

Statnett SF
firmapost@statnett.no

Dato: 14.08.2026
Deres ref.: 2026/783
Vår ref.: B.H.Bakken

Høring om oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

Aneo AS (Aneo) viser til høring om oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, publisert på Statnett sine hjemmesider 30. april 2026 med referanse 2026/783 og svarfrist 15. august 2026.

Høringen omfatter en rekke endringer av både teknisk og språklig art. Vi prioriterer her å kommentere på de etter vår mening viktigste tekniske endringene. Vårt utgangspunkt er at et velfungerende markedsdesign og tilhørende regelverk må legges til rette for at økonomisk rasjonell adferd hos kommersielle aktører også bidrar til et sikkert og stabilt kraftsystem.

Fos § 8 – Anmelding

Statnetts forslag til ny ordlyd i fos §8 signaliserer en betydelig innstramming av plikten til å planlegge seg i balanse. Dette har allerede blitt utførlig kommentert i bransjens tilbakemeldinger på høring av *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige* som hadde frist 12. juni i år. Aneo stiller seg bak kritikken som fremmes i disse tilbakemeldingene, men vi vil også legge frem våre egne kommentarer her.

I motsetning til justeringer i flere andre paragrafer i denne høringen, legger Statnett for fos §8 opp til delvis overlappende bestemmelser i fos og i *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige*. Det framgår ikke av begrunnelsen hvorfor Statnett mener det er nødvendig med en slik overlapp for fos §8, men ikke for øvrige paragrafer som inngår i denne høringen. Vi mener det er svært uheldig med overlappende bestemmelser, noe som også medfører at disse inngår i to separate høringer med separate tidsfrister, og vi støtter Fornybar Norge sitt forslag om at disse bestemmelsene bør samles i *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige*.

Det er ikke tillatt å planlegge anmelding i døgnmarkedet med en åpen posisjon, heller ikke med intensjon om å lukke den ved anmelding i energimarkedet etter døgnmarkedets lukketid.

Som påpekt av flere høringssvar fra 12. juni, er det uklart hva Statnett her mener med «åpen posisjon». For ikke-regulerbar kraftproduksjon som vind og sol, vil anmelding i døgnmarkedet gjøres ift beste prognose på det tidspunktet. Balanseansvarlige vet at denne vil forandre seg fram mot driftstidspunktet, og planlegger alltid for løpende tiltak i etterfølgende markeder for å justere sin balanse. Det er uklart om Statnett mener en slik planlegging er «intensjon om å lukke den ved anmelding i energimarkedet etter døgnmarkedets lukketid» og dermed ikke tillatt. Aneo ber om at Statnett forklarer bedre hva som er intensjonen bak denne regelen.

Aktørenes agering i et marked vil påvirkes av forventninger om prisene i etterfølgende markeder. Vi opplever ofte at ID-markedet i NO3 ikke har tilstrekkelig likviditet til å handle seg i balanse til

akseptable priser. Det vil da være økonomisk rasjonelt for aktørene i NO3 å benytte påfølgende marked, dvs ta kostnadsrisikoen for en ubalanse i balansemarkedet.

Hvis vi i tiden fremover opplever at kravet slik det er formulert nå ikke er hensiktsmessig for å redusere de balanseansvarliges ubalanser, vil vi vurdere å stramme inn kravet i fremtiden. I så fall kan det bli aktuelt med en forpliktelse til å handle sine ubalanser eller strupe eventuell overskuddsproduksjon.

Aneo reagerer på at Statnett i sine høringsnotater «truer» med å pålegge aktørene handling i kommersielle markeder. Iht. fos §4 skal systemansvarlig «utvikle markedsløsninger som bidrar til å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet» (§4c) og «i størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper» (§4d). Vi kan ikke se at hverken fos eller EBGL gir systemansvarlig hjemmel til å pålegge aktørene markedsagring som ikke er økonomisk rasjonell. Det er heller ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt å strupe tilgjengelig produksjon fra en ikke-regulerbar energikilde. Løsningen må i stedet være å fortsette å utvikle markedsløsninger som bidrar til å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet.

Det er heller ikke slik at tvang eller «trusler» vil fjerne risikoen for store ubalanser i ikke-regulerbar kraftproduksjon. Vi opplever fra tid til annen at selv de beste prognoser kan bomme kraftig ila den siste timen fra ID lukker til driftstidspunktet. Dersom prognosene ikke fanger opp en kommende ubalanse, har ikke aktørene mulighet til å reagere på denne mens markedet er åpent. Den planlagte flyttingen av ID lukketid til 30 minutter før drift vil redusere denne risikoen, men vil ikke kunne fjerne den helt.

Konsesjonær skal justere sine forpliktelser i markedet så langt det er hensiktsmessig.

I likhet med en rekke høringsinnspill fra 12. juni, finner vi bruken av ordet «hensiktsmessig» i forskriften krevende å tolke. Vi støtter her tilbakemeldingen fra bl.a. Fornybar Norge om at «hensiktsmessig» bør defineres som økonomisk rasjonell markedsadferd.

Fos § 8a – Planlegging av produksjon

Aneo er positiv til at siste tidspunkt for rapportering av produksjonsplaner og forventet ubalanse flyttes nærmere driftstidspunktet. Som forklart over, vil dette redusere risikoen for store prognosefeil, men vil ikke fjerne den helt.

Fos § 8b – Planlegging av effektregulering

Ved driftsforstyrrelser som medfører at et område blir uten spenning (mørklegging), og hvor dette fører til at all produksjon i det berørte området blir frakoblet nettet, vil det ikke bli gjort aktiveringer i marked for regulerkraft eller fattet vedtak om produksjonstilpasning. (...) Produsent bærer i disse tilfellene selv kostnader knyttet til ubalanser i balanseavregningen som følger av driftsforstyrrelsen og påfølgende mørklegging.

Statnett påpeker at disse endringene har til hensikt å presisere gjeldende praktisering, og mener dette ikke har noen administrative eller økonomiske konsekvenser.

Aneo mener imidlertid at utviklingen i balansemarkedene gjør at de økonomiske konsekvensene av denne praksisen kan bli vesentlig større enn tidligere, og at Statnett ikke kan konkludere så lett som de ser ut til å gjøre her. Ved tilkobling til de europeiske balanseplattformene og en forventning om større prisvolatilitet i ubalansemarkedene, kan de økonomiske konsekvensene av slike hendelser bli betydelige for enkelte aktører.

Ved større driftsforstyrrelser i et budområde vil sannsynligheten for høye ubalansepriser øke. I slike situasjoner vil deler av produksjonen som normalt leverer balanseringsressurser kunne være berørt av samme hendelse, noe som reduserer tilgjengelig reservekapasitet og kan føre til høyere marginalpriser for balansering. Som eksempel hadde Aneo over 100 MW i ubalanse i 9 timer på grunn av frakoblet nett under stormen Amy høsten 2025.

Balanseansvarlige aktører kan dermed bli eksponert for betydelige ubalansekostnader som skyldes feil i overliggende nett – forhold de selv i liten grad har mulighet til å påvirke - og dette kan få betydning for anmeldingsstrategien. Dersom risikoen vurderes som høy på dager med varslede værhendelser eller andre forhold som øker sannsynligheten for driftsforstyrrelser i regional- eller transmisjonsnettet, kan det oppstå insentiver til å redusere anmeldt produksjon eller på annen måte begrense markedsrisikoen. En slik tilpasning vil i utgangspunktet være uheldig dersom den fører til mindre effektiv utnyttelse av produksjonsressursene.

Vi mener derfor at det bør gjøres en grundigere vurdering om denne praktiseringen gir en hensiktsmessig balanse mellom risikoeksponering og økonomiske insentiver, eller om den økonomiske risikoen ved feil i overliggende nett i større grad enn tidligere overføres til den enkelte balanseansvarlige som følge av økt prisvolatilitet i balansemarkedene.

Fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserver

Systemansvarlig legger til et nytt punkt i artikkel 7, punkt 6, som åpner for at systemansvarlig skal ha mulighet til å fastsette en samlet begrensning på totalt volum av reserver (FCR, aFRR, og mFRR) i et område, budområde eller deler av et budområde. En slik grense er nødvendig for å sikre at samlet aktivering av reserver ikke overstiger det kraftsystemet i området kan håndtere. (...) Dersom den samlede grensen i et område nås, vil nye reguleringsobjekter ikke kunne tas inn før systemansvarlig vurderer at systemdriften i et område kan tåle mer reserver.

Aneo tolker den nye artikkel 7.6 i *Vilkår for marked for FCR* til å gjelde en begrensning på prekvalifisert volum av reserver i et område, og er spørrende til at dette er et rasjonelt virkemiddel for å ivareta driftssikkerheten. Ved å innføre en begrensning på prekvalifisert reservevolum innføres i praksis en blokkering for nye aktører, noe som vil redusere likviditeten i markedene og føre til høyere priser. Vi mener en slik begrensning av tilgjengelig volum for å ivareta driftssikkerheten ikke kan baseres på årlige analyser med worst case scenarier, men må løses fortløpende i aktiveringsmarkedet ut fra den til enhver gjeldende driftssituasjon. Er ikke en slik funksjonalitet allerede langt på vei ivaretatt med ABOT-algoritmen?

En tilsvarende endring er foreslått lagt inn i *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige* som var på høring i juni. Her var det presisert at begrensningen kun gjelder for reguleringsobjekter som er tilknyttet nett under 110 kV, men derimot ikke avgrenset til å gjelde volumet av FCR. I sitatet over peker Statnett på alle reserver (FCR, aFRR og mFRR) men uten å nevne hvilket spenningsnivå dette skal gjelde for. Denne inkonsistensen gjør konsekvensene vanskelig å vurdere. Gjelder begrensningen alle reserver eller bare FCR? Gjelder den bare under 110 kV spenningsnivå eller generelt i et område eller budområde?

For øvrig er Aneo positiv til at det nå åpnes for mer aggregering av små ressurser i flere markeder. Dette vil øke likviditeten i markedene, gi økt variasjon i type leverandører som deltar, og dermed bidra til økt konkurranse og reduserte priser.

Fos § 11 – Marked for regulerkraft

Aneo stiller seg svært positiv til tiltakene som Statnett innfører for å redusere risikoen for uforutsigbare prisspikre i ubalanseprisen. Vi finner det både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk uheldig med ekstreme prisspikre som ikke kan forutses eller motvirkes i aktørenes planlegging, som man ikke kan beskytte seg mot, og som heller ikke nødvendigvis gjenspeiler systemets faktiske samfunnsøkonomiske risiko ved en (udekket) ubalanse. Vi er imidlertid spørrende til om det er tilstrekkelig å legge inn en fast minimumsverdi som den ubalansen systemet vil tåle i enhver framtidig driftssituasjon. Vi mener at volumet av priselastisk etterspørsel bør beregnes daglig basert på faktisk driftssituasjon, f.eks. med tilsvarende algoritmer/prosesser som benyttes for dimensjonering av reservekravet for neste døgn.

Fos § 15 – Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

Systemansvarlig foreslår endringer i fos § 15 fjerde ledd. Endringen innebærer at fast betalingsmodell for reaktiv ytelse fjernes, samtidig opprettholdes det en modell for betaling i de tilfeller der systemansvarlig har fattet spesifikt vedtak som pålegger aktører i regional- eller transmisjonsnettet reaktiv utveksling utover fastsatte grenser. Spenningsregulering og reaktiv utveksling tas nå inn i som en del av nettavtalen mellom Statnett og kundene.

Aneo er litt overrasket over denne endringen og begrunnelsen for den. Den faste betalingsmodellen for reaktiv ytelse kan utgjøre noen hundre tusen kroner for en konsesjonær, og vi er spørrende til at Statnett sin administrative byrde ved å håndtere disse fakturaene er av sammenlignbar størrelse. Vi er også spørrende til Statnetts påstand om at denne endringen gir positive samfunnsmessige konsekvenser. Kan det underbygges eller dokumenteres?

Videre finner vi henvisningen til at nettavtalen mellom Statnett og kundene skal erstatte den faste betalingsmodellen, som en uavklart og forenklet løsning. Mange konsesjonærer har ikke nettavtale direkte med Statnett, men i stedet med sitt lokale nettselskap. Vil kompensasjonsordningen bli videreført av nettselskapene, eller vil Statnett sin kompensasjon i stedet tilfalle nettselskapene? Disse spørsmålene bør avklares før denne endringen trer i kraft.

Med vennlig hilsen

Aneo AS

Bjørn H. Bakken

Head of Physical Trading

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er elektronisk godkjent i henhold til interne rutiner.