmarknader är att kostnaden succesivt bör öka närmare inpå driftskedet för att ge incitament till god balanshållning genom proaktiv planering och handel på dagen före - och intradagsmarknadenmarknaderna.



Figur 1

Obalanspriset för BRP sätts av aktiveringar på mFRR-marknaden där dagens max/min på budpriser är ± 10000 EUR/MWh. Detta kopplar till kravet i EBGL 30.2 på att det bör vara ett högre max/min-pris på balansenergi än max/minpriserna på intradagmarknaden, vilket är ± 9999 EUR/MWh för hela Europa. En anpassning av max/minbudpris på mFRR gjordes därför under 2022 från den tidigare nivån ± 5000 EUR/MWh.

Intradagmarknaden Flowbased och ATCE

Den 18 mars kompletterades även intradagmarknaden (ID) med en 15-minutersprodukt, men det är fortfarande möjligt att buda på 60 min MTU. Omsättningen på ID är relativt måttlig, och den största delen av ID-handeln har fortsatt skett på 60 min MTU.

I oktober 2024 ändrades beräkning och allokering av överföringskapacitet för spotmarknaden från NTC-metod till flödesbaserad metod (Flowbased, FB). Detta ledde till ett bättre nyttjande av överföringskapacitet till spotmarknaden, men medförde mindre överföringskapacitet till efterföljande marknader. Dessa marknader använder också fortsatt en metod baserat på

NTC, och för ID-handeln sker en omvandling från kvarvarande överföringskapacitet enligt FB genom så kallad ATC Extraction (ATCE), vilket ytterligare begränsar tillgänglig överföringskapacitet för ID och för balansmarknader.

Nordiska reglerkraftmarknaden och mFRR EAM

Norden har en gemensam reglerkraftmarknad bestående av det nordiska LFC-blocket samt DK2 (Jylland/västra Danmark). Sedan övergången till automatiserad mFRR EAM i mars, beräknas behovet för schemalagd aktivering av mFRR (mFRR SA) automatiskt utifrån en obalansprognos per budområde istället för baserat på total obalans (frekvens). Samtidigt ändrades budgivningen för mFRR från 60 till 15 minuters marknadstidsenhet, och avräkningsperioden för obalanser ändrades från 60 till 15 minuter.

Nordiskt utbud på mFRR EAM och mFRR CM

Utbudet av mFRR i Norden är överlag högt, har en låg prisnivå och snabb aktiveringstid, vilket medfört att de nordiska TSO:erna baserat nuvarande balanseringsmodell på prognosbaserad schemalagd aktivering av mFRR. Det finns dock stora variationer i utbud sett till säsong och väder, och över tid har nya driftsituationer uppstått, t.ex. när en hög andel intermittenta resurser avropats på grossistmarknaderna, vilket sedan korrelerar med lägre likviditet på balansmarknaderna. Samtidigt har begränsningar i överföringskapacitet ökat enligt ovan. Detta ger, tillsammans med andra platsspecifika behov, ett ökat behov av lokalt tillgängliga balanseringsresurser i respektive elområde.

För att säkerställa en grundläggande nivå av tillgängliga reserver finns kapacitetsmarknader för mFRR (mFRR CM). På de dagliga auktioner som sker 07:30 D-1 (dvs. före spotmarknaden) täcks efterfrågan per elområde genom avrop av bud per elområde. Efterfrågan i ett område kan även täckas av bud från ett annat område genom allokering av överföringskapacitet.

Nuläget för mFRR EAM i Sverige

I södra Sverige är likviditeten på mFRR EAM delvis låg. I SE3 utgör budvolymen motsvarande avropad balanskapacitet en stabil bas, medan SE4 generellt är ett bristområde sett till lokal förmåga (dock med tillgängliga reserver enligt avrop från mFRR CM). I norra Sverige finns det gott om reglerbar vattenkraft, men den är inte lika tillgänglig under alla säsonger och driftlägen – t.ex. för nedreglering under perioder med lägre förbrukning och/eller hög produktion från vindkraft.

I Sverige har också volymerna av lokalt aktiverad balansenergi stigit markant sedan starten av mFRR EAM, genom den automatiserade aktiveringen och mer begränsad överföringskapacitet. Till följd av det ökade behovet av lokalt aktiverad balansenergi och låg likviditet under enskilda kvartar/MTU har det uppstått extremt höga/låga och volatila marginalpriser på mFRR.

2.2 Kvantitativ beskrivning

Efter driftsättningen av den automatiserade mFRR EAM den 4 mars 2025 har nivåerna på mFRR-priserna och därmed obalanspriset ökat markant. Med utgångspunkt i ett hypotetiskt takpris på ± 5000 EUR kan konstateras att det inte förekom några tillfällen med obalanspris över denna nivå under januari eller februari 2025. Det första tillfället under 2025 inträffade den 23 mars, efter att automatiserad mFRR EAM införts.

Som en tillfällig åtgärd i väntan på att förbättringar av den automatiserade processen kan implementeras i IT-systemen, har Svenska kraftnät sedan april 2025 justerat vissa priser manuellt i efterhand som om dessa förbättringar redan implementerats. När obalanspriset överstiger ± 1000 EUR/MWh granskas prissättningen, och vissa marknadsresultat korrigeras manuellt.

Effekten av de manuella prisjusteringarna blir tydlig vid analys av data för perioden 1 januari till 28 september 2025, med en hypotetisk takprisinivå på ± 5000 EUR/MWh som referenspunkt. Utan dessa prisjusteringar skulle obalanspriset ha överstigit nivån vid 88 tillfällen, spridda över flera månader, med en tydlig dominans av tillfällen med nedreglering som dominerande riktning.

När motsvarande period analyseras med hänsyn till de manuella prisjusteringarna som började tillämpas i april, minskar antalet tillfällen då obalanspriset överstiger ± 5000 EUR/MWh till 20 tillfällen. Av dessa inträffade 14 tillfällen vid nedreglering den 23 mars, det vill säga innan prisjusteringarna började tillämpas. Efter införandet av prisjusteringarna återstår endast sex tillfällen då obalanspriset översteg ± 5000 EUR/MWh, samtliga vid uppreglering i maj.

Det är särskilt anmärkningsvärt att inga tillfällen med obalanspris över ± 5000 EUR/MWh har inträffat vid nedreglering efter att de manuella justeringarna infördes.

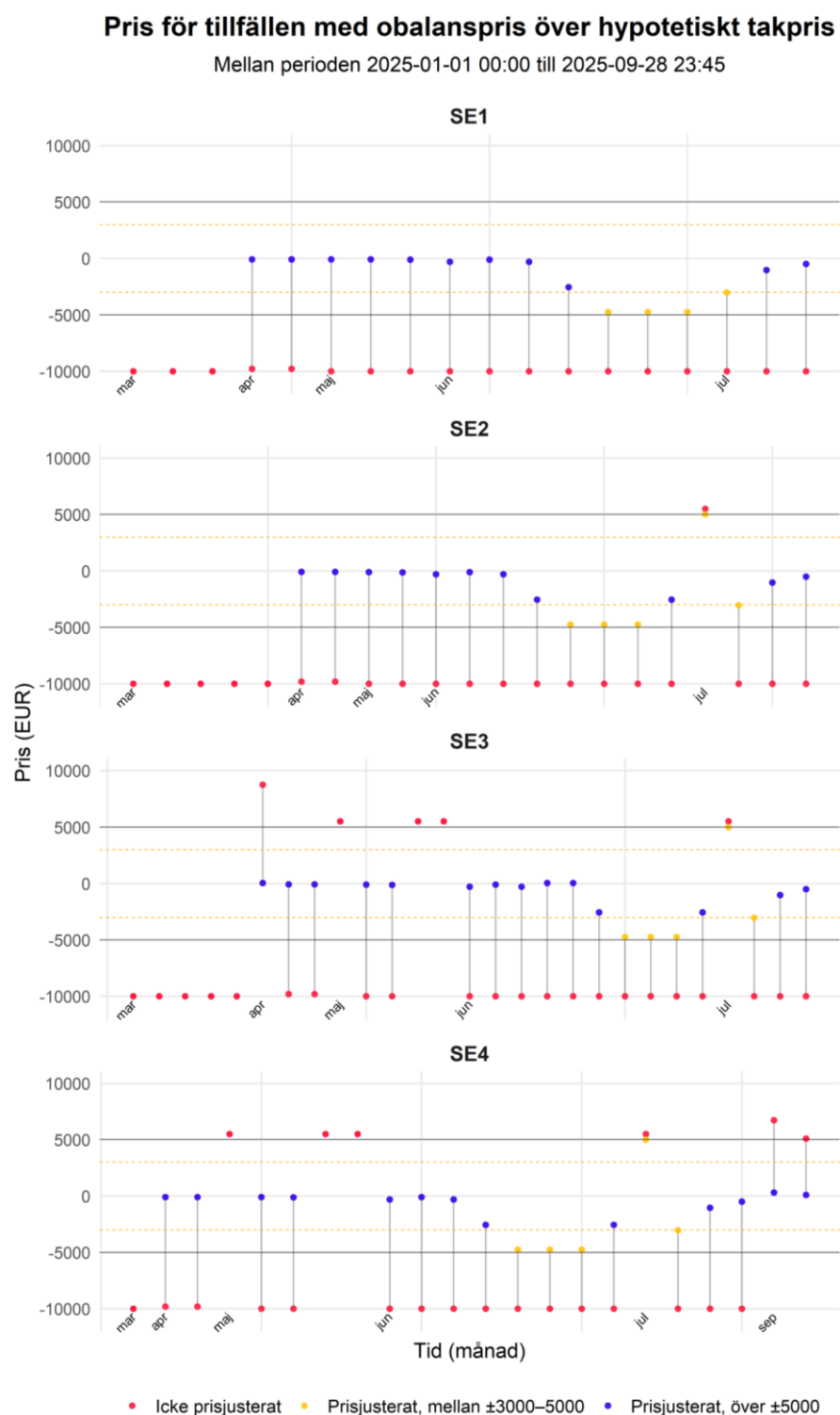
Vid de tillfällen då Svenska kraftnät har genomfört manuella prisjusteringar har inga priser ändrats till nivåer som över- eller understiger ± 5000 EUR/MWh. För samtliga tillfällen under 2025 där obalanspriset faktiskt har överstigit denna nivå (efter att priskorrigeringar tillämpats) har priset antingen varit 10 000 EUR/MWh för nedregleringstillfällena i mars (då

prisjusteringar ännu inte hade införts) eller 5 500 EUR/MWh vid uppregleringstillfällena i maj, som inträffade efter att prisjusteringar börjat tillämpas men där ingen justering genomfördes för dessa tillfällen.

Gränserna för ett hypotetiskt takpris på ± 5000 EUR/MWh markeras med grå horisontella linjer i Figur 2 för att tydliggöra vilka tillfällen som skulle omfattas av denna takprinsnivå samt för att illustrera effekten av prisjusterade värden. De största förändringarna framträder tydligt vid negativa priser, särskilt kring prisnivån $-10\,000$ EUR/MWh.

För att undersöka effekten av en lägre takprinsnivå inkluderas i figuren även en alternativ gräns vid ± 3000 EUR/MWh, markerad i gult. De gula markeringarna visar de 19 ytterligare tillfällen som skulle ha träffats om denna lägre gräns hade tillämpats. Samtliga av dessa extra tillfällen har redan prisjusterats från det ursprungliga obalanspriset. Majoriteten av de extra tillfällena avser nedreglering, där priset justerats från $-10\,000$ EUR/MWh till $-4749,6$ EUR/MWh. För uppreglering är skillnaden mindre med prisjustering från 5500 EUR/MWh till 5000 EUR/MWh. Detta innebär att en lägre gräns hade varit nödvändig för att åstadkomma effekt även för dessa tillfällen av högt pris.

Även om antalet tillkommande tillfällen vid en lägre nivå på ± 3000 EUR/MWh är relativt begränsat, omfattar de flera kvartar och ger en indikation på hur takprisets nivå påverkar antalet tillfällen där ett takpris skulle ha haft effekt.



Figur 2: Visar de tillfällen då ursprungligt obalanspris har överstigit ±3000 EUR/MWh. Vid de tillfällen då en prisjustering har gjorts, markeras skillnaden mellan det ojusterade och det justerade priset.

3 Omfattning, avgränsningar och antaganden

De alternativ för införande av förändrat takpris som utretts baseras på ett antagande om ett nordiskt införande för tillämpning på energiaktiveringsmarknaden för mFRR (mFRR EAM) och prissättning av obalansenergi för BRP fram tills anslutning till MARI sker, eftersom prissättningen på mFRR-bud då kommer att centraliseras och harmoniseras. Obalansprissättningen är dock fortsatt föremål för nationella beslut även efter detta.

I dagsläget behöver en aktör i Sverige vara BRP i en leveranspunkt för att kunna vara BSP. Denna utredning utgår från att denna kombinerade roll består under alternativens hela tillämpningsperiod, och innebär att effekter mellan t.ex. mFRR-pris och obalanspris är mer sammankopplade. Men den framtida uppdelningen ska beaktas.

3.1 Omfattning

Omfattningen och påverkan av alternativen för införande av takpris har analyserats utifrån elmarknadens delmarknader, skeden och aktörsroller. Fokus i utredningen är på olika aspekter av balansmarknaden mFRR EAM och de aktörer som har båda aktörsrollerna BRP och BSP, och deltar på mFRR-marknaden.

Utredningen har beaktat de BRP som inte deltar som BSP, och kunder under BRP. Även påverkan på andra marknader (DA, ID; FCR, aFRR CM, mFRR CM) har analyserats översiktligt, men bör analyseras djupare för mer detaljerade slutsatser.

3.2 Avgränsningar

Manuella priskorrigerings ersätts av utvecklad algoritm

I både nollalternativet och i de två alternativen för sänkt takpris, förutsätts att de manuella priskorrigerings som för närvarande görs vid behov inte längre kommer att utföras, och planerad utveckling av algoritmen i mFRR EAM är införd.

Effekter från 15 min MTU på spotmarknaden utreds inte i detalj

Under arbetets gång har 15 min införts på Dagen före-marknaden (1 oktober 2025). Ingen detaljerad analys kring vad det innebär har gjorts men vissa mindre förändringar kan märkas, t.ex.:

- Visst premium för deltagande på kapacitetsmarknaderna vilka fortfarande har 60 min MTU. Dvs. högre priser på bl.a. mFRR CM
- Bättre synk mellan DA/ID/BM när alla är på 15 min – bör leda till ökad handel på ID med 15 min MTU

Kapacitetsmarknaden för mFRR ingår inte i alternativen

Att införa ett pristak på mFRR CM ingår inte i något av alternativen, och denna marknad analyseras inte i detalj. Dock behöver konsekvenser inklusive denna marknad beaktas då många av buden med högst pris på mFRR EAM har en koppling till avropade mFRR-kapacitetsbud.

På den gemensamma mFRR-kapacitetsmarknaden (mFRR CM) för Sverige, Danmark och Finland finns idag endast en teknisk prisgräns för bud på 9999 EUR/MW (samma för upp respektive ned).

Analyserade marknadsdata – mFRR-bud mm.

Utredningen fokuserar på perioden sedan go-live för nordiska mFRR EAM den 4 mars 2025. Tillfällen med högt mFRR-pris har analyserats utifrån de svenska budområdena SE1-SE4 under perioden 2025-01-01 00:00 till 2025-09-28 23:45.

Kostnadstäckning för aktivering av balansenergi har inte utretts

Denna utredning beskriver inte hur Svenska kraftnät kan utforma finansieringen vid alternativ 2 eftersom kostnaden för balansenergi inte fullt ut täcks av intäkter för obalanspriset.

3.3 Antaganden

Fortsatt nordisk harmonisering av takpris

Ett harmoniserat takpris för mFRR-bud och BRP-obalanser är viktigt då vi har en gemensam balansmarknad i Norden. Om Svenska kraftnät rekommenderar en sänkning av takpriset är det sannolikt att övriga nordiska TSO:er kommer överväga samma förändring. Denna inriktning förenklar nuvarande nationella utredning avsevärt, och flera tänkbara sidoeffekter undviks under antagande om en fortsatt nordisk harmonisering.

Inga andra förändringar i marknadsdesign för nordisk mFRR EAM

Införandet antas ske gemensamt nordiskt enligt ovan, men nuvarande marknadsdesign för mFRR EAM, obalansprissättning och TSO-TSO-avräkning är i övrigt oförändrade.

Intradagmarknaden behåller sin funktion

Intradagmarknaden har 15 min MTU och takpris ± 9999 EUR/MWh. Inga förändringar förutses eller föreslås inom ramen för denna utredning.

4 Alternativ 1: Sänkt takpris på bud på mFRR EAM

4.1 Beskrivning

Alternativet innebär att högsta/lägsta budpris i svenska budområden på mFRR EAM sänks till ± 5000 EUR/MWh. Bud med högre pris än så går således inte att lämna in. Under förutsättning om ett nordiskt införande, kommer marginalpriset för mFRR då inte att överstiga det nya takpriset i något budområde. Pristaket blir därmed enligt den tidigare gällande takprinsnivån för mFRR/Reglerkraftmarknaden, och i linje med nuvarande takpris på spotmarknaden.

Obalanspriset i Sverige beräknas med detta alternativ på samma sätt som idag, utifrån budområdets marginalpris på mFRR. Det innebär att obalanspriset inte kommer överstiga det nya pristaket på mFRR-bud.

Vid max- och min-pris kommer det lägre pristaket att ge en halvering av obalanspriset och obalanskostnaden för BRP (för en motsvarande obalansvolym). Mer exakt analys av potentialen för kostnadsdämpning är svårbedömd utifrån hur den faktiska förändrade kostnadsstrukturen för obalansvolymerna och obalanspriser upp till takpriset kommer att se ut. Se vidare under avsnitt 4.7.

4.2 Påverkan på olika roller, så som BSP och BRP

Förkvalificering och utbud

Med ett lägre takpris för mFRR EAM-bud, finns risk för minskat intresse för investeringar i flexibilitet och att delta på balansmarknaden, både för nya resurser och för förnyade förkvalificeringar. Detta bör även gälla i övriga nordiska länder.

För en BRP som också är BSP bör ett lägre maxpris påverka budvolymen något negativt. Det kan ha en större betydelse för robustheten/volatiliteten i

budvolymen under bristsituationer, att det inte längre är värt risken att buda i (nästan) samtliga lägen. Å andra sidan minskar risken en del för de BRP som också är BSP och som deltar på mFRR EAM med LER och intermittenta resurser, vilket kan innebära motsvarande sänkt prisnivå och fler bud från dessa.

Budgivning och prisnivå

Med ett lägre takpris på mFRR EAM-bud, kommer sannolikt budstegens struktur och form att förändras, och det finns risk att vissa resurser slutar budas in då BSP inte får kostnadstäckning med lägre prisnivåer. Detta kommer att försämra likviditeten på mFRR EAM något, åtminstone i vissa situationer och budområden. En viss likviditet säkerställs genom efterfrågan på mFRR CM, där avropade BSP har åtagande att buda in åtminstone motsvarande volym på mFRR EAM. Prisnivån på mFRR CM kommer sannolikt att öka vid ett sänkt takpris på mFRR EAM.

Aktivering och obalansprissättning

För en BRP kan ett tillfälligt takpris resultera i en lägre finansiell risk, främst för en BRP med små marknadsandelar då höga priser kan förväntas slå hårt mot mindre aktörer som saknar möjlighet att täcka höga obalanskostnader. Med lägre pris på obalanser, skulle incitamentet att vara i balans kunna minska vilket skulle kunna riskera systemets driftsäkerhet och innebära ett ökat behov av reserver. Dock är ± 5000 EUR/MWh fortfarande en mycket hög prisnivå, och effekten antas försumbar. Eftersom inte incitamentet att vara i balans förändras väsentligt, bör inte heller aktiverade volymer och därav driven prisvolatilitet förändras väsentligt. Marginalpriset vid aktivering skulle kunna bli högre i situationer med minskade budvolymen enligt ovan.

Kvantitativ bedömning

Påverkan på de totala obalanskostnaderna är sammantaget något oklar, men bedöms ändå som något positiv för BRP. En genomgång av de tillfällen då obalanspriset översteg ± 5000 EUR, baserat på prisjusterade data under perioden 1 januari till 28 september 2025, visar att hela den tillgängliga budvolymen ofta aktiverades dvs att budlistan tömdes. I vissa fall krävdes aktivering av ytterligare volym utanför den ordinarie budlistan för att möta regleringsbehovet. Om ett takpris på ± 5000 EUR hade införts för mFRR-bud, skulle dessa högt prissatta bud inte längre vara tillgängliga givet oförändrade budpriser. Takpris skulle kunna leda till en minskning av den totala budvolymen på marknaden, vilket riskerar Svenska kraftnätets möjlighet att möta det faktiska regleringsbehovet.

4.3 Påverkan på den nordiska mFRR-marknaden

Med ett gemensamt nordiskt införande är påverkan generellt sett neutral / försumbar på energiaktiveringsmarknaden. Dock kan en given takprisnivå ha en relativt större påverkan på exempelvis budvolymen från BSP i Sverige och Danmark jämfört med i Norge. Därigenom skulle import-/exportflöden av mFRR-energi kunna påverkas när det är brist på resurser i Sverige och Danmark. Bedömningen är dock att detta inte skulle höja marginalpriset i Sverige relativt nuläget.

Ett pristak på mFRR EAM skulle kunna innebära att aktörer som har planerbara resurser med betydande kostnader för tillgänglighet kommer att lägga bud med högre genomsnittligt pris på mFRR kapacitetsmarknad (CM) för att kompensera för lägre avropade priser på mFRR EAM. Möjligen kan det förväntas bli en ökad andel CM-bud sett till total förmåga per aktör, dvs. fler bud som både har en kapacitetskostnad och energiaktiveringskostnad.

4.4 Påverkan på övriga kapacitetsmarknader och intradagmarknaden

Övriga kapacitetsmarknader antas oförändrade

Det finns en indirekt koppling till kapacitetsmarknaderna för FCR och aFRR avseende pris/alternativ kostnad, viss påverkan på likviditet/fördelning av resurser mellan marknader etc. Påverkan och konsekvenserna av alternativen på takpris har dock bedömts som små och dessa marknader antas därför vara oförändrade.

Påverkan på intradagmarknaden

Vid införande av takpris enligt något av utredda alternativ, förväntas priset och kostnader för obalanser sjunka. Risken finns då att BRP kommer bli mindre aktiva i att handla sig i balans på intradagsmarknaden. Dock bedöms detta som osannolikt utifrån antagandet att prisnivån på intradagsmarknaden förblir ungefär som i nuläget, det vill säga sällan över ca 500 EUR/MWh. Snarare kan aktiviteten och omsättningen på intradagsmarknaden förväntas öka något både på 15 min MTU och totalt sett med anledning av införandet av 15 min MTU på spot. Dock är en ökad total omsättning även starkt beroende av tillgänglig överföringskapacitet.

4.5 Påverkan på ekonomiska incitament och finansiering på elmarknaden

Med ett takpris på mFRR EAM som är lägre än takpriset på intradagmarknaden finns risk för att marknadsaktörer inte handlar sig i balans på intradagmarknaden utan väljer att flytta/lämna obalansen till driftperioden.

Ett gemensamt nordiskt lägre takpris på mFRR-bud förblir kostnadsneutralt mellan budområden för Svenska kraftnät/TSO på samma sätt som idag.

TSO-BRP avräkning: Ingen påverkan för TSO, men något positivt för BRP sett till förutsägbarhet/lägre risknivå. Dock är konsekvenserna oklara avseende de totala obalanskostnadernas utveckling utifrån den samlade kostnadsstrukturen för obalansvolymerna och obalanspriser upp till takpriset.

Avgifter BA / Tariff: Oklart beroende på den samlade kostnadsstrukturen för obalansvolymerna och obalanspriser upp till takpriset. Prisnivån öka på mFRR kapacitetsmarknad, vilket i slutändan kan påverka BA-avgift och nättariff.

4.6 Behov av förändringar i IT-system, avtal, regelverk och processer

Avtal/regelverk

Tak på budpris för mFRR är satt utifrån en stigande följd utifrån dagen-före marknaden och intradagmarknaden. Detta regleras i EB artikel 30.2 enligt nedan:

"Om systemansvariga för överföringssystem fastställer att tekniska prisgränser behövs för en väl fungerande marknad får de, som en del av förslaget i enlighet med punkt 1 a, tillsammans utarbeta ett förslag om harmoniserade högsta och lägsta balansenergipriser, inbegripet budgivnings- och clearingpriser, som ska tillämpas på alla planeringsområden. I ett sådant fall ska harmoniserade högsta och lägsta balansenergipriser ta hänsyn till det högsta och lägsta clearingpriset för tidsramarna för dagen före- och intradagsmarknaderna i enlighet med förordning (EU) 2015/1222"

I BSP-avtalets Bilaga 6 Villkor för leverantör av mFRR anges regler för budpriser i stycke 5.2 enligt nedan:

"Bud ska innehålla uppgifter om:

pris per MWh, i euro

- högsta tillåtna pris för ett Uppregleringsbud är 10 000 euro/MWh.

- lägsta tillåtna pris för Nedregleringsbud är -10 000 euro/MWh.

Om högsta tillåtna pris på intradagsmarknaden höjs över nuvarande nivå 9 999 euro/MWh, kommer högsta tillåtna pris för ett Uppregleringsbud automatiskt att höjas med samma belopp. Lägsta tillåtna pris för ett Nedregleringsbud sänks samtidigt till samma absolutvärde.”

En ändring av takpriset på mFRR-bud innebär att vi dels frångår EB art 30.2 men också att avtalets Bilaga 6 behöver ändras. Om denna ändring ska göras enligt normal process beräknas tidsåtgången vara 6 månader efter att ett konkret alternativ har tagits fram vilket skulle ge en väldigt kort period med nya förändringen i kraft. En ändring av takpriset förutsätter en dialog med EI och diskussion om möjlighet för snabbare handläggning.

Förändringar i IT-system

Den primära förändringen blir en förändring av tillåtet högsta och lägsta pris för inlämnade mFRR EAM-bud i samtliga nordiska budområden. Såvida det inte finns andra lokala avsteg och logik beroende av en viss prisnivå, bedöms detta som en relativt enkel IT-förändring.

Förutsatt att samtliga nordiska TSO:er väljer att tillämpa samma princip, bedöms det som en relativt enkel implementering att varje TSO utvecklar en begränsning i sina system som förhindrar att bud med ett pris över det nya takpriset skickas vidare till budväljaren. Eventuellt behöver även marknadsaktörerna anpassa sina system så att de inte skickar in bud med priser som överstiger det nya takpriset vilket kan få konsekvenser för implementering.

Den tekniska utvecklingen av IT-systemen för att möjliggöra denna funktionalitet behöver utredas vidare, i syfte att identifiera den mest effektiva lösningen och fastställa detaljerade krav.

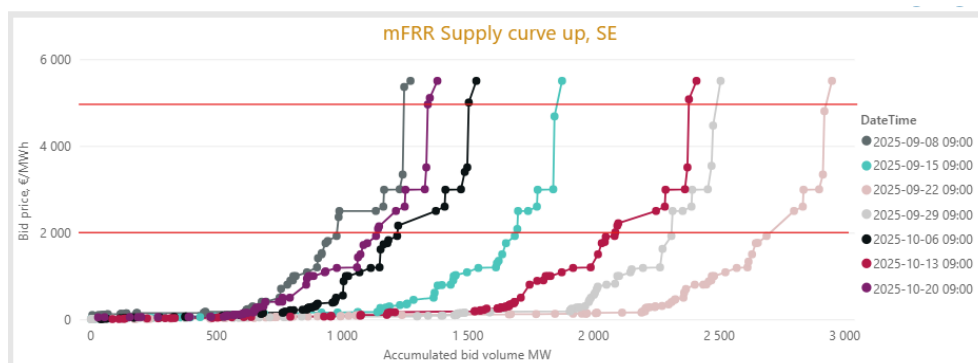
4.7 Resonemang kring olika nivåer av takpris

Utgångspunkten med nivå ± 5000 EUR/MWh för mFRR EAM-bud skulle inte ge något frekvent genomslag sett till att priserna sällan nått högre än denna nivå hittills. Men prisutvecklingen framöver påverkas av säsongsvariationer och avvecklingen av de nuvarande manuella priskorrigerarna.

En lägre nivå på takpris än ± 5000 EUR/MWh skulle överlag vara mer verksamt, men ger å andra sidan fler sidoeffekter. Ett väsentligt lägre motsvarande obalanspris leder sannolikt till minskad handel på intradagsmarknaden, och till sämre balanshållning under driftskedet.

Förmodligen finns en brytpunkt vid ett obalanspris på ca 1000 EUR/MWh där dessa sidoeffekter blir betydande. Men Vid ett takpris på ca 2000 EUR/MWh för mFRR EAM-bud skulle budvolymen från BSP påverkas

kraftigt - särskilt i södra Sverige och Danmark. Dessutom kommer sannolikt de aktörer som även deltar på mFRR kapacitetsmarknad att öka sin generella prisnivå på kapacitetsmarknaden om takpriset på mFRR EAM ses som en begränsning för att täcka kostnader och risker i övrigt.



Figur 3 Skärmbilderna ovan visar budkurvor för uppreglering aggregerat för hela Sverige kl 9:00-9:15 under några måndagar, och prisnivåerna 2000 respektive 5000 EUR/MWh inritade som röda linjer.

Givet analyserade data från innevarande år skulle ett högre takpris än ± 5000 EUR/MWh inte ha någon större effekt. Förvisso innebär även en fast övre gräns på t.ex. ± 7000 EUR/MWh en viss begränsning av risk.

5 Alternativ 2: Sänkt takpris för BRP-obalanser

5.1 Beskrivning

Takpriset på BRP-obalanser i Norden ändras till ± 5000 EUR/MWh. Takpriset på mFRR-energi bud ändras inte, vilket innebär att hela Norden har kvar nuvarande takpris på ± 10000 EUR/MWh. Dock uppstår nya nettokostnader för Svenska kraftnät relativt kostnaden för avropade mFRR-bud vid de tillfällen marginalpriset överstiger takpriset på BRP-obalanser.

Pristaket innebär även i detta alternativ indikativt en halvering av obalanspriset och (den direkta) obalanskostnaden för BRP under de högsta/lägsta pristopparna för en given obalans. Mer exakt kostnadsdämpning är svårbedömd utifrån hur den faktiska förändrade kostnadsstrukturen för obalansvolymerna och obalanspriser upp till takpriset kommer att se ut.

5.2 Påverkan på olika roller, så som BSP och BRP

Förkvalificering och utbud

Med ett sänkt takpris på BRP-obalanser, bedöms ingen minskning ske i förkvalificerade eller budade volymer från BSP. Snarare kan volymerna öka något kopplat till den minskade risken för de BRP som också är BSP och som deltar på mFRR EAM med LER och intermittenta resurser.

Aktivering och obalansprissättning

I dagsläget är BRP/BSP-rollerna inte fristående och därmed kan ett takpris minska risken för höga obalanskostnader för BRP då BSP inte behöver ta höjd för lika stor risk i budpriserna för att eventuellt täcka ett högt obalanspris. Det kan dock finnas en risk för arbitrage men den har inte utretts vidare.

Ett lägre takpris på obalanspriset än takpriset på dagen före- och intradagmarknaden kan leda till att BRP flyttar sin obalans till mFRR-EAM då priset inte riskerar att bli lika högt som på intradagmarknaden. Detta anses dock utgöra en mindre risk då det inte varit något tillfälle under 2025 i svenska budområden med priser på ± 5000 EUR/MWh på intradagmarknaden.

Med lägre pris på obalanser, skulle incitamentet att vara i balans kunna minska eftersom den finansiella risken med att vara i obalans minskar. Dock är ± 5000 EUR/MWh fortfarande en mycket hög nivå, och effekten antas försumbar. Eftersom inte incitamentet att vara i balans förändras väsentligt, bör inte heller aktiverade volymer och därav driven prisvolatilitet förändras väsentligt. Marginalpriset vid aktivering skulle kunna bli relativt sett lägre i vissa situationer utifrån ökade budvolymer och minskad risk enligt ovan. Påverkan på obalanspriskostnaden bedöms ändå som något positiv för BRP, och något negativ för Svenska kraftnät/TSO utifrån mer komplex prisberäkning och finansiering.

Budgivning och prisnivå

Om ett takpris på ± 5000 EUR införs endast för obalanspriset, medan mFRR-buden fortsatt tillåts ha ett pristak på ± 10000 EUR, kommer budvolymen fortsatt att vara tillgänglig på marknaden. Däremot uppstår en kostnadsdifferens mellan det pris Svenska kraftnät betalar till BSP:er för mFRR-aktiveringar och det pris som BRP:er debiteras för sina obalanser. I praktiken innebär detta att Svenska kraftnät ersätter samtliga BSP:er enligt det högsta aktiverade mFRR-budet, vilket fortsatt kan uppgå till ± 10000

EUR, medan BRP:er debiteras för sina obalanser enligt det nya taket på ± 5000 EUR.

Alternativet säkerställer således att budvolymen finns kvar och därmed påverkas inte möjligheten att möta regleringsbehovet. Samtidigt innebär det att Svenska kraftnät tar på sig den ekonomiska risken för differensen mellan mFRR-priset och det begränsade obalanspriset.

Det är viktigt att notera att kostnadsdifferensen är direkt beroende av nivån på det valda takpriset.

Kvantitativ bedömning

Om ett takpris på ± 5000 EUR hade tillämpats för de 20 tillfällen där obalanspriset översteg denna nivå mellan 1 januari och 28 september 2025 (baserat på prisjusterade värden), skulle det ha uppstått en kostnadsdifferens om 500 EUR för uppregleringstillfällena (mFRR-pris 5 000 EUR minus takpris 5 000 EUR) och 5 000 EUR för nedregleringstillfällena (mFRR-pris $-10\,000$ EUR minus takpris $-5\,000$ EUR). Utifrån en multiplicering av dessa prisdifferenser med den aggregerade obalansen per kvart och elområde för denna period, uppgår den totala kostnadseffekten av ett takpris på ± 5000 EUR till $-11,4$ miljoner EUR. Merparten av denna kostnad hänför sig till nedregleringstillfällena i mars. Effekten av den ytterligare kostnad som uppstår när aktörer med högre bud får betalt enligt sitt ursprungliga pris, medan marginalpriset (som också blir obalanspriset) sätts av ett lägre bud, har inte beaktats i ovanstående beräkning utan kräver en separat analys.

5.3 Påverkan på den nordiska marknaden

Bedömningen är liknande som för införande av takpris på mFRR EAM-bud – dvs. med ett nordiskt införande är påverkan generellt sett neutral / försumbar. En given takprisinivå för BRP-obalanser har en relativt större påverkan för BRP i Sverige och Danmark jämfört med i Norge. Den sänkta risknivån skulle då kunna resultera i ökade budvolymen och/eller lägre prisinivå från BSP i Sverige och Danmark. Bedömningen är att detta har en marginell påverkan på import-/exportflöden av mFRR-energi.

Kapacitetsmarknaden för mFRR bedöms inte bli påverkad.

5.4 Påverkan på övriga kapacitetsmarknader och intradagmarknaden

Övriga kapacitetsmarknader antas oförändrade

Kapacitetsmarknaderna för FCR och aFRR bedöms inte bli påverkade.

Påverkan på intradagmarknaden

Vid införande av takpris enligt något av utredda alternativ, förväntas priset och kostnader för obalanser sjunka. Risken finns då att BRP kommer bli mindre aktiva i att handla sig i balans på intradagsmarknaden. Dock bedöms detta som osannolikt utifrån antagandet att prisnivån på intradagsmarknaden förblir ungefär som i nuläget, det vill säga sällan över ca 500 EUR/MWh. Snarare kan aktiviteten och omsättningen på intradagsmarknaden förväntas öka något både på 15 min MTU och totalt sett med anledning av införandet av 15 min MTU på spot. Dock är en ökad total omsättning även starkt beroende av tillgänglig överföringskapacitet.

5.5 Påverkan på ekonomiska incitament och finansiering på elmarknaden

Obalanspriset ska spegla högsta/lägsta pris på de balansenergi-aktiveringar som utförts. Att tillåta budgivning enligt nuvarande regler ($\pm$ 10 000 EUR/MWh) men samtidigt inte använda utkomsten av det till att sätta obalanspriset ger felaktiga prissignaler till marknaden.

Vid de tillfällen som det uppstår en differens mellan aktiverad energi med priser högre än 5000 och takpriset uppstår en kostnad för Svenska kraftnät som då inte kan vidareföras till de som haft obalanserna. Det är inte helt klart hur denna kostnad ska tas ut men den behöver socialiseras. Detta behöver utredas vidare.

Avräkning och avgiftssättning

TSO-BRP avräkning: Något negativ påverkan för TSO utifrån kortsiktig kostnadstäckning. Men något positiv påverkan för BRP sett till förutsägbarhet/lägre risknivå. Dock oklart avseende total obalanskostnad utifrån den samlade kostnadsstrukturen för obalansvolym och obalanspriser upp till takpriset.

Avgifter BA / Tariff: Viss påverkan sett till finansiering. Vidare utredning krävs för att utröna om socialisering av ökade nettokostnader ska ske genom BA-avgift eller nättariff.

5.6 Behov av förändringar i IT-system, avtal, regelverk och processer

Avtal/regelverk

Alternativet påverkas inte av regelverket för BSP'er gällande budpriser på samma sätt som alternativ 1.

Till dess att Sverige (och Norden) är anslutna till MARI är obalanspriset sannolikt detsamma som marginalpriset på mFRR aktiverat av balansskäl i den dominerande riktningen (upp eller ned).

Förändringar i IT-system

För detta alternativ behövs inte några förändringar avseende budprishanteringen. Om förändringen genomförs på nordisk nivå bedöms eventuella ändringar i IT-system troligen enkla att genomföra.

5.7 Resonemang kring olika nivåer av takpris

Utgångspunkten med takpris på ± 5000 EUR/MWh för BRP-obalanser är relevant, men inte särskilt verksam på motsvarande sätt som för takpris för mFRR EAM-bud.

En lägre nivå på takpris än ± 5000 EUR/MWh skulle vara mer verksam, och mer tydligt sänka medelkostnad/total kostnad för BRP. Men i motsvarande grad ökar nettokostnaden snabbt för Svenska kraftnät/TSO, vilket leder till ett ökat behov av finansiering/socialisering av kostnader. Även här finns sidoeffekterna med sannolikt minskad handel på intradagmarknaden, och sämre balanshållning under driftskedet. Förmodligen finns en brytpunkt vid ett obalanspris på ca 1000 EUR/MWh där dessa sidoeffekter blir betydande.

6 Nästa steg

Svenska kraftnät kommer att ta in synpunkter från marknadens aktörer och efter avvägningar gällande den juridiska och IT-mässiga genomförbarheten gå vidare med en diskussion med de övriga nordiska transmissionssystemoperatörerna.

7 Bilaga: Frågeställningar för synpunkter

Svenska kraftnät vill gärna ta del av marknadsaktörernas synpunkter och tillkommande perspektiv på diskussionsunderlaget.

För att underlätta sammanställningen önskar vi att synpunkter lämnas utifrån följande format och frågeställningar:

1. Vilka fördelar och nackdelar ser ni med nollalternativet, dvs att inte ändra takprisnivåerna men att de planerade åtgärderna för att stabilisera prisnivåer införs?
2. Vilka fördelar och nackdelar ser ni med alternativ 1 och för vilka parter?
3. Vilka fördelar och nackdelar ser ni med alternativ 2 och för vilka parter?
4. Vilket av de tre alternativen skulle ni föredra och varför?
5. Övriga kommentarer, tex konsekvenser av betydelse som saknas i underlaget

Synpunkterna bör lämnas till balansmarknad@svk.se senast 24 november 2025.