

Analyse av prisspikre i mFRR EAM og aktuelle tiltak



Innhold

Sammendrag	8
Introduksjon	10
Medvirkende årsaker til prisspikre i mFRR EAM	14
En ny normal – med tiltak på etterspørselssiden	22

Sammendrag

I dette notatet presenteres en analyse av ekstremt høye prisutslag - kalt prisspikre - i mFRR aktiveringsmarked (mFRR EAM) for perioden fra automatisert balansering av kraftsystemet ble innført 4. mars 2025 til 1. mars 2026.

I analysen er det undersøkt hva som har vært medvirkende årsaker til disse prisspikrene. I tillegg er det vurdert aktuelle tiltak Statnett kan gjøre i etterspørselen av mFRR i aktiveringsmarkedet for å begrense omfang av slike prisspikre.

Notatet presenterer utvikling i ubalansekostnader og forekomster av prisspikre med ubalansepris over 1000 EUR/MWh i mFRR EAM etter go-live for automatisert balansering 4. mars 2025 og frem til 1. mars 2026.

Analysen viser at prisspikrene stort sett har inntruffet i de nordligste budområdene (NO3 og NO4), med noen få tilfeller i NO5 (Vest-Norge). Alle prisspikrene som inngår i analysen, har vært i forbindelse med oppregulering av balanseenergi.

Medvirkende årsaker til prisspikre

Begrenset overføringskapasitet til balansering og begrenset tilgang på moderat prisede bud, er de viktigste årsakene til prisspikre. Små endringer i tilgjengelig overføringskapasitet og budvolum kan gi store prisvirkninger i stramme situasjoner.

Andre medvirkende årsaker inkluderer blant annet høye ubalanser, dimensjonering og oppkjøp i kapasitetsmarkeder, håndtering av flaskehalsar og utfall i nettet, begrensninger i budene og tekniske forhold som lokal fallback og heartbeat.

Aktuelle tiltak i etterspørselen etter mFRR, for å begrense prisspikre

Begrenset overføringskapasitet til balansering har vært særlig viktig, spesielt i budområdene NO3 og NO4. Dette er en *ny normal* – vi forventer ingen store forbedringer på dette punktet.

Det jobbes videre med forbedringer som flytbasert markedskobling i intradag-auksjonene, som vil gi mer oppdatert overføringskapasitet til intradag, men ikke nødvendigvis mer overføringskapasitet til balansering. Neste store endring vil være når vi får flytbasert markedskobling for balansering, men det foreligger per nå ingen tidfestet plan for dette.

Når det gjelder innkjøp i kapasitetsmarkedet, tar ikke det hensyn til prising i aktiveringsmarkedet. Det betyr at økt innkjøp i kapasitetsmarkedet ikke nødvendigvis gir billigere aktiveringsbud, og vil dermed ikke direkte påvirke ubalanseprisen.

Store udelelige bud som typisk er oppstartsbud som ikke kan delaktiveres, kan være prisdrivende hvis de må hoppes over. Det er derfor foreslått endringer i vilkår som er på høring frem til 12. juni 2026, for å bedre kunne håndtere udelelige bud.

Statnett jobber også med videreutvikling av etterspørselsstrategi for mFRR, med mål om mer effektiv ressursbruk (unngå overaktiveringer) og å unngå unødvendige (men ikke alle) prisspikre, samt redusere unødvendig start og stopp hos aktører. Videreutvikling innebærer kortsiktige tiltak som priselastisk etterspørsel (innført april 2026) og dødbånd på mFRR-etterspørsel (innført mai 2026). I tillegg gjennomføres videre analyser av redusert mFRR-etterspørsel.

Mer fleksibilitet tilgjengelig i aktiveringsmarkedet vil også bidra til å redusere antallet prisspikre. Statnett oppfordrer derfor aktører til å delta med fleksibiliteten de har tilgjengelig. Statnett anerkjenner at de nye begrensningene på fleksibilitet i underliggende nett¹ er en barriere for ny fleksibilitet og vil samarbeide med regionale nettselskaper om løsninger for fleksibilitet tilknyttet regionalnett og gi informasjon om hvilke områder det er uproblematisk å knytte til ny fleksibilitet.

Kort om notatet

Dette notatet er ikke en introduksjon til reservemarkedene for nye aktører som vurderer deltagelse, men heller en beskrivelse av ulike medvirkende årsaker til høye ubalansepriser for aktører som allerede deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR.

¹ [Innføring av begrensninger på prekvalifisering av reguleringsobjekter i nett under 110 kV | Statnett](#)

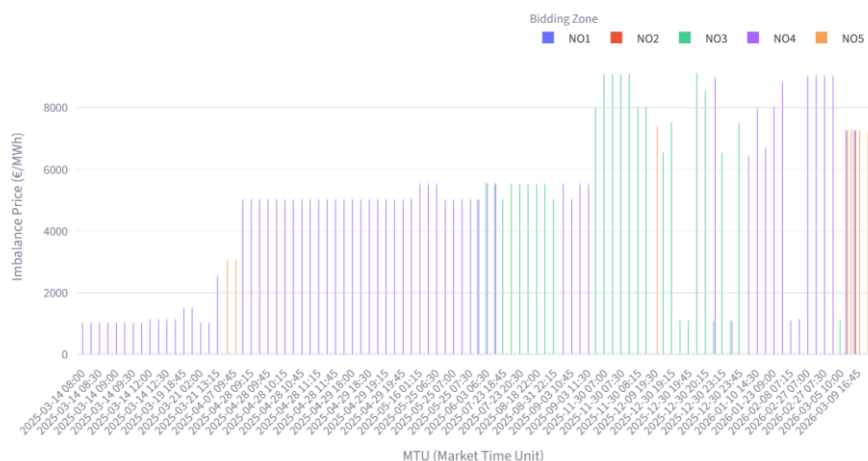
Introduksjon

I dette notatet presenteres resultatene av analyse gjort på prisspikre i periode fra go-live for automatisert balansering 4. mars 2025 til 1. mars 2026. En prisspiker er i denne sammenheng definert som en mFRR-pris med tilhørende ubalansepris² over 1000 EUR/MWh. Selv om analysen har sett på de mest ekstreme prisene (> 1000 EUR/MWh), vet vi at også at høye priser under denne terskelen kan være krevende, men det ligger utenfor denne analysen.

I analyseperioden på om lag ett år, er det totalt registrert 95 MTU³er med prisspikre, og disse er fordelt på 27 i NO3, 65 i NO4 og 3 i NO5. Alle prisspikrene har vært knyttet til oppreguleringsbehov.

Selv om prisspikrene utgjør en liten andel av MTU-ene (~0,3 %) for analyseperioden, har de betydelige økonomiske og operasjonelle konsekvenser for markedsaktørene, og oppleves som krevende og lite forutsigbare.

Figur 1 viser en kronologisk sortert oversikt over tidspunkt og pris for prisspikre i mFRR-aktiveringsmarkedet. Det har ikke vært prisspikre i NO1 og NO2 i den aktuelle perioden.



Figur 1 Prisspikre siden go-live 4. mars 2025, sortert i kronologisk rekkefølge

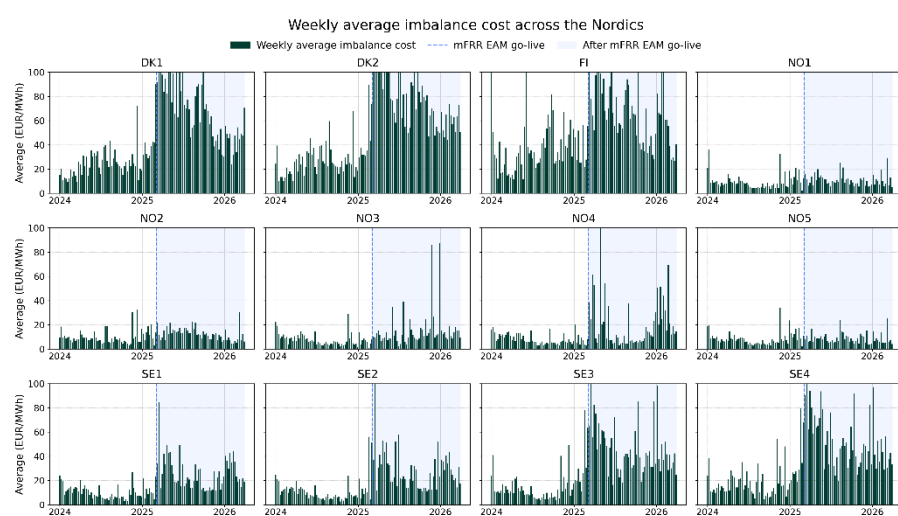
² Ubalansepris fastsettes med gjeldende vilkår til mFRR pris i dominerende retning.

³ MTU = Market Time Unit, dvs. markedstidsenhet. I mFRR EAM er dette 15 minutter.

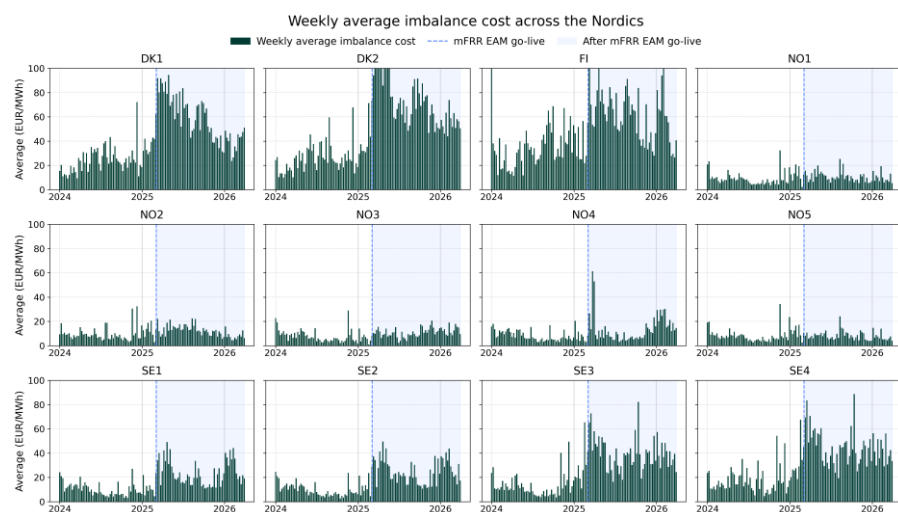
Historisk utvikling i ubalansekostnader for alle de nordiske budområdene er vist i figur 2 og figur 3. Figurene viser kostnadene fra starten av 2024 og til mars 2026. Det blå skraverte feltet til høyre i figurene, viser perioden etter go-live for mFRR EAM.

Ubalansekostnad er her definert som differansen mellom ubalansepris og døgnmærkedspris i absoluttverdi (dette kan også være en inntekt).

Den øverste figuren viser hele perioden, mens i den nederste figuren er MTUer med pris over 1000 EUR/MWh tatt ut. Dette er gjort for å belyse kostnadsutviklingen uten prisspikerne.



Figur 2 Utvikling i ubalansekostnader i nordiske budområder

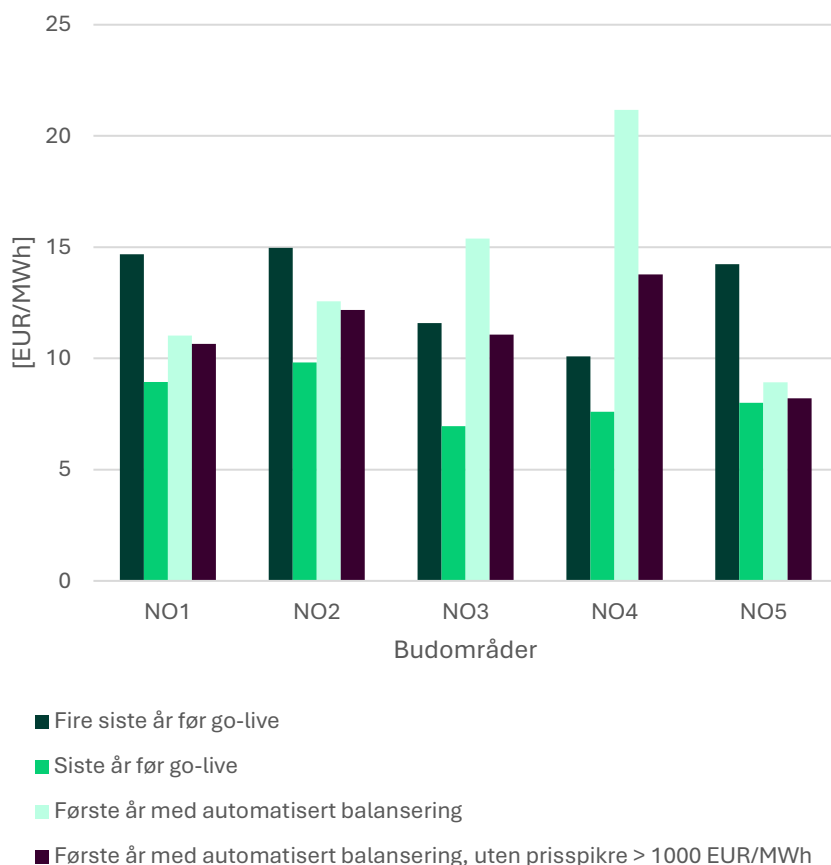


Figur 3 Utvikling i ubalansekostnader i nordiske budområder, uten MTUer med priser over 1000 EUR/MWh

Figurene over viser at ubalansekostnadene har økt i forhold til året før, etter innføringen av automatisert balansering. Generelt har de andre nordiske landene hatt høyere ubalansekostnader enn hva som har vært tilfelle for de norske budområdene. Figurene viser at for Norge er det NO3 og NO4 som har hatt flest prisspikre.

Gjennomsnittlig ubalansekostnad [EUR/MWh] er beregnet for ulike perioder for å illustrere hvordan denne har utviklet seg i de norske budområdene, se figur 4. Beregningen er gjort for følgende fire perioder:

1. Januar 2021 til go-live 4. mars 2025 (Fire siste år før go-live)
2. Mars 2024 til go-live 4. mars 2025 (Siste år før go-live)
3. Go-live 4. mars 2025 til mars 2026 (Første år med automatisert balansering)
4. Go-live 4. mars 2025 til mars 2026 (Første år med automatisert balansering, uten prisspikre over 1000 EUR/MWh)



Figur 4 Gjennomsnittlig ubalansepris per budområde i Norge for ulike perioder, og med og uten prisspikre > 1000 EUR/MWh

Hvis vi sammenligner første år med automatisert balansering med siste år før go-live ser vi noe økning i gjennomsnittlig ubalansekostnad i alle budområder, men særlig i NO3 og NO4, som har erfart flest prisspikre over 1000 EUR/MWh. Selv om antall prisspikere er få, har de hatt betydelig påvirkning på gjennomsnittlig ubalansekostnad i NO3 og NO4.

Hvis vi sammenligner det første året med automatisert balansering med de fire siste årene før go-live kan vi se at NO1, NO2, NO5 og delvis NO3 hadde høyere ubalansekostnader. Merk at denne perioden inkluderer 2022 som var et veldig spesielt år prismessig, med bl.a. energikrise i Europa og stram energisituasjon i Sør-Norge⁴.

Samtidig kan det være verdt å huske at det i perioden oktober 2024 til oktober 2025 er innført mange endringer i kraftmarkedet som kan påvirke prisutvikling, inkludert flytbasert markedskobling for døgnmarkedet, automatisert balansering og 15 minutter tidsoppløsning i kraftmarkedet.

⁴ [2022 – nok et eksepsjonelt kraftår i Statnett](#)

Medvirkende årsaker til prisspikre i mFRR EAM

Definisjon og oversikt

Ulike medvirkende årsaker er identifiserte og analyserte for å bedre forstå hvorfor prisspikre har oppstått i perioden etter go-live for automatisert balansering.

I analysearbeidet er en «medvirkende årsak» definert som en betydelig påvirkning på tilgjengelige balanseringsressurser, og der hvor det kan kvantifiseres, er grensen satt på 50 MW. Prisdannelsen er kompleks, og det er derfor umulig å peke ut én årsak til hver prisspiker. Medvirkende årsaker introduseres derfor for å kategorisere hva og hvor ofte ulike kategorier har påvirket prisspikrene. En medvirkende årsak er ikke nødvendigvis en hovedårsak til en prisspiker, og årsakene er heller ikke gjensidig ekskluderende for en MTU. Det betyr at i enkelte MTU-er det gjerne mer enn en årsak til prisspikeren.

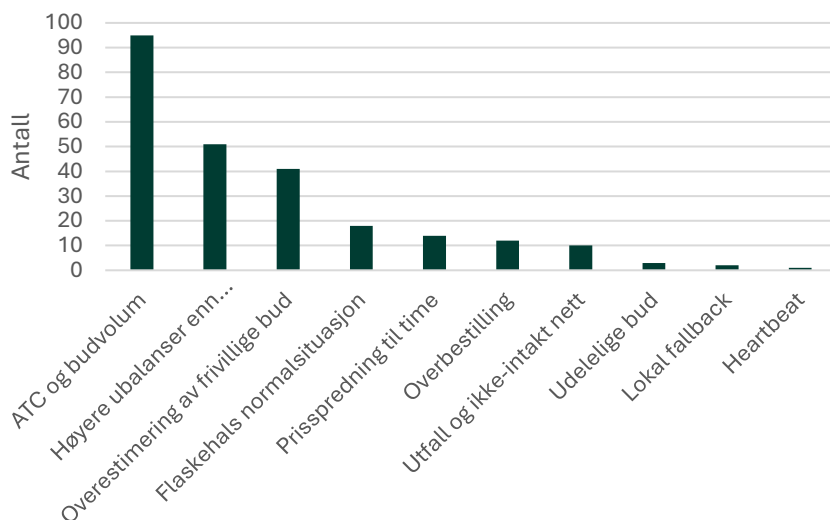
Figur 5 viser en oversikt over årsaker som har bidratt til prisspikre. Når det senere i kapitlet refereres til andel (%), er det antall prisspikre per medvirkende årsak i forhold til totalt antall MTUer med prisspikre (95 stk.) som er analysert.

Kategoriene som har blitt identifisert i analysearbeidet er:

- Tilgjengelig overføringskapasitet (ATC) og budvolum
- Høyere ubalanser enn normaldimensjonering
- Overestimering av frivillige bud i dimensjonering
- Flaskehalser i normalsituasjon
- Prisspredning til time fra direkteaktivering eller planlagt aktivering
- Overbestilling
- Utfall og ikke-intakt nett
- Udelelige bud
- Lokal fallback
- Heartbeat

De enkelte årsakene blir beskrevet mer i detalj videre i kapitlet.

Medvirkende årsak (antall)



Figur 5 Oversikt over hvor ofte ulike årsaker har vært medvirkende til prisspiker i mFRR EAM for analyseperioden. Medvirkende årsak betyr ikke nødvendigvis hovedårsak, og medvirkende årsak er heller ikke gjensidig ekskluderende for en MTU. Det betyr at i enkelte MTU-er det gjerne mer enn en årsak til prisspiker.

Medvirkende årsak 1: Tilgjengelig overføringskapasitet (ATC) og budvolum

Med mer overføringskapasitet (ATC⁵) inn til budområdene eller bedre tilgang på moderat priset budvolum fra aktører, ville **alle prisspikre** vært unngått i den aktuelle perioden. 50 MW mer ATC eller moderat prisede bud ville fjernet omtrent 50 % av prisspikrene i perioden. I den kvantitative analysen er det vanskelig å skille på effekten av økt ATC eller økt budvolum siden begge vil ha tilsvarende virkning.

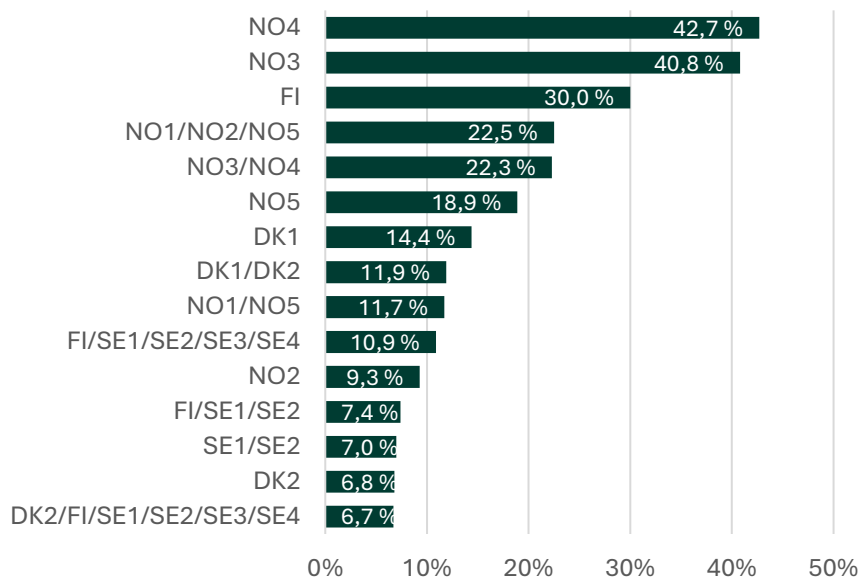
Available Transfer Capacity (ATC)

ATC til balansering er hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for utveksling av mFRR. ATC beregnes av gjenværende overføringskapasitet etter at allerede planlagt flyt i energimarkedene og nødvendige sikkerhetsmarginer er trukket fra og reservert kapasitet for balansering er lagt til.

Spesielt budområdene NO3 og NO4 har hatt perioder med begrenset importkapasitet. Det fører til at de ofte har vært avhengige av å aktivere bud kun i eget område for å dekke egne ubalanser. Figur 6 viser hvor stor andel av

⁵ ATC (Available Transfer Capacity) er tilgjengelig overføringskapasitet mellom budområder. I dette notatet brukes begrepet om tilgjengelig kapasitet inn til budområdet for å utveksle mFRR-ressurser.

tiden et budområde eller en samling av budområder ikke har hatt ledig overføringskapasitet til naboområder.



Figur 6 Oversikt over andel av tiden siden go-live at budområder eller en samling av budområder ikke har hatt overføringskapasitet til naboområder

Tabell 1 viser prosentandel av MTUer ATC til balansering har vært under 25 og 50 MW.

Tabell 1 Prosentandel av MTUer hvor ATC til balansering har vært under 25 og 50 MW (avrundet til 1 desimal)

Budområde	% av tiden importkapasitet er under 25 MW	% av tiden importkapasitet er under 50 MW
NO1	0	0
NO2	0,1	0,1
NO3	4,4	6,3
NO4	13	24,9
NO5	3,9	5,8

I tabell 1 skiller NO4 seg klart ut med begrenset ATC til balansering. I 82 % av tilfellene med prisspikre var ATC under 10 MW.

Tilgjengelighet av moderat prisede bud

Budkurvene i NO3 og NO4 skiller seg ut fra budkurvene i de andre norske budområdene ved å være kortere og ha større andel relativt dyre aktiverings-

bud. Dette er både grunnet lavere tilgang på ressurser og sammensetningen av tilgjengelige typer ressurser. Dette har, i kombinasjon med begrenset ATC, vært drivende for prisspikrene i områdene.

Medvirkende årsak 2: Høyere ubalanser enn normaldimensjoneringen

I omtrent 54% av MTU-ene med prisspikre, var ubalansene større enn dimensjonert reservebehov for håndtering av normale ubalanser. At det er store ubalanser i MTU-ene med høy pris, er en forventet sammenheng. Det er også verdt å merke seg at i de resterende 46% av MTU-ene med høy pris var ubalansene lavere enn volum for dimensjonert reservebehov.

Statnett kjøper reserver i kapasitetsmarkedet (mFRR CM) for å sikre nok ressurser til å dekke normale ubalanser og dimensjonerende utfall på en samfunnsmessig rasjonell måte. Målet med markedet og kapasitetskjøpet er sikker drift, ikke å sikre billige reserver til aktiveringsmarkedet. Både produksjon og forbruk deltar i kapasitetsmarkedet, og ofte er kapasitetsbud levert fra forbruk lavere priset enn tilsvarende bud fra kraftproduksjon.

Det vil alltid være usikkerheter i modeller og prognoser. Det benyttes derfor et risikonivå for å oppnå «sikker nok drift» til en fornuftig kostnad. Å kjøpe 100 % av prognosene ville gitt svært høye systemkostnader. I analysen av MTU-er med prisspikere, er det derfor ikke uventet at valgt risikonivå vil slå ut. Allikevel er det kun tilfelle i halvparten av MTUene i denne analysen.

Medvirkende årsak 3: Overestimering av frivillige bud i dimensjoneringen

Med frivillige bud menes aktiveringsbud som sendes inn til mFRR EAM uten at det er betalt for disse i kapasitetsmarkedet mFRR CM. I 43% av MTU-ene med prisspikre, overestimerte modellen hvor mye frivillige bud som kom til å bli sendt inn, noe som påvirket innkjøpet i mFRR CM. Resultatet ble lavere tilgang på reserver enn dimensjoneringen for normale ubalanser tilsa at det var behov for.

Dimensjoneringsmodellen tar inn en rekke parametere, herunder historiske målinger, eksterne prognoser, resultater fra døgnmarkedet (spot), vind-/vannkraftforhold og muligheter for netting⁶ mellom områder. Modellen videreutvikles kontinuerlig og har gått gjennom store endringer siden go-live,

⁶ Netting av ubalanser (imbalance netting) betyr at ubalanser i motsatt retning i ulike områder motregnes, slik at samlet ubalanse (og dermed reservebehov) blir lavere, forutsatt at det finnes tilgjengelig overføringskapasitet mellom områdene.

spesielt på estimering av frivillige bud, med en stadig mer treffsikker og dynamisk modell.

Medvirkende årsak 4: Flaskehals i normalsituasjon

I omtrent 20% av MTU-ene med prisspikre, har flaskehals ved intakt nett medvirket til prisspikre ved at de billigste budene ikke har vært mulige å bruke, siden de har vært plassert bak flaskehals, eller at dyre bud har blitt aktivert utenom prisrekkefølge (systemregulering) for å avlaste flaskehals.

Flaskehals påvirker direkte hvilke ressurser som er tilgjengelige for balansering. Med systemet for flaskehalsbehandling som har vært gjeldende i denne perioden, vil systemreguleringer i retning ned gi økt balanseringsbehov i retning opp (og motsatt). Utilgjengeliggjøring av bud for prognostiserte flaskehals vil også redusere tilgjengelig budvolum i mFRR EAM.

Analysen har sett på hvor mange prisspikre som har blitt forårsaket av situasjoner med flaskehals i normalsituasjon. Analysen har ikke vurdert om flaskehalsbehandlingen i tilfellene var riktig eller ikke. Det betyr at påvirkningen kan være korrekt, gitt prosessen som har vært i bruk.

Den nye prosessen for flaskehalsbehandling «etter balansering» (ABOT 2.0, satt i prøvedrift våren 2026) forventes å endre dette bildet noe fremover. Utilgjengelig-gjøring av bud foregår fremdeles før budvalget i mFRR EAM foreligger, men aktiveringer for flaskehals gjøres sammen med nødvendig balansering etter budvalget. Mer presis behandling av flaskehals etter budvalget i mFRR EAM vil kunne dempe mFRR-pris og ubalanseprisen.

Medvirkende årsak 5: Prisspredning til time fra direkteaktivering eller planlagt aktivering

I omtrent 15% av MTUene med prisspikre, har det vært prisspikre i ett kvarter som ble spredd til en hel time. Med innføring av 15 minutters tidsopløsning 19. mars 2025, var dette kun en tidsbegrenset effekt.

Slik spredning skjedde i den korte tidsperioden før innføringen av 15 minutters tidsopløsning, både pga. direkteaktivering og planlagt aktivering av mFRR. mFRR-prisen beregnes i dag basert på både pris for direkteaktivering og planlagt aktivering. Direkteaktiveringer påvirker prisen i kvarteret den blir aktivert og påfølgende kvarter. Ved go-live 4. mars 2025 var det fortsatt timesprising (MTU lik en time), slik at ett kvarter med prisspikre som følge av

en direkteaktivering kunne påvirke en hel time, og i verste fall to timer ved direkteaktivering over timeskift. Et eksempel på dette er vist i figur 7. Tilsvarende ville en prisspiker i ett kvarter for planlagt aktivering også påvirke en time. Det er verdt å merke seg at i tellingen av antall MTUer, har vi her telt antall MTUer som kvarter, for å kunne sammenligne på tvers av perioden med timesprising og kvartersprising.

9-1	9-2	9-3	9-4	10-1	10-2	10-3	10-4
			130	130			

Figur 7 Eksempel fra 14. mars hvor direkteaktivering fra 08:45-09:15 førte til prisspikre fra 08:00-10:00

Medvirkende årsak 6: Overbestilling

I omtrent 13% av tilfellene med prisspikre, har det vært bestilt mer enn 50 MW for mye mFRR (inkludert ett tilfelle rundt 300 MW og ett tilfelle rundt 150 MW, samt ni tilfeller i intervallet 50–100 MW). I omtrent 10% av tilfellene med prisspiker, ville en mer treffsikker mFRR-etterspørsel gitt ubalansepris under 1000 EUR/MWh.

Restubalanse (ACE OL⁷ minus dekket behov) brukes som mål på treffsikkerhet i mFRR-etterspørselen. Positiv restubalanse innebærer at det er bestilt for mye mFRR i oppretning. I analysen har vi undersøkt hvor ofte dette har skjedd, sammenlignet med om vi hadde hatt perfekt prognose.

Vi bestiller mFRR basert på prognose av fremtidige ubalanser. Denne vil aldri være 100% treffsikker og vil tidvis overestimere behovet. Gitt dette, anser vi en negativ påvirkning i 13% av MTUene med prisspiker som en relativt liten andel. Statnett jobber kontinuerlig med videreutvikling av prognosene og etterspørselsstrategi. Se neste kapittel for mer bakgrunn og tiltak.

Medvirkende årsak 7: Utfall og ikke-intakt nett

Utfall og ikke-intakt nett har vært medvirkende årsak til ca. 10% av prisspikrene.

⁷ ACE OL = Area Control Error Open Loop: Ubalansen i et område før balanseringsmarkedene. Dekket behov (satisfied demand) = Tilfredsstilt mFRR-behov i et område

Dette er en "normal" del av markedet og systemdriften, og enkelte utfall kan gjøre store deler av balanseringsressursene utilgjengelige. Ny funksjonalitet i flaskehalshåndteringen som er implementert etter go-live av mFRR EAM kan bidra til bedre håndtering, når budområder blir nettmessig delt som følge av utfall eller planlagte driftsstanser.

Medvirkende årsak 8: Udelelige bud

Udelelige bud som har blitt hoppet over, har vært medvirkende årsak til 3% av prisspikrene.

Store udelelige bud er typisk oppstartsbud som ikke kan delaktiveres. Algoritmen har fleksibilitet til å aktivere bestilt mFRR pluss maksimalt 10 MW, noe som gjør at store udelelige bud må hoppes over i enkelte tilfeller.

Det er verdt å merke seg at selv om udelelige bud ikke har vært medvirkende årsak på mange prisspikre i analyseperioden, kan slike udelelige bud likevel være prisdrivende i "normalsituasjoner".

Medvirkende årsak 9: Lokal fallback

Lokal fallback har vært medvirkende årsak i 2% av tilfellene med høye prisspikre og kun i NO4.

"1st level fallback" er en type lokal fallback som brukes når en systemoperatør (TSO) mister forbindelse til den nordiske budvelgeren, Nordic libra. I denne typen fallback brukes lokal budvelger, samtidig som mFRR-flyt fra forrige MTU videreføres (både til andre nordiske budområder og mellom norske budområder).

Dette vurderes som å ikke være et systematisk problem. Ved overgang til den europeiske markedsløsningen for aktivering av mFRR (MARI) endres fallback-prosedyren, slik at dette håndteres semi-manuelt med mulighet for operatør å overvåke endringene.

Medvirkende årsak 10: Heartbeat

Heartbeat er en sjekk av kommunikasjonslinjer til aktører. Det sendes ut tomme elektroniske bestillinger til aktørene for å overvåke at det er kommunikasjon mellom Statnett og aktørene før hvert kvarter. Dersom Heartbeat feiler, settes alle bud fra aktøren utilgjengelige for kommende MTU. Ett tilfelle er identifisert der feilet heartbeat er medvirkende årsak til prisspiker.

Kravet til oppetid hos aktører er 99 %, og etterlevelsen blant aktører er god. Tabell 2 viser oppetidsstatistikk for aktiveringer og heartbeat i perioden fra go-live 4. mars 2025 til 1. mars 2026.

Tabell 2 Oppetid av Heartbeat hos aktørene i perioden fra go-live 4. mars til 1. mars 2026. "Avvist" betyr at aktørene aktivt har svart "nei", mens "Timeout" betyr at aktøren ikke har svart på heartbeat innen definert tidsfrist.

	Bekreftet	Avvist	Timeout
Aktiveringer	99,56%	0,26%	0,18%
Heartbeat	99,42%	0,09%	0,49%

En ny normal – med tiltak på etterspørselssiden

Balansemarkedene har i løpet av det siste året gjennomgått store endringer med overgang til flytbasert markedskobling i døgnmarkedet og automatisert aktiveringsmarked for mFRR med finere tidsoppløsning (mFRR EAM). Dette har ført til endrede markedssignaler som delvis er en del av en ny normal og delvis fortsatt er i endring. Vi ønsker derfor å tydeliggjøre Statnetts vurdering av status på følgende sentrale områder:

1. Overføringskapasitet til balansering
2. Kapasitetsmarkedets rolle
3. Udelelige bud
4. Statnetts etterspørselsstrategi

Overføringskapasitet til balansering

Med automatisert balansering endret vi måten vi bestemte overføringskapasitet til balansering på. Tidligere gjorde operatør en løpende vurdering av ledig kapasitet i nettet, mens automatiseringen forutsetter at kapasiteten mellom områdene er eksplisitt bestemt på forhånd. Derfor er overføringskapasiteten som er gitt til energimarkedene nå også eksplisitt begrensende for utveksling av balanseringsenergi.

Flytbasert markedskobling har ført til bedre utnyttelse av nettet for døgnmarkedet, og dette gjør at det er mindre nettkapasitet igjen til etterfølgende markeder. Etterfølgende markeder har i tillegg fremdeles kapasiteter på ATC-format, altså kapasitet per budområdegrense. Flytbasertkapasitetene må derfor oversettes til ATC, og i denne prosessen har vi sett store reduksjoner i overføringskapasitet tilgjengelig etter døgnmarkedet, sammenlignet med før innføringen av flytbasert markedskobling. Der flytbasert markedskobling i dag gir oss overføringskapasiteter på en rekke komponenter i nettet, må vi fortsatt oversette dette til kapasiteter per budområdegrense for balansemarkedet, intradagmarkedet, og det som er igjen, gis til balanseringen. I balanseringen ser vi mindre mulighet til å utveksle reserver på tvers av områder enn før innføring av flytbasert markedskobling i døgnmarkedet.

Lavere overføringskapasitet gir høyere priser enn hvis man kunne benyttet de billigste ressursene på tvers av hele Norden. På sikt vil flytbasert markedskobling også bli innført i intradag-auksjonene, noe som forventes å gi

mer oppdatert overføringskapasitet til intradag, med riktigere, men ikke nødvendigvis større overføringskapasitet til balanseringen. Den neste større endringen for beregning av overføringskapasitet til balansering blir innføring av flytbasert markedskobling i selve balanseringen, men per nå foreligger det ikke tidfestede planer for dette.

Kapasitetsmarkedets rolle

Spesielt budområdene NO3 og NO4 er utsatt for prisspikre på grunn av manglende overføringskapasitet og begrenset tilgang til moderat prisede reserver. Gjennom kapasitetsmarkedet forplikter tilbydere av mFRR seg til å delta i aktiveringsmarkedet. Innkjøp av bud i kapasitetsmarkedet tar ikke hensyn til prising i aktiveringsmarkedet, noe som betyr at høyere innkjøp i kapasitetsmarkedet ikke nødvendigvis gir billigere aktiveringsbud.

Statnett gjør innkjøp i mFRR kapasitetsmarked for å sikre at vi har *nok* ressurser til å dekke normale ubalanser og dimensjonerende utfall, ikke for å sikre at vi har *rimelige* ressurser til å dekke behovet.

Endring i vilkår for å bedre kunne håndtere udelelige bud

Udelelige bud som har blitt hoppet over, har vært medvirkende årsak til 3% av prisspikrene. Selv om udelelige bud ikke har vært medvirkende årsak på mange prisspikre i analyseperioden, kan slike udelelige bud likevel være prisdrivende i "normalsituasjoner".

For å bedre kunne håndtere udelelige bud, er det foreslått følgende endringer i vilkår som er på høring frem til 12. juni 2026⁸:

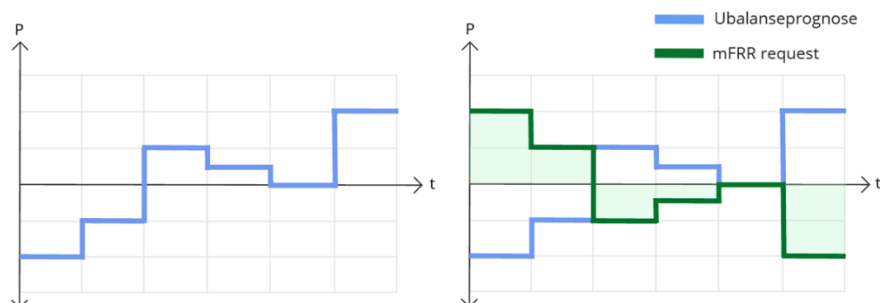
1. Minste budvolum må være teknisk begrunnet
2. Kjøp i mFRR CM må dekkes med udelelige bud ≤ 50 MW, eller bud med minstevolum ≤ 50 MW.

Statnetts etterspørselsstrategi i aktiveringsmarkedet for mFRR

Vi arbeider med å videreutvikle vår etterspørselsstrategi i aktiveringsmarkedet for mFRR med mål om mer effektiv ressursbruk (unngå overaktivering) og å unngå unødvendige prisspikre, samt redusere omfanget av hyppig start og stopp av generatorer for kraftprodusenter som deltar i mFRR-markedet. Med

⁸ [Utvidet høringsfrist: Høring om oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, markedsvilkår iht. EBGL og søknad om å godkjenne mFRR-D som spesifikt produkt \(26-3\) | Statnett](#)

etterspørselsstrategi menes her hvordan Statnett bestemmer hvor mye mFRR vi skal bestille i aktiveringsmarkedet, basert på prognosert ubalanse. Bestilt mFRR betegnes også som "mFRR request".



Figur 8 Dagens praksis for å dekke prognostisert ubalanse. Venstre: Ubalanseprognose (blå). Høyre: Ubalanseprognose (blå) og tilhørende mFRR etterspørsel (grønn)

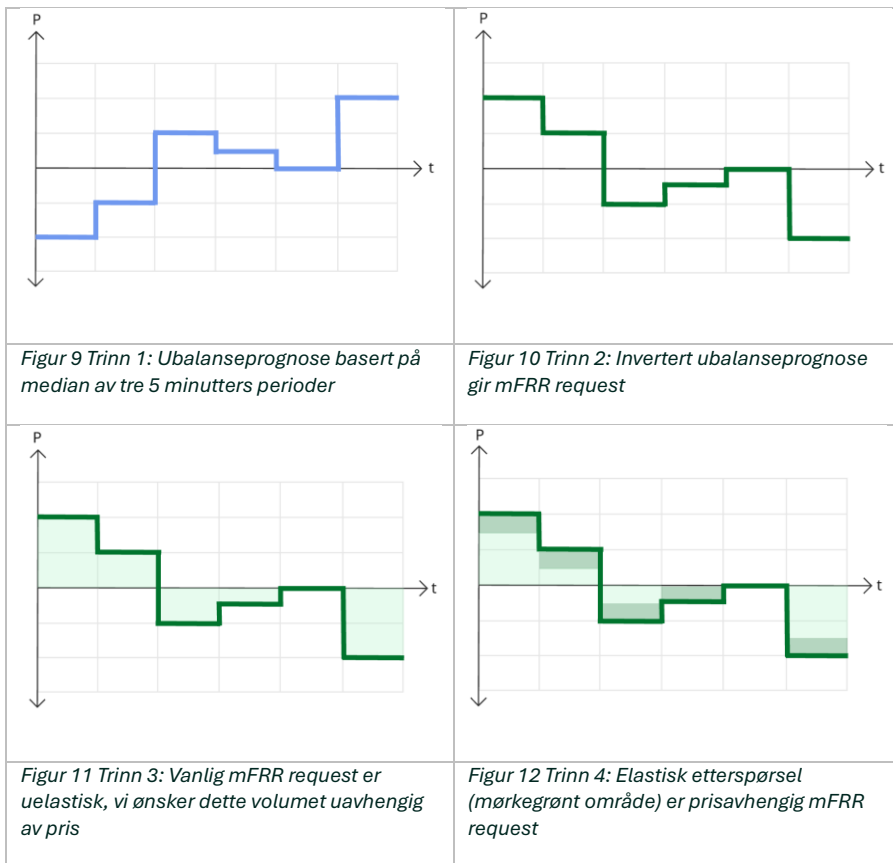
I dag bestiller vi mFRR for å dekke hele ubalansen vi har prognosert. Dette er vist i figur 8. Det arbeides med flere tiltak for å bli mer treffsikker og effektiv i etterspørselsstrategien vår. Aktuelle tiltak er:

1. Priselastisk etterspørsel (innført april 2026)
2. Dødbånd på mFRR etterspørsel (innført mai 2026)
3. Redusert mFRR etterspørsel (analyseres)

Tiltak 1: Priselastisk etterspørsel

Med priselastisk etterspørsel får budvelgeren mulighet til å ikke aktivere de siste X MW dersom dette gir svært høy pris. Etterspørselen (mFRR request) som sendes til budvelgeren deles i uelastisk volum (volum vi vil ha uavhengig av pris) og elastisk volum (volum vi kun kjøper hvis prisen er under 1000 EUR/MWh). Dette vurderes som et treffsikkert tiltak for å redusere prisspikre.

Beskrivelse av tiltaket er vist i figur 9 - figur 12. Forventet ubalanse prognoseres basert på median av tre 5 minutters perioder (Trinn 1). Deretter beregnes mFRR request ved å invertere ubalanseprognosen (Trinn 2). Tidligere var hele mFRR request prisuelastisk (Trinn 3). Nå omgjør vi deler av behovet til priselastisk etterspørsel som er avhengig av pris (Trinn 4). Tabell 3 viser definerte grenser for volum og pris ved innføring av tiltaket i april 2026.



Verdier for volum/pris ved oppstart av tiltaket, er vist i tabell 3.

Tabell 3 Oversikt over pris og volum ved oppstart av priselastisk etterspørsel

	Volum	Pris	
NO1	30 MW	1000 EUR	
NO2			
NO3			
NO4			40 MW
NO5			30 MW

Tiltaket ble innført 16. april 2026⁹ og vi har allerede sett eksempler på at dette har ført til betydelig lavere ubalansepriser enn uten. Volum og pris overvåkes og analyseres fortløpende. Elastisk etterspørsel er en funksjonalitet som det per nå er usikkert om vil være støttet av den europeiske markedsløsningen for aktivering av mFRR (MARI). Statnett arbeider målrettet for å sikre at slik

⁹ [Statnett tar i bruk priselastisk etterspørsel for mFRR | Statnett](#), Nyhetssak publisert 15. april 2026

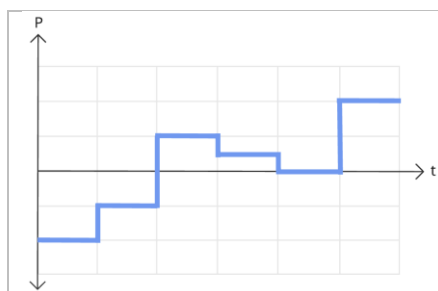
funksjonalitet er tilgjengelig når Norge tilknytter seg handelsplattformen, planlagt 2027.

Tiltak 2: Dødbånd på mFRR-etterspørsel

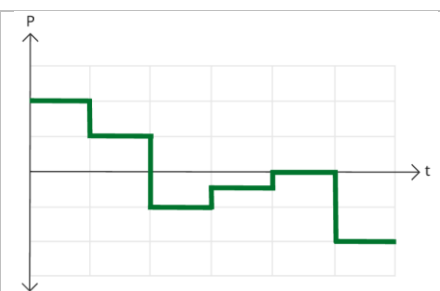
Dødbånd innebærer at etterspørselen settes til null dersom ubalanseprognosen er innenfor +/- X MW rundt null. Tiltaket er ikke effektivt for å redusere prisspikre, men vil kunne redusere hyppige start og stopp på generatorer ved å ikke bestille små volum når ubalansen er liten. Dødbånd på mFRR-etterspørsel ble innført mai 2026¹⁰.

Dette antas å ha størst effekt i budområdene NO3 og NO4 som relativt ofte ikke har ATC til naboerområder i balanseringen. Hvis det finnes ATC til naboerområder, kan det fortsatt komme aktiveringsbehov fra naboerområder som utlikner denne ønskede effekten. Tiltaket vil også ha en effekt på ubalansepris ved tilknytning til MARI, dersom foreslått ubalanseprismodell som nå er på høring blir innført uten endringer. Siden dominerende retning fra MARI vil settes basert på budområdets dekkede behov for mFRR, vil innføring av dødbånd gi flere ISPer¹¹ uten en dominerende retning. Gitt innføring av insentivkomponent, vil ubalansepris i slike ISPer bli lik døgnmarkedsprisen. Etter tilknytning til PICASSO derimot, vil effekten bortfalle igjen (det vil si at funksjonaliteten med dødbånd på aFRR-etterspørsel ikke vil være tilgjengelig).

Beskrivelse av tiltaket er vist i figur 13. Forventet ubalansebehov prognoseres basert på median av tre 5 minutters perioder (Trinn 1). Deretter beregnes mFRR request ved å invertere ubalanseprognosen (Trinn 2). Det legges et dødbånd på X MW rundt nullpunkt (Trinn 3), og mFRR request settes til null hvis ubalanseprognosen ligger i dødbåndet, dvs. det etterspørres ikke noen mFRR aktivering (Trinn 4).



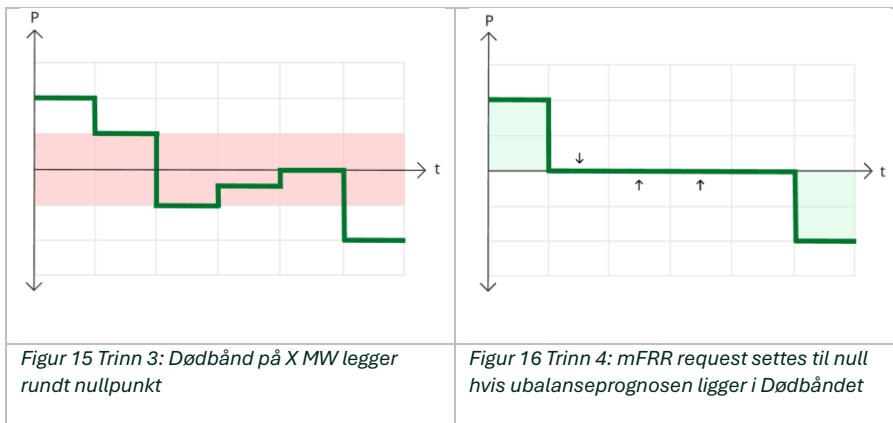
Figur 13 Trinn 1: Ubalanseprognose basert på median av tre 5 minutters perioder



Figur 14 Trinn 2: Invertert ubalanseprognose gir mFRR request

¹⁰ [Innfører dødbånd for mFRR-etterspørsel | Statnett](#)

¹¹ ISP = Imbalance Settlement Period, som er 15 minutter

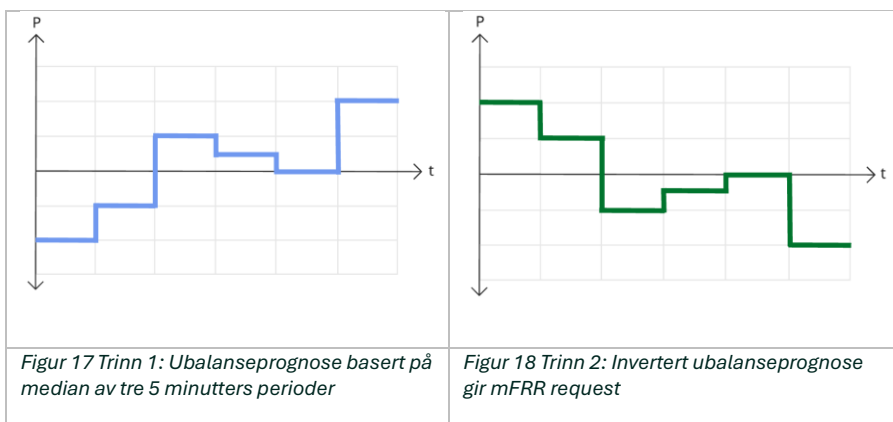


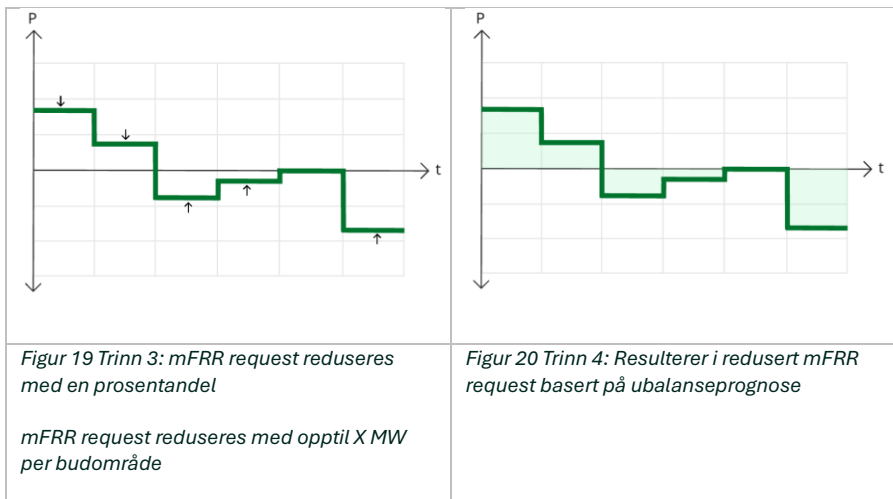
Tiltak 3: Redusert mFRR-ettespørsel

Redusert mFRR-ettespørsel (mFRR request) innebærer å bestille mindre enn 100 % av prognosert ubalanse. Analyser viser at det er omtrent like sannsynlig å bestille for lite som for mye, slik at restubalanse vil øke omtrent 50 % av gangene og reduseres omtrent 50 % av gangene. Reduksjonen kan være basert på generell nedjustering eller konfidens/usikkerhet i ubalanseprognosen.

Dette er ikke nødvendigvis et treffsikkert tiltak for prisspikre, men relevant for effektiv drift, herunder bedre utnyttelse av aFRR- og FCR-ressurser ved å unngå behov for motaktiveringer.

Beskrivelse av tiltaket er vist i figur 17 - figur 20. Forventet ubalansebehov prognoseres basert på median av tre 5 minutters perioder (Trinn 1). Deretter beregnes mFRR request (ettespørselen) ved å invertere ubalanseprognosen (Trinn 2). mFRR reduseres med en prosentandel, definert av en øvre grense på X MW per budområde (Trinn 3), og mFRR request reduseres basert på redusert ubalanseprognose (Trinn 4).





Det gjennomføres videre analyser av tiltaket før det eventuelt besluttes innført.