

Statnett SF
firmapost@statnett.no

Postadresse
Statkraft Energi AS
Postboks 200 Lilleaker
0216 Oslo
Norge

Besøksadresse
Lilleakerveien 6
0283 Oslo

Sentralbord
24 06 70 00

Deres ref./dato
2026/783
Oslo, 30.04.2026

Sted/dato
Oslo, 12.06.2026

www.statkraft.no
post@statkraft.com

ORG. NR.: NO-987 059 729

HØRING OM VILKÅR FOR BSP OG BRP (26-3)

Statkraft Energi AS (Statkraft) viser til høring om endringer i metode om vilkår for leverandør av balansetjenester (BSP) og vilkår for balanseansvarlige (BRP), jf. EB¹ art. 18, publisert på Statnett SF (Statnett) sine hjemmesider 30. april 2026 med frist 12. juni 2026.

Artikkel 88 Balanseansvar og fos² §8 Anmelding

Den siste tiden har kraftmarkedet i Norge, Norden og Europa gjennomgått omfattende og viktige endringer for å sikre et effektivt kraftsystem i en tid med omstilling. Dette skyldes både behovet for mer effektiv utnyttelse av kraftnettet og ressursene, og behovet for å sikre at kraftsystemet og tilhørende verktøy er tilpasset overgangen til mer ikke-regulerbar produksjon.

Samtidig som disse markedsendringene legger til rette for en endret energimiks, er reglene for anmelding fortsatt tilpasset et vannkraftdominert system. Kravet om planlagt balanse var hensiktsmessig da systemet i hovedsak besto av regulerbar vannkraft med høy forutsigbarhet, og hvor både vannverdi og produksjonsvolumer i stor grad er kjent dagen i forveien. For vind- og solkraft er produksjonsvolumene vesentlig mer usikre ved anmelding i døgnet markedet, og denne usikkerheten kan være høy helt frem til drift. Vind, sol og vannkraft representerer derfor fundamentalt ulike risikoprofiler og krever ulike strategier ved anmelding. Et krav om planlagt balanse vil derfor være kontraproduktivt for teknologier med høy prognoseusikkerhet, og føre til dårligere ressursutnyttelse og et mindre effektivt kraftsystem. Det er derfor avgjørende at reglene for anmelding og planlegging tolkes slik at også teknologier med prognoseusikkerhet, som vind, sol og batterier, kan bidra til et mest mulig effektivt kraftsystem. Statkraft mener at høringsforslaget slik det foreligger ikke ivaretar dette.

Det siste året har aktørene i betydelig grad erfart svakhetene i tolkningen av regelverket. For eksempel har Statkraft for én balanseringsavtale for vind hatt et netto tap på rett under 100 MNOK siden mars 2025, og i en enkelttime et netto tap på nær 20 MNOK. Aggregert på tvers av alle vindparker vi balanserer er tapet vesentlig høyere. Dette illustrerer både et betydelig effektivitetstap for samfunnet, og den betydelige økonomiske risikoen knyttet til balansering av vind. Disse kostnadene vil til syvende og sist påvirke kraftprisen til forbrukerne. Dette kan ikke utelukkende forklares med barnesykdommer fra markedsendringer, algoritmeutfordringer eller flaskehals hos TSOene. Flere av de største ubalansene skyldes en fundamental ubalanse mellom anmeldt og faktisk vindproduksjon. Slike ubalanser vil alltid oppstå, men det er særlig vanskelig å tidfeste når kraftige vindfronter treffer land. Selv om man kun bommer med 15–30 minutter på

¹ Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (EB)

² Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet av 7. mai 2002 nr. 448 (fos)

når vinden kommer vil det kunne gi store ubalanser. Vindproduksjon er i praksis svært vanskelig å forutse, selv når endelig plan skal inn 25 minutter før drift.

Ubalanserisikoen må aktørene hensynta allerede i døgnet. Dersom man utsetter håndteringen til intradag- og balansemarkedene, er det ofte for sent, både som følge av lav likviditet og begrenset kapasitet mot tilgrensende områder. Om aktørene må anmelde 50-persentilen, uten å kunne hensynta prognoseusikkerheten, eksponeres de for en økonomisk risiko de i praksis ikke kan håndtere.

Statkraft vil derfor advare mot en videreføring av dagens praktisering og tolkning. Med de kostnadene vi observerer, blir det krevende å tilby balanseringsavtaler på vilkår som er bærekraftige både for BRPer og for eiere av vindparker. Det er også en risiko for at en slik videreføring vil gjøre det mer krevende å utvikle nye vindprosjekter i Norge og at eksisterende vindkraftanlegg stenges ned i perioder hvor kostnadene overstiger inntektene. Dette er en svært dårlig ressursutnyttelse.

Statkraft har nedenfor mer spesifikke kommentarer knyttet til Statnett sitt forslag, og hva som må på plass for et mer effektivt marked og balansering. Overordnet mener Statkraft at BRPen skal opptre økonomisk rasjonelt, og dette må ligge til grunn for anmelding i døgnet og intradagmarkedet. Det betyr at dagens tolkning må endres.

Justering av balanseansvaret

Døgnet

Prognoser for produksjon og forbruk med volumusikkerhet består av et utfallsrom, hvor 50-persentilen statistisk representerer gjennomsnittet av scenarioene i utfallsrommet. Aktørene har, på grunn av ubalansegebyret, insentiver til å treffe best mulig for å være i balanse før drift, og legger betydelig med ressurser ned i dette. Det betyr at de kan ha flere prognoser, og 50-persentilen er derfor ikke en entydig størrelse. De ulike prognosene må vektas mot hverandre gjennom løpende vurderinger basert på blant annet værforhold, historikk, tid på året og tid til driftskvarteret. Prognosearbeidet er dermed i seg selv en kompleks og ikke-standardisert faglig vurdering.

Samtidig innebærer enhver prognose en iboende usikkerhet og risiko for avvik i drift, særlig ved anmelding i døgnet. Aktørene må derfor hensynta denne risikoen, for eksempel ved å anmelde en annen del av utfallsrommet enn 50-persentilen for å redusere forventede ubalansekostnader. Det kan hevdes at en slik agering innebærer en høyere forventet ubalanse. Det kan isolert sett være riktig, men gir et ufullstendig bilde. Aktørene har sterke insentiver til å være i balanse, men for aktører med volumusikkerhet, som vind, vil ubalanser uansett oppstå. Spørsmålet er derfor ikke om ubalanse oppstår, men hvilke ubalanser som er mest kostnadseffektive å håndtere.

For aktørene handler det derfor om å minimere kostnaden ved ubalansene som oppstår. Ettersom ubalansekostnaden er et produkt av volum og pris, må aktørene hensynta begge størrelsene. Det siste året har risikoen for ekstreme ubalansepriser i én retning økt betydelig, noe som gir insentiver til å posisjonere seg annerledes i utfallsrommet. Dette er ikke bare rasjonelt for aktørene, men bidrar også til at de billigste reguleringsressursene aktiveres og at aktivering av svært dyre ressurser unngås. Hensynet til et effektivt kraftsystem og aktørenes insentiver er dermed sammenfallende.

Etter innføringen av mFRR EAM og flytbasert markedskobling er det i praksis blitt krevende, og til tider umulig, å håndtere ubalanser i intradagmarkedet, som følge av begrenset likviditet og overføringskapasitet. Posisjoner låses dermed etter døgnet, og oppdaterte prognoser kan ofte ikke håndteres i intradagmarkedet. Ubalanser blir i slike situasjoner uunngåelige. For at aktørene skal kunne håndtere denne risikoen, er det avgjørende at de kan tilpasse anmeldingen allerede i døgnet. Etter lukketid i døgnet vil det i mange tilfeller være for sent å korrigere posisjonen.

Statnett skriver i forarbeidene knyttet til kravet om å være i balanse i døgnet at:

«Vår vurdering er at de balanseansvarlige skal være balanserte ved anmelding i døgnet. Det er ikke tillatt å planlegge anmelding i døgnet med en åpen posisjon, heller ikke med intensjon om å lukke den ved anmelding i energimarkedet etter døgnetets lukketid.»

Begrepet «åpen posisjon» er en noe uklar beskrivelse, for man kan i prinsippet si at all anmelding med en underliggende prognoseusikkerhet er åpen. For Statkraft er det viktig å presisere at tilpasninger i anmeldingen ikke er finansiell spekulativ handel, men et nødvendig virkemiddel for risikohåndtering av fysisk produksjon eller forbruk. Spørsmålet er derfor hvordan man kan ivareta behovet for risikohåndtering samtidig som man sikrer effektiv prisdannelse. Endringer i balansekravet må utformes i tråd med markedsadferdsregelverket som stiller strenge krav til markedsadferd, herunder forbud mot markedsmanipulasjon. Aktørene må derfor fortsatt kunne redegjøre for sine vurderinger ved anmelding, i tråd med dagens praksis.

Statkraft mener at det å hensynta risiko ved anmelding, slik som beskrevet over, må være lov ut fra både et effektivitets- og markedsadferdsperspektiv. I RMEs veileder til budgivning ved grunnrenteskatt³ fremgår det at «Aktørene skal opptre økonomisk rasjonelt, og det vil være økonomisk rasjonelt å legge inn til den lavere prisen.». Dette er en grunnleggende forutsetning for et effektivt marked. Videre viser de til at bud som ikke hensyntar dette kan «(...)gi eller være egnet til å gi uriktige signaler om pris på et engrosenergiprodukt og innebære brudd på markedsmanipulasjonsforbudet».

Argumentasjonen i veilederen bygger på samme prinsipp som kravet om å hensynta alternativverdien av salg i etterfølgende markeder. Etter Statkrafts vurdering vil det være samme prinsipp å hensynta alternativkostnaden, det vil si at aktørene må vurdere kostnader i etterfølgende markeder opp mot inntekten ved anmelding i døgnet. En slik vurdering er økonomisk rasjonell, motsatt vil det være ikke-rasjonelt å anmelde på en måte hvor man risikerer store tap uten at man får en tilsvarende inntekt. Et marked hvor risiko og underliggende kostnader ikke prises inn, vil kunne gi et misvisende signal om engrosenergiprodukter. Vi mener derfor at et krav om anmelding av 50-persentilen i prognosen vil kunne gi et feilaktig bilde av tilbud og etterspørsel dersom risiko ikke er priset inn, og dermed kunne føre til en feilaktig døgnetpris. Statkraft mener derfor at det ikke bare er i tråd med markedsadferdsregelverket å endre dagens tolkning av anmelding, men at det også er problematisk dersom dagens tolkning blir stående.

En mulig tilnærming for å gjøre det enklere å kontrollere og etterleve er å presisere at aktørene skal gjøre en økonomisk rasjonell anmelding av fysisk produksjon og/eller forbruk, i tråd med markedsadferdsreglene. Dette innebærer at anmeldingen må være begrunnet og ligge innenfor utfallsrommet, og ikke være åpenbart ulogisk, for eksempel ved å overstige installert kapasitet. Muligheten til å bruke utfallsrommet i anmeldingen vil bidra til en mer effektiv og hensiktsmessig anmelding som bedre håndterer risikoen på tvers av markedene. Statkraft mener dette vil være mest relevant for forbruk og de produksjonstypene som har usikkerhet ved anmeldingstidspunktet til døgnet. Vi tror effekten på regulerbar vannkraft vil være begrenset, ettersom usikkerheten der er lavere. Samtidig vil det kunne ha betydning for enkelte vassdrag med kortsiktig usikkerhet i tilsig.

Aktørene vil fortsatt sende inn produksjon- og forbruksplaner og forventede ubalanser til Statnett. Dette gir Statnett et forventningsnøytralt grunnlag dagen i forkant, samtidig som planene løpende oppdateres frem mot drift slik at aktører og Statnett deler et konsistent bilde. I drift har Statkraft enhver intensjon om å følge endelig innsendt produksjon- og forbruksplan, det vil si at Statkraft ikke foreslår at det åpnes for at aktører skal kunne endre planen i sanntid, såkalt selvbalsnering. Statkraft vurderer derfor at formuleringene i avsnitt to og tre i retningslinjene etter fos § 8 er gode og treffsikre. BRPen skal i sanntid arbeide for å følge innsendt plan. Planene som leveres 25 minutter før drift gir Statnett oversikt over forventet produksjon, forbruk og ubalanse, og gir et godt planleggingsgrunnlag for sikker og effektiv drift. Dette tilsvarer i stor grad dagens situasjon, hvor planlagte ubalanser rapporteres og hensyntas i planleggingen av mFRR-aktiveringer, og på sikt aFRR-aktivering.

Intradagmarkedet

Bestemmelser knyttet til BRPers balanseforpliktelser har både en nasjonal forankring i fos § 8 om anmelding og en europeisk forankring i EB art. 17. For alle praktiske formål regulerer disse bestemmelsene det samme. Statkraft mener derfor det er viktig å sikre samsvar mellom regelverkene og hvordan de praktiseres.

³ [RMEs veileder oppdatert 10.02.2025](#)

Av EB art. 17.1 følger det at «*Hver balanseansvarlig skal i sanntid arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert.*» Videre fremgår det at detaljerte krav skal fastsettes i metoden etter EB art. 18, det vil si metoden som nå er på høring.

I forarbeidene til høringen skriver Statnett at «*Det er altså ikke tillatt å systematisk handle seg i ubalanse, selv om intensjonen skulle være å hjelpe systemet.*». Statkraft mener denne tolkningen ikke er i tråd med ordlyden og intensjonen i EB art. 17.1. Etter vår vurdering kan Statnett fastsette detaljerte krav til utøvelsen av forpliktelsene, men ikke endre de grunnleggende forpliktelsene og rettighetene i EB.

Vår forståelse er at Statnett har tolket kravet som at TSO i metoden etter EB art. 18 kan fastsette at BRPer enten skal *arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert*. For det første kan vi ikke se, verken i forarbeidene eller i EB, at TSOene har en slik rett til å velge bort en av metodene EB gir BRPene anledning til å benytte. Vår forståelse er at det er BRPen som både har en plikt og en rettighet til å velge om de ønsker å *arbeide for å være balansert eller bidra til at kraftsystemet blir balansert*, og ikke TSOen. For det andre innebærer en slik enten/eller-tolkning at TSOer som velger at BRPene skal *bidra til at kraftsystemet blir balansert*, samtidig avskjærer BRPen fra å *arbeide for å være balansert*. Det ville vært et brudd med grunnprinsippet for balansering om en BRP ikke hadde muligheten til å arbeide for å være balansert. Vi mener derfor at bestemmelsen etter EB art. 17.1, av disse grunnene, ikke kan tolkes som at TSOene skal velge om BRPene enten skal gjøre det ene eller det andre, og TSOene kan heller ikke velge bort deler av bestemmelsen.

Sammenlignet med Sverige har Svk i tilsvarende metode⁴ understreket at BRPene «*...i realtid inom ett elområde ska sträva efter balans, eller hjälpa elkraftssystemet att bli balansera*». Muligheten og kravet etter EB art. 17 fremgår også av ACERs beslutning 09/2024 om metode for prisfastsettelse av balanseenergi og kapasitet mellom budområder. ACER skriver:

«ACER notes that even if prequalification may delay BSPs' participation in the market, market participants still have the possibility in real time, as BRPs, to be balanced or help the power system to be balanced, as specified in Article 17(1) of the EB Regulation.»

Statnett viser også til denne metoden i høringsunderlaget og er for alle praktiske formål bundet av samme metode, jf. RMEs vedtak av 07. november 2024.

Det er også verdt å merke seg at Europaparlaments- og rådsforordning (EU) 2019/943 om det indre energimarkedet fastsetter i artikkel 5.1 at «*Each balance responsible party shall be financially responsible for its imbalances and shall strive to be balanced or shall help the electricity system to be balanced*». Bestemmelsen har tilnærmet samme ordlyd som i EB, og understreker dermed viktigheten av prinsippet, men også at det foreligger en konsistent tilnærming på tvers av regelverkene. Samtidig er det viktig å presisere at forordningen ikke er innlemmet i EØS-avtalen.

Det er viktig at tolkningen av regelverket er konsistent på tvers av land, slik at grunnprinsippene for balansering ligger fast uavhengig av hvor BRPen opererer. Dersom det er store forskjeller i tolkning i regelverket og balansekostnadene mellom land, vil det over tid kunne bidra til å skyve utbygging av ny kraft og forbruk til andre land, for eksempel Sverige, hvor tolkningen åpner opp for en mer effektiv balansering.

Et sentralt tolkningsspørsmål er hva det innebærer at BRPen skal *bidra til at kraftsystemet blir balansert*, og om dette skjer gjennom planlagt ubalanse etter intradag eller ved løpende endringer av plan i sanntid, slik Energinet tillater. Høringsdokumentene og underlaget fra utarbeidelsen av EB⁵ viser at bidrag til at kraftsystemet blir balansert skal skje for intradag lukketid. Med denne forståelsen innebærer bestemmelsen at BRPen ved intradag lukketid enten skal ha planer og forpliktelser som arbeider for balanse, eller som bidrar til at kraftsystemet blir balansert.

Metoden beskrevet i foregående avsnitt må derfor ikke forveksles med selvbalansering eller selvregulering, hvor aktørene løpende endrer plan i sanntid. I forarbeidene til EB er dette beskrevet som noe annet, som

⁴ Svenska kraftnäts (Svk) metode etter EB Art. 18

⁵ Hentet fra ulike dokumenter på [ENTSO-E sine sider](#)

krever særskilt godkjenning fra TSO. Dette er en egen problemstilling som Statkraft ikke tar til orde for å åpne opp for på nåværende tidspunkt. Et slikt skille mellom en planlagt ubalanse etter intradag lukketid og planendring i sanntid samsvarer også med praksis i Sverige, hvor ordlyden i EB art. 17 er implementert i metoden etter EB art. 18, samtidig som SvK utreder om aktørene i sanntid skal kunne endre plan gjennom en egen prosess.

Statkraft mener de problemene som er beskrevet kan løses ved å tolke «*hensiktsmessig*» i artikkel 88 til at aktøren skal agere økonomisk rasjonelt. Som tidligere diskutert har BRPen en plikt til å opptre økonomisk rasjonelt, og avvik fra dette kan innebære brudd på markedsadferdsreglene. Andre tolkninger av ordet «*hensiktsmessig*» kan gi ulike forventninger til aktører og dermed risiko for ulovlig forskjellsbehandling.

Om «*hensiktsmessig*» forstås som beskrevet over, kan BRPen både balansere ressurser effektivt og planlegge med ubalanser for å bidra til at kraftsystemet blir balansert før planinnsending 25 minutter før drift. Det er i denne sammenheng viktig å understreke at BRPer har incentiver til å opptre i tråd med kraftsystemets behov. Dersom målet er å minimere aktørenes ubalanser, eller at aktørene ikke ser hele kostnaden ved en ubalanse, bør dette løses ved å justere på ubalansegebyret. Nivået på gebyret bør reflektere den faktiske ulempen aktørenes ubalanse påfører kraftsystemet. Dersom en aktør systematisk forverrer ubalansen, vil BRPen ha sterke incentiver til atferdsendring. Men om en aktør over tid bidrar med ubalanser som er negativt for systemet, altså at aktøren verken er i balanse eller bidrar til at kraftsystemet blir balansert, mener vi at Statnett, med hjemmel i EB art. 17, bør følge dette opp.

Artikkel 96-99 Fastsettelse av dominerende retning og beregning av ubalansepris

Statkraft mener flere av forslagene i høringen gir uheldige utslag i Norge og Norden, særlig som følge av de mange og relativt små budområdene. Disse områdene er tett sammenkoblet, og effektiv utveksling av ressurser på tvers er avgjørende for balanseringen. Balanseringen forutsetter derfor tydelige og effektive prissignaler. De uheldige incentivene, som nevnt nedenfor, oppstår særlig i systemer med små, tett koblede områder med begrenset likviditet, og vil i mindre grad gjøre seg gjeldende i større budområder.

Statkraft erkjenner at flere av forslagene som nå er på høring følger av felles-europeiske metoder, og at det ikke er rom for å justere disse i denne høringen. Samtidig er det viktig å gi innspill til hvordan forslagene vil fungere i Norden, slik at TSOer og regulatorer kan vurdere behovet for eventuelle justeringer for å sikre effektiv balansering tilpasset det nordiske systemet.

Fastsettelse av dominerende retning

Statnetts forslag innebærer at dominerende retning fastsettes per budområde, også når områdene er sammenkoblet uten flaskehals, og dermed at beregningen av dominerende retning baseres på det underliggende balanseringsbehovet i hvert enkelt budområde isolert.

Generelt mener Statkraft det er viktig at det gis effektive prissignaler til aktørene i de ulike budområdene. I tilfeller hvor budområder er sammenkoblet uten flaskehals, vurderer Statkraft at området bør betraktes som ett felles marked med ett felles balanseringsbehov. I et marked som i praksis fungerer som ett område uten begrensninger, er det etter vår vurdering ikke hensiktsmessig å fastsette ulike retninger per budområdet som avviker fra den samlede retningen i de sammenkoblede områdene. I øvrige fysiske markeder vil sammenkoblede områder ha ett felles behov og dermed en felles pris fordi de utnytter felles ressurser, og Statkraft mener dette prinsippet også bør ligge fast i balansemarkedene. Ubalanseprisen er et viktig signal både i driftssituasjonen og for lokalisering av fremtidig produksjon og forbruk. Dersom det sjelden oppstår flaskehals mellom to områder, bør prissignalet være likt på tvers av områdene. Når områder er sammenkoblet uten begrensninger, er det ikke relevant hvilket budområde som dekker behovet, og incentiver som reflekterer dette gir et mer effektivt marked både på kort og lang sikt.

En praktisk konsekvens av ulike dominerende retninger i et sammenkoblet område er at aktører vil få incentiver til å bruke kapasitet i intradagmarkedet for å flytte ubalanser og oppnå samme dominerende retning. En slik atferd bidrar ikke til en mer effektiv ressursutnyttelse, og kan i enkelte tilfeller skape operasjonelle utfordringer for TSOene dersom aktørene bommer.

Statkrafts forslag er at det for sammenkoblede områder bør fastsettes én felles dominerende retning. Dette bør gjelde både ved planlagte aktiveringer (scheduled activations) og i tilfeller der direkteaktiveringer (direct

activations) ikke skaper flaskehals, slik at områdene fortsatt er sammenkoblet etter både planlagte og direkte aktiveringer.

Beregning av ubalanseprisen

Statnetts forslag innebærer at avregningen for BRP og inntekten for BSP kan avvike. Statkraft vurderer, i tråd med Nordic TSOs rapport fra 2023, at dette kan få uheldige konsekvenser. Aktørene vil naturlig søke å minimere denne differansen, noe som kan gi uønskede utslag. Eksempler på dette er situasjoner der aktører foretrekker ubalanseprisen fremfor aktiveringsprisen dersom kombinasjonen av planlagte og direkteaktiveringer gir en høyere ubalansepris enn den rene prisen for planlagt aktivering. Dette kan gi insentiver til strategisk tilpasning, hvor aktører tilbyr lave volumer for å oppnå aktivering og håndterer resterende volum som ubalanse dersom ubalanseprisen forventes å være høyere. Dette vil være en mer omfattende problemstilling ved overgang til et aktiveringsmarked for aFRR.

En annen utfordring ved ulik avregning for BRP og inntekter for BSP er at det kan svekke en balansert og effektiv utvikling av kraftsystemet. Når insentivene ikke er like mellom en BRP og en BSP, blir det vanskeligere å sikre at prosjekter og aktører med komplementære behov møtes i markedet, til tross for at de har en gjensidig nytte av hverandre. Dette kan for eksempel være utvikling av vind, som skaper ubalanser, i kombinasjon med batterier, som bidrar til å redusere ubalanser. Ulike insentiver kan dermed hemme utviklingen av begge typer prosjekter.

For å sikre en effektiv og robust beregning av ubalanseprisen mener Statkraft at Value of Avoided Activation (VoAA) bør settes lik ubalanseprisen i det sammenkoblede området. Dersom et sammenkoblede område er uregulert, altså uten aktiveringer, bør VoAA fastsettes på dagens måte ved bruk av prisen i døgemarkedet. Statkraft mener videre at ubalanseprisen bør reflektere marginalprisen av planlagt aktivering og direkteaktivering i den dominerende retningen. Aktiveringer som går i motsatt retning, bør håndteres som spesialreguleringer.

Artikkel 67 Fastsettelse av pris i aktiveringsmarkedet for mFRR

I denne artikkelen foreslår Statnett at planlagte aktiveringer får en annen pris enn direkteaktiveringer, samtidig som begge komponentene inngår som grunnlag for ubalanseprisen. Statkraft mener dette er prinsipielt uheldig. Produktene er identiske og aktiveres basert på ubalansen i et område i samme periode, og vi kan ikke se at tidspunktet for aktivering bør gi ulik pris. Etter Statkrafts vurdering bør planlagte og direkte aktiveringer i samme kvarter derfor ha en felles pris.

Artikkel 42 Krav til tilgjengelighet i aktiveringsmarkedet for mFRR

Statnett har i høringen foreslått at forpliktelser fra kapasitetsmarkedet for mFRR må oppfylles enten med delbare bud med minstekvantum under 50 MW eller med udelelige bud på maksimalt 50 MW. Statnett erkjenner at noe volum vil falle ut som følge av denne innstramningen, men vurderer påvirkningen som moderat. Formålet med justeringen er å dempe priseffektene i mFRR EAM ved å sikre at volumene som anskaffes i kapasitetsmarkedet i større grad kan aktiveres av algoritmen. Statkraft mener imidlertid at det er tre hovedutfordringer med forslaget og begrunnelsen.

For det første viser våre beregninger at vi bare i NO2 vil miste om lag 40 prosent av det totale volumet vi i dag kan tilby i mFRR CM på grunn av for høy minimumsproduksjon. Av de resterende 60 prosentene vil om lag 40 prosent få betydelig økte kostnader som følge av at vi må ha store volumer roterende for å kunne levere disse 40 prosentene. Dette får ikke bare konsekvenser for kostnadsnivået i kapasitetsmarkedet, men vil også påvirke døgemarkedet. Dersom aktørene må ha produksjon roterende, må vesentlig mer volum tvinges inn i døgemarkedet, noe som kan bidra til en mindre effektiv prisdannelse. Statkraft kan ikke se at disse konsekvensene er tilstrekkelig analysert og vurdert i forarbeidene.

For det andre er minimumsproduksjonen fastsatt av tekniske hensyn ved kraftverket og representerer en nedre driftsgrense som ikke kan fravikes. Dette innebærer at volum opp til minimumsproduksjon må anmeldes som udelelig. Statkraft mener forslaget innebærer en markedstilpasning som ikke er forenlig med de tekniske forutsetningene i et vannkraftdominert system. Statkraft arbeider kontinuerlig med å tilpasse seg nytt markedsdesign, blant annet ved å tilby delbare bud der det er teknisk mulig. Et mer treffsikkert tiltak mener vi derfor er å stille krav om at udelelige bud er begrunnet i tekniske eller konsesjonsmessige forhold, slik som foreslått i artikkel 62. Det bør først høstes erfaringer med slike tiltak før ytterligere tiltak vurderes.

For det tredje er Statnetts rolle å gjennomføre markedsendringer som sikrer et effektive markeder, ikke å gjennomføre endringer med mål om å justere prisen i enkeltmarkeder. Kostnader ved en endring som foreslått vil materialisere seg andre steder, blant annet i form av høyere kostnader i kapasitetsmarkedet og en mindre effektiv prisdannelse i døgnmarkedet. Selv om aktørene har etterspurt lavere ubalansepriser, bør tiltakene være å forbedre algoritmene og sikre riktigere kapasitet i intradag- og balansemarkedene, ikke å innføre restriksjoner som forskyver kostnader.

Statkraft mener det fortsatt er behov for en mer fleksibel algoritme. Tiltakene Statnett nylig har innført, som elastisk etterspørsel og dødbånd, er viktige steg, men det er fortsatt behov for videreutvikling for å sikre at systemdriften og markedet fungerer godt sammen. I den forbindelse er det viktig med en bedre forståelse av hvordan driftssituasjonen har vært i timer med høye ubalansepriser. Det er positivt at Statnett har startet dette arbeidet, blant annet gjennom nylig publisert rapport, men etter Statkrafts vurdering er det fortsatt behov for flere analyser og konkrete eksempler som belyser hvordan slike hendelser faktisk har utspilt seg i drift. Flere av de høye ubalanseprisene har vært drevet av små aktiveringsvolumer. I slike tilfeller er det særlig relevant å analysere hvorvidt systemet var nær områdets tålegrense for ubalanser, og om aktiveringene var nødvendige fra et driftsperspektiv. Statkraft mener slike analyser er avgjørende for å kunne videreutvikle elastisk etterspørsel, dødbånd og andre relevante tiltak på en måte som balanserer hensynet til effektiv systemdrift mot de samfunnsøkonomiske kostnadene ved høye ubalansepriser.

Statkraft erkjenner problemstillingen Statnett peker på, men vurderer at det foreslåtte tiltaket er prematurt, utilstrekkelig utredet og lite treffsikkert. Etter vår vurdering finnes det andre tiltak som mer effektivt kan forbedre effektiviteten i mFRR EAM. Om eventuell grense for udelelige bud blir relevant i fremtiden, er det behov for en kost-nytte-analyse som synliggjør de faktiske konsekvensene på tvers av de fysiske markedene.

Artikkel 62 Krav til bud og budgivning i aktiveringsmarkedet for mFRR

Statkraft støtter presiseringer om at minstevolum skal være knyttet til tekniske forhold. Dette kan gi økt fleksibilitet for mFRR-algoritmen og dermed bidra til økt effektivitet i mFRR EAM. Samtidig er det relevante tekniske forhold utover minimumsproduksjon eller -forbruk. For enkelte aggregater finnes det driftsområder mellom minimums- og maksimumsproduksjon som man enten ikke ønsker eller ikke kan operere innenfor.

Tilsvarende gjelder for enkelte forbruksressurser, hvor det kan være behov for minstevolumer på ulike budsteg. For eksempel kan en forbruksressurs ha et bud på 80 MW, men kun kunne reguleres i trinn på 20 MW. Dette innebærer at det eksisterer tekniske begrensninger knyttet til minstevolum også på tvers av budsteg.

Statkraft støtter intensjonen bak forslaget, men mener at kravet ikke bør begrenses til minimumsproduksjon eller -forbruk. I stedet bør det knyttes generelt til tekniske eller konsesjonsmessige forhold. En slik justering vil etter vår vurdering være i tråd med både Statnetts intensjon og det europeiske regelverket.

Artikkel 8 Regler for tilordning av reguleringsobjekt i stasjonsgrupper

Volumbegrensningen som foreslås flyttet fra artikkel 8a til artikkel 8 er i forarbeidene avgrenset til reguleringsobjekter tilknyttet nett under 110 kV. For å unngå misforståelser bør denne avgrensningen fremgå eksplisitt også i artikkel 8.6.

Ta gjerne kontakt dersom det er spørsmål til våre innspill eller det er noe dere ønsker å diskutere.

Med vennlig hilsen

Bjørn Holsen
VP Market Regulatory Affairs

Dokumentet er godkjent internt og sendes uten signatur