

**Oppsummering
av høringen av
forslag til endret metode om
vilkår for leverandører av
balansetjenester og
vilkår for balanseansvarlige**

**Oversendelse til RME for godkjenning
19. august 2026**

Forord

Dette dokumentet inneholder merknader til forslag til endret metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1 om vilkår for leverandør av balansetjenester og balanseansvarlige.

Forslag til metode er hørt med bransjen i perioden 30. april – 12. juni 2026. Bransjens skriftlige høringsinnspill og Statnetts kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Forslaget til metode som vi nå sender til godkjenning er lagt ved sammen med dette dokumentet.

Innholdsfortegnelse

1	Om høringen.....	5
2	Oppsummering av høringsinnspill til vilkårene	5
2.1	Generelt	5
2.1.1	Høringsfrist/prosess	5
2.2	Overordnede endringer.....	7
2.3	Endringer i Vilkår for leverandører av balansetjenester (art. 6-86).....	7
2.3.1	Endringer i Generelle bestemmelser (art. 6-16)	7
2.3.1.1	Rettet feil i artikkel 6 om kvalifiseringsprosessen for å bli leverandør av balansetjenester 7	
2.3.1.2	Volumbegrensning (Artikkel 8 Regler for tilordning av reguleringsobjekt i stasjonsgrupper)	9
2.3.1.3	Presisering om at hver stasjonsgruppe kun kan ha én leverandør av balansetjenester ...	9
2.3.1.4	Krav om at leverandør ikke aktivt skal endre effekt fra egne reguleringsobjekter på en måte som reduserer den avtalte leveransen av FRR.....	10
2.3.1.5	Krav om at leverandører ikke skal endre effektuttak for å gjenopprette energibalanse..	10
2.3.1.6	Leverandør av balansetjenester skal kunne dokumentere at leveransen i markedet er i henhold til vilkårene	10
2.3.1.7	Ta ut krav om evaluering av mFRR-D fra vilkårene	11
2.3.1.8	Plikt om besvarelse av henvendelser fra markedsovervåkingen	11
2.3.2	Endringer i Vilkår for kapasitetsmarked for aFRR (art. 17 – 31).....	11
2.3.2.1	Planlagte endringer i prisberegningen for aFRR	11
2.3.3	Endringer i Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR (32- 45).....	12
2.3.3.1	Endring i krav til delerlighet for bud med tilslag i mFRR CM (artikkel 42.3)	12
2.3.3.2	Avregning (artikkel 43)	14
2.3.4	Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR-D (46 – 58).....	15
2.3.4.1	Endringer i prising, budvalg og dimensjonering for mFRR-D	15
2.3.4.2	Rettelse i artikkel 57	15
2.3.5	Vilkår for aktiveringsmarkedet for mFRR (59 – 74)	15
2.3.5.1	Generelt	15
2.3.5.2	Feil i elektronisk kommunikasjon (artikkel 59.3 og 70.4)	16
2.3.5.3	Feil i heartbeat (artikkel 61.5).....	16
2.3.5.4	Publisering av priser (artikkel 69).....	16
2.3.5.5	Avregningsdata (artikkel 71.1, 72.1, 72.2 og 43.1)).....	17
2.3.5.6	Forbruksplan som referanse for leveranse av reserver fra forbruk.....	18
2.3.5.7	Teknologi- og størrelsesnøytralitet	19
2.3.5.8	Endringer som kommer som følge av tilknytning til MARI:	20
2.3.5.9	Pris elastisk etterspørsel (Elastic demand).....	21

2.3.5.10	Krav til at minstevolum for aktivering skal være knyttet til tekniske forhold (art. 62.7)...	21
2.3.5.11	Mulighet for å begrense antall ekskluderende gruppebud.....	22
2.3.5.12	Rett til å ikke aktivere bud valgt i MARI	22
2.3.5.13	Endring av Gate Opening Time mFRR EAM ved MARI	23
2.3.5.14	Endring av Gate Closure Time mFRR EAM ved MARI til 25 minutter	23
2.3.5.15	Fjerning av minstepris for mFRR ved MARI	23
2.3.5.16	Endring av øvre og nedre prisgrense mFRR EAM ved MARI	23
2.3.5.17	Bytte fra nordisk til europeisk optimeringsprosess ved tilknytning til MARI	23
2.3.5.18	Aktiveringssteg endres til 1 MW.....	23
2.3.5.19	Endringer i fastsettelse av pris (artikkel 67)	24
2.3.5.20	Kompensasjon for tidlig deaktivering.....	24
2.3.5.21	Avregningsregler i artikkel 72 oppdateres for konsistens med endring i artikkel 67	24
2.3.5.22	Planlagte aktiveringer med forsinket oppstart ved manglende MARI-resultat.....	24
2.3.6	Vilkår for aktiveringsmarkedet for mFRR–D (75- 87).....	24
2.4	Vilkår for balanseansvarlige (art. 88-104).....	25
2.4.1	Balansekravet	25
2.4.2	Endringer i fastsettelse av dominerende retning og ubalansepris	25
2.4.3	Andre høringsinnspill til vilkår for balanseansvarlige	28

1 Om høringen

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende aktører:

- Sympower
- Å Energi
- Statkraft
- Norske Skog
- Elmera Group
- Hydro Energi
- Fortum
- Hafslund Kraft
- Google Norway
- Skagerak kraft
- Lyse produksjon
- Fornybar Norge

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. Først svarer vi ut generelle innspill, deretter er det samlet to tematiske innspill som gjelder flere bestemmelser. De fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Som følge av innkomne innspill er forslaget til oppdaterte vilkår justert noe, i tillegg er det foreslått enkelte mindre språklige endringer. Dette er kommentert i kapittel 2, og markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte vilkår – i et eget dokument. Endringer som har vært på høring, er også i vilkårsdokumentet markert i grønt der vi har foreslått ny tekst og med rød gjennomstreking der vi har foreslått å slette tekst.

2 Oppsummering av høringsinnspill til vilkårene

2.1 Generelt

Flere aktører støtter Fornybar Norges innspill

Skagerak støtter vurderingene i høringssvaret fra Fornybar Norge, og vil derfor ikke svare ut alle punktene.

Hafslund viser også til høringsinnspill fra Fornybar Norge.

2.1.1 Høringsfrist/prosess

Høringsinnspill

Fornybar Norge "Forslaget innebærer omfattende endringer i balansemarkedene og i hvordan prissignaler fastsettes og videreføres til markedsaktørene. Fornybar Norge mener derfor at kompleksiteten og konsekvensene av forslagene tilsier lengre og harmoniserte høringsfrister, slik at aktørene får tilstrekkelig tid til å analysere og vurdere virkningene for markedet som helhet.

Fornybar Norge etterlyser også et bredere kvantitativt analysegrunnlag for hvordan de foreslåtte endringene forventes å påvirke prissignalene og samspillet mellom døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene. Analysene som er publisert i forbindelse med høringen ble tilgjengeliggjort tett opp mot høringsfristen og gir etter vårt syn et begrenset grunnlag for å vurdere de samlede virkningene av forslagene.

Fornybar Norge understreker betydningen av konsekvent og presis begrepsbruk i regelverket. Flere steder benyttes begreper som «produksjonsplaner» og «produksjonsenheter» i bestemmelser som også omfatter

forbruk eller andre typer ressurser. Det er viktig at krav og plikter knyttes til riktige ressurser og aktører, slik at det er tydelig hvilke bestemmelser som gjelder for ulike typer produksjon, forbruk og porteføljer.

Vi merker oss at de foreslåtte endringene bygger på den samme forståelsen av balansekravet som Statnett har lagt til grunn i høringen om retningslinjene til fos § 8. Det er etter vår vurdering krevende å vurdere de foreslåtte endringene i vilkårenes artikkel 88 uten å samtidig se hen til separat høring av retningslinjene.

Fornybar Norge mener det er uheldig at regelverk som i praksis regulerer det samme, sendes ut på separate høringer med ulike frister. For å sikre bedre oversikt og unngå dobbeltarbeid ved fremtidige revisjoner, foreslår vi at Statnett samler reguleringen under artikkel 88 i vilkårene for BRP/BSP, og at retningslinjene etter fos § 8 i stedet henviser til disse vilkårene. En slik tilnærming vil være i tråd med de logikken som allerede er lagt til grunn for andre grenseflater mellom fos og EBGL artikkel 18."

Hydro "Hydro vil innledningsvis påpeke at høringen omfatter et svært omfattende og komplekst sett med endringer som samlet sett kan få betydelige konsekvenser for kraftmarkedets virkemåte. Etter vårt syn burde det vært gitt en lengre høringsfrist enn 1,5 måned for å sikre tilstrekkelig kvalitet i aktørenes vurderinger.

Hydro mener videre at det er uheldig at høringsfristen for *Metode om vilkår* ikke er samordnet med høringen av oppdaterte retningslinjer, ettersom endringer knyttet til balansekravet berører begge prosessene."

Skagerak mener at høringen som nå er lagt ut er omfattende og vil påvirke aktørenes handlingsrom i markedet. En høring av et slikt omfang bør ha lengre høringsfrist slik at aktørene får muligheten til å sette seg godt inn i endringene og hvordan de vil påvirke markedene. Det oppfordres til at dette tas hensyn til ved framtidige høringer. Statnett sin presentasjon av høringen med oppsummerende presentasjoner er god og bidrar positivt til en felles forståelse av de foreslåtte endringene.

Hafslund "Vi ser frem mot påkoblingen til de europeiske balansemarkedsplattformene, i første rekke MARI, og vil understreke viktigheten av åpenhet og fortsatt dialog med bransjen, samt tilstrekkelige høringsfrister som gjør det mulig for aktørene å arbeide seg gjennom nye endringer.

Det er tett sammenheng og avhengigheter mellom høringen på EBGL art. 18 med frist i juni og vilkårene i Forskrift om systemansvar (FOS) med frist i august. Dermed burde begge disse høringene ha vært på samme, lengre frist.

Statnett varslet også før høringen at det ville deles en analyse som kunne gi bedre forståelse av den totale effekten av sammenligningen av dagens ubalansepris og foreslått design. Denne analysen ble først tilgjengelig 3. juni, knapt 1,5 uke før høringsfristen. Slik informasjon bør komme tidligere, spesielt i en høring hvor det er omfattende endringer og utfordrende å klare å se alle konsekvensene av disse endringene. Bedre struktur samt tilstrekkelige og sammenhengende tidsfrister mener vi kan gi bedre høringssvar, som igjen vil gi bedre kvalitet i regelverksutviklingen."

Hafslund: "Artikkel 88 punkt 3 oppdateres, og dette er ment å samsvare med retningslinjer til FOS § 8, hvor FOS § 8 har høringsfrist i august. Det er uheldig at to høringer som er gjensidig avhengige har to ulike høringsfrister. Det kan ikke tas stilling til oppdaterte formuleringer i artikkel 88 uten å se hen til retningslinjene beskrevet i FOS § 8."

Lyse: "Systemansvarlig Statnett har sendt på høring forslag med begrunnelser til endringer i «metode iht. EBGL art. 18 nr. 1». Høringsfrist 12. juni. Samtidig har systemoperatør også sendt på høring forslag til «Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret (fos) par. 28a». Denne siste har høringsfrist i august, men det er i EBGL 18 tatt inn endringer som henviser til endringsforslag i FoS-høringen vedrørende «..kravet til balanse skal overholdes». Vi har derfor tatt med kommentarer som gjelder forslaget fra FoS."

Svar på høringsinnspill

Flere aktører har kommentert at høringsfristen var for kort, og at fristen for å gi innspill til vilkår og retningslinjer burde vært lik.

Vilkårene godkjennes etter forordning om balansering, EBGL, som stiller egne formalkrav til prosessen. For metoder som utarbeides i samsvar med forordningen, er kravet at de skal høres i minimum en måned før de sendes til regulator for godkjenning. EBGL stiller også krav til regulators adgang til å be om endringer, såkalt "Request for amendment", TSOens frister for å oppdatere metoden og regulators frister for ny godkjenning. Disse formalkravene gjør at det må settes av betydelig tid etter høringen til å oppsummere innspill, vurdere eventuelle endringer og gjennomføre regulatorisk behandling før endringene kan tre i kraft.

I denne oppdateringen var tidsplanen særlig krevende fordi endringene måtte ses i sammenheng med felles nordisk tilknytning til MARI. Det lange tidsløpet gjør det samtidig utfordrende å høre endringer tidlig. Det pågår mye utviklingsarbeid parallelt, og kravgrunnlaget er ikke nødvendigvis tilstrekkelig avklart i lang tid i forkant av tilknytning til en ny plattform. Vi tar likevel aktørenes kommentarer med videre, og vil vurdere om det i forbindelse med tilknytning til PICASSO kan gjøres grep som gir en bedre og mer forutsigbar prosess for bransjeaktørene.

Når det gjelder ulike frister for å gi høringsinnspill til vilkårene og retningslinjene, ser Statnett at dette var uheldig. Dette gjelder særlig der foreslåtte endringer henger tett sammen, blant annet for balansekravet, hvor det er foreslått endringer både i retningslinjer og i vilkår. Vi har forsøkt å samordne dette ved å sende underlagene ut på høring samtidig og avholde et felles informasjonsmøte. Samtidig gjør de ulike formalkravene det krevende å samordne prosessene fullt ut. Et alternativ kunne vært en kortere høringsfrist for retningslinjene, noe Statnett ikke vurderte som hensiktsmessig.

Når det gjelder balansekravet, som er beskrevet både i retningslinjene til fos § 8 og i vilkårenes artikkel 88, vil vi i denne oppsummeringen bare svare ut det som spesifikt gjelder vilkårene. Alle andre innspill samles opp og svares ut sammen med retningslinjene til fos § 8. Dette er omtalt nærmere i kapittel 2.4.

Statnett publiserte i løpet av høringsperioden en analyse av ubalansepris med foreslått design. Analysen var ment som en tilleggstjeneste til aktørene, og inngikk ikke som en del av det formelle høringsunderlaget. Effektene av foreslått design var beskrevet ved eksempler i selve høringsunderlaget. Statnett beklager at analysen ikke var klar for publisering så tidlig som forespeilet.¹

2.2 Overordnede endringer

Ingen mottatte høringsinnspill til noen av de foreslåtte endringene.

2.3 Endringer i Vilkår for leverandører av balansetjenester (art. 6-86)

2.3.1 Endringer i Generelle bestemmelser (art. 6-16)

2.3.1.1 Rettet feil i artikkel 6 om kvalifiseringsprosessen for å bli leverandør av balansetjenester

Høringsinnspill

Elmera: "For å oppfylle ønsket behov om flere tilbydere av reserver i reservemarkedene må kravene til å bli BSP endres. I dag vil ikke en BSP-søknad gå gjennom om man ikke har et prekvalifisert reguleringsobjekt. En søknad om prekvalifisering vil ikke gå gjennom om man ikke har en BSP. Så to aktører som sammen ønsker å tilby reserver i markedet (BSP-søker og ressurs-eier) blir i dag utelatt fra reservemarkedet. Dette begrenser mulighetene til å komme inn på reservemarkedet og dermed vil ikke reserver bli tilgjengelig for kraftmarkedet. En BSP-søknad burde ikke være avhengig av om man har et prekvalifisert objekt eller ikke. Man burde kunne bli godkjent som BSP hvis man oppfyller alle andre krav, der testing av kommunikasjon etc lett lar seg gjennomføre i et testsystem. BSP'en kan bli satt som inaktiv,

¹ Vi beklager også at det var en feil i den publiserte versjonen. Oppdatert analyse vil bli publisert så raskt som mulig.

men godkjent, inntil man har testet i Prod med et reguleringsobjekt. Når dette er OK vil BSP'en bli satt som aktiv. På den måten kan en ny aktør først søke om å bli BSP, så kan man foreta prekvalifisering av reguleringsobjektet etter at søknad er godkjent og dermed referere til rett BSP ved prekvalifiseringen. På denne måten slipper aktører å måtte gå til konkurrenter for å komme i gang.

Ved å åpne opp for fleksibilitetsgrupper samt mindre ressurser, så vil man åpne opp for ressurser i reservemarkedene som kan være flyktig tilkoblet en BRP/BSP. Mens mesteparten av dagens ressurser i reservemarkedene er eid av BRP/BSP, og dermed lite sannsynlig at de skifter BRP/BSP, vil nå ressurser eid av en sluttkunde kunne delta. Slutt kunder bytter strømleverandør, og dermed vil en ressurs hyppigere skifte BRP og likeledes bytte av BSP. Dette vil gjøre at Statnett må forvente at det blir hyppigere endringer av stasjonsgrupper, samt at en BSP kan miste sine ressurser og dermed bør settes inaktiv. Dette er også en grunn til at en BSP bør kunne godkjennes uten prekvalifisert objekt, samt at man innfører om en BSP er aktiv/inaktiv for å unngå at en BSP mister godkjenning og må søke på nytt. Mindre ressurser med eiere som kjøper tjenester av RE/BRP/BSP vil gi hyppigere endringer i stasjonsgruppene, og Statnett bør derfor vurdere hvorvidt det er behov for egne regler knyttet til mindre ressurser med tanke på rapportering, stasjonsgruppeinndeling mm. Det kan virke som om mindre ressurser mer eller mindre skal følge gjeldende krav til dagens ressurser som er preget av vannkraft og BRP/BSP som er eier av ressursene."

Svar på høringsinnspill

For å bli leverandør av balansetjenester (BSP) er det flere krav som må oppfylles. To krav som er relevant i denne sammenhengen er 1). søker må ha et prekvalifisert reguleringsobjekt 2). Søker skal ha opprettet og ha fått godkjent nødvendig kommunikasjonsløsning mot Statnett. Et prekvalifisert reguleringsobjekt er en forutsetning for å kunne teste og få godkjent kommunikasjonsløsning. Testprosessen for å opprette kommunikasjonsløsning er ressurskrevende, både for Statnett og aktør. Statnett ønsker å teste kommunikasjonsløsning mot aktører som med stor sannsynlighet vil delta i markedet, denne sannsynligheten er vurdert å øke når aktøren har et prekvalifisert reguleringsobjekt.

Statnett jobber med å forenkle prosessen for å bli leverandør av balansetjenester. Et steg i riktig retning var å åpne for at søker skal kunne starte innledende selv-testing før reguleringsobjekt er prekvalifisert. Dette gjør at aktøren får innsikt i hva som kreves for å få godkjent kommunikasjonsløsning, og at deler av testingen er på plass når aktør har et prekvalifisert reguleringsobjekt å teste videre med. Statnett ser på flere initiativ for å forenkle test-prosessen ytterligere.

Av høringsinnspillet til Elmera fremgår det at Statnett stiller krav til å være leverandør av balansetjenester (BSP) for å kunne søke prekvalifisering av reguleringsobjekt. Dette stemmer ikke. Statnett stiller ikke krav til å være leverandør av balansetjenester (BSP) for å søke om prekvalifisering av reguleringsobjekt. Dersom et reguleringsobjekt blir prekvalifisert, kan det senere bytte BSP uten å måtte gå gjennom ny prekvalifisering.

Det jobbes med å gjennomgå konseptet for aggregering i stasjonsgrupper. Fleksibilitetsregisteret legger til rette for bytte av BSP og BRP for ressurser. Dersom en BSP mister sine reguleringsobjekter, vil den fortsatt være godkjent som BSP. Fleksibilitetsregisteret vil håndtere hyppige endringer av BSP/BRP/kraftleverandør. Det er laget regler for hvor store endringer som kan tillates i en gruppe før det trengs ny prekvalifisering. Dette beskrives nærmere i praktiseringsdokumentet. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.1.2 Volumbegrensning (Artikkel 8 Regler for tilordning av reguleringsobjekt i stasjonsgrupper)

Høringsinnspill

Sympower "Sympower expresses serious concern regarding the introduction of volume limitations for controllable flexibility in grids below 110 kV. The implementation of a 3 MW cap per 'defined geographic area' for pre-qualified reserves - while the specific definitions of these 92 areas remain unclear - creates immediate investment uncertainty for Balancing Service Providers and Resource owners (e.g industrial sites).

Furthermore, the upcoming Nordic-wide volume limitations for Static FCR-D, scheduled for September 2026, introduce a 'capacity ceiling' that directly impacts the commercial viability of Commercial and Industrial demand-side portfolios. These overlapping restrictions, combined with the lack of a finalized implementation masterplan, place operators at high risk of 'stranded development' costs. Given that several measures are already designated for review as early as 2029, there is a distinct risk of moving goalposts that deters long-term commitment to the Norwegian flexibility market.

Recommendation: Sympower urges Statnett to provide a transparent, 36-month regulatory 'freeze' on these technical standards following their full adoption to ensure operators can recover the necessary CAPEX for IT and control logic upgrades. We request the immediate publication of the areas with restriction for the volume to be procured. Without this clarity it is impossible to size the financial and operational impact. We believe the restrictions should not be applied to the prequalified volume, but to the bids. This would allow for competition between market players, lower prices, while solving the congestion issue."

Statkraft: "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."

Svar på høringsinnspill

Systemansvarlig vil gi mer utfyllende informasjon om kapasitetsområder og begrensninger så snart det foreligger nødvendig underlag, og det er avklart hvordan informasjon kan deles innenfor rammene av Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

En løsning der alle teknisk kvalifiserte ressurser prekvalifiseres og volum begrenses i klareringen ville i større grad legge til rette for konkurranse mellom ressurser. På grunn av manglende funksjonalitet i Statnetts IT-systemer må volumet i første omgang begrenses i prekvalifiseringen fremfor klareringen. Systemansvarlig arbeider med å undersøke mulighetene for å utvikle løsninger for å kontrollere volum i klareringen.

Statnett erkjenner at endringstakten er høy. Vi deler planer og framtidsutsikter for markedsutvikling løpende på våre nettsider (<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/>) og gjennom bransjearrangementer (<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/>).

2.3.1.3 Presisering om at hver stasjonsgruppe kun kan ha én leverandør av balansetjenester

Høringsinnspill

Google: "The "One BSP per Station Group" Rule (Article 8(2)(c) / Section 2.1.3) Blocks Multi-Offtaker PPAs In Article 8(2)(c) and Section 2.1.3, Statnett proposes to clarify that a single station group can only be assigned to a single Balancing Service Provider (BSP), which must act as the sole BSP for all balancing markets in which the station group participates.

While this may simplify Statnett's administrative processes, it introduces severe commercial and legal blockages on the production side, particularly for large-scale renewable energy projects (wind and hydro) that are structured under multi-party Power Purchase Agreements (PPAs).

Large-scale renewable generation assets in the Nordics are frequently developed and financed based on long-term corporate PPAs involving multiple separate corporate offtakers, each contracting for a specific slice or percentage of the asset's capacity. Under the proposed "One BSP per Station Group" rule, coexisting BSPs are legally prohibited from operating on a single physical generation asset. This forces all offtakers to utilize a single, shared market interface for mFRR and active balancing. Such a restriction directly disrupts how balancing revenues, risk allocations, and split-incentives are commercially structured and managed between independent corporate offtakers.

Our Specific Ask: To protect and encourage corporate PPA investments in Norway—which are essential to achieving Norway's 2030 renewable and climate targets—the regulatory framework must accommodate these multi-party contract structures. Google urges Statnett to introduce a rules-based exemption, a derogation, or a multi-BSP mechanism specifically designed for shared generation assets supporting multi-party corporate PPAs and other similar cases, ensuring that different corporate offtakers can maintain separate market interfaces for their respective shares of the physical asset."

Svar på høringsinnspill

De praktiske begrensingene som vises til, er i stor grad de samme som for felleseide kraftverk, som det er mange av i Norge. For å måle, verifisere og avregne en leveranse må det kun være én BSP på et målepunkt/gruppe. De må dermed velge en av eierne eller et felles selskap til å stå som operatør for deltagelse i energimarkeder og fleksibilitetsmarkeder. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.1.4 Krav om at leverandør ikke aktivt skal endre effekt fra egne reguleringsobjekter på en måte som reduserer den avtalte leveransen av FRR

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.1.5 Krav om at leverandører ikke skal endre effektuttak for å gjenopprette energibalanse

Høringsinnspill

Sympower: "Under the proposed EBGL Art. 18 updates, BSPs are prohibited from systematically deviating from plans to restore energy balance. For BESS, SoC management is not a choice but a physical requirement for availability. Strict adherence to this rule without allowing for some deviations for battery re-balancing could lead to assets being unfairly penalized or forced out of the market. **Recommendation:** Define clear, automated protocols for SoC restoration that are recognized as "non-punishable" deviations, provided they occur within transparent parameters."

Svar på høringsinnspill

Vilkårene legger ikke til grunn at alle avvik er uakseptable, men at systematiske avvik ikke skal forekomme. Med dette menes at aktørene må ha en plan for håndtering av avvik, basert på de beskrevne virkemidlene, som er tilstrekkelig til å dekke normale aktiveringsforløp.

Vi foreslår ikke justeringer i vilkårene nå, men leveranse av reserver fra aggregerte porteføljer av forbruk og energilager er et nytt felt og er under stadig utvikling gjennom blant annet europeiske forordninger.

2.3.1.6 Leverandør av balansetjenester skal kunne dokumentere at leveransen i markedet er i henhold til vilkårene

Høringsinnspill

Norske skog: "Vi er ikke uenig i foreslått tekst, men store forbrukere som Norske Skog Skogn og Saugbrugs kan bare dokumentere dette med mange delmålinger eller beregnet effekt totalt i tilknytningspkt. til overliggende nett. Siden det er målt effekt totalt i tilknytningspkt. som er grunnlaget for

riktig mFRR-leveranse så bør store forbrukere få tilbake tilgang til direktemåling av totalt forbruk fra overliggende nett slik vi hadde tidligere. Vi foreslår derfor at dette legges til som et pkt. i teksten."

Svar på høringsinnspill

Utteksling av sanntidsmålinger dekkes ikke i markedsvilkårene, men i retningslinjene til fos § 18 samt i NVF, som er vedlegg til retningslinjene til fos § 14. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.1.7 Ta ut krav om evaluering av mFRR-D fra vilkårene

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.1.8 Plikt om besvarelse av henvendelser fra markedsovervåkingen

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.2 Endringer i Vilkår for kapasitetsmarked for aFRR (art. 17 – 31)

2.3.2.1 Planlagte endringer i prisberegningen for aFRR

Høringsinnspill

Hafslund: "Vi viser forslaget til artikkel 27, ledd 2: «*Det aktiverte aFRR-energivolumet skal prises per reguleringsretning til beste av mFRR-pris for planlagt aktivering og pris i døgnmarkedet.*»

Aktivering av aFRR gjøres automatisk basert på frekvensavvik som oppstår i kraftsystemet i driftsøyeblikket. Bakgrunnen for dette frekvensavviket kan være mye, blant annet plutselige hendelser som oppstår i systemet (utfall av linjer, produksjon etc). Det betyr at aktivering av aFRR også kan skyldes hendelser som også krever direkteaktiveringer. Hafslund mener derfor at det aktiverte volumet skal prises til den beste prisen av mFRR-pris for planlagt aktivering og direkteaktivering og døgnmarkedspris inntil det blir et aktiveringsmarked for aFRR.

Hafslund foreslår følgende tekst i Artikkel 27 2.ledd: *Det aktiverte aFRR-energivolumet skal prises per reguleringsretning til beste av mFRR-pris for planlagt aktivering, mFRR pris for direkteaktivering og pris i døgnmarkedet.*"

Svar på høringsinnspill

Statnett begrunnet i høringsdokumentet hvorfor priser for direkteaktivering av mFRR ikke er foreslått medtatt. Der viste vi til at mFRR for planlagt aktivering er produktet som Statnett benytter for å balansere det norske kraftsystemet, og er dermed mest egnet av mFRR-prisene som en referansepris. Direkteaktivering for balansering benyttes kun ved hendelser eller store avvik i estimerte ubalanser (kun utført i snitt i 1,5 % av markedstidsenhetene siden idriftsettelse av mFRR EAM). I tillegg kan direkteaktivering utføres i begge retninger i samme markedstidsenhet, slik at aktiveringer ikke nødvendigvis reflekterer totalbehov på en god måte. Priser for direkteaktivering vurderes dermed lite egnet som en referansepris. mFRR-prisen for planlagt aktivering gjenspeiler derimot det totale ubalansebehovet som er estimert for norske budområder for hver markedstidsenhet, og gir dermed en tydelig referansepris. Vi mener dette fremdeles er førende, og at

Statnetts forslag er i tråd med generell innføring av ulike priser for balanseenergiprodukter. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

Hafslund har gitt samme type innspill om FCR. Dette vil svares ut i oppsummeringen av retningslinjene.

2.3.3 Endringer i Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR (32- 45)

2.3.3.1 Endring i krav til delelighet for bud med tilslag i mFRR CM (artikkel 42.3)

Høringsinnspill

Statkraft: "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 innstrammingen, 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 døgnmarkedet. Dersom aktørene må ha produksjon roterende, må vesentlig mer volum tvinges inn i døgnmarkedet, 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."

Hydro: "Maksgrensen for udelbare bud i mFRR EAM for volum med tilslag i mFRR CM bør økes fra 50 MW til minst 100 MW. Statnett foreslår å innføre 50 MW som maksimal grense for udelbare bud i mFRR EAM for volum med tilslag i mFRR CM. Hydro mener at en slik grense vil føre til at flere vannkraftverk får

redusert eller ingen mulighet til å delta i mFRR CM, alternativt må prise sine CM-bud vesentlig høyere for å kunne opprettholde drift i ugunstige lastområder. Dette kan skyldes både tekniske begrensninger på aggregater og høy minimumslast.

Effekten vil være særlig stor i perioder med lave kraftpriser, der mange fleksible kraftverk ellers ville stått i reserve. Aktører kan bli tvunget til å produsere større volum i spotmarkedet til lave priser for å kunne oppfylle CM-forpliktelser. Dette vil:

- øke kostnadene i kapasitetsmarkedet
- gi høyere systemkostnader
- føre til mindre effektiv utnyttelse av vannkraftressursene

Hydro mener at en økning av grensen til minimum 100 MW vil redusere disse negative effektene og gjøre det mulig for flere kraftverk å delta i mFRR CM-ned på en hensiktsmessig måte.

Videre viser Statnett til at 50 MW-grensen harmonerer med priselastisk etterspørsel i aktiveringsalgoritmen. Hydro mener i stedet at maksimal delbarhet i mFRR EAM bør knyttes til faktisk maksimal elastisk etterspørsel i det aktuelle budområdet. En mulig løsning er at maksimal delbarhet settes til høyeste verdi av:

- en fast grense (for eksempel 100 MW)
- grensen for elastisk etterspørsel i budområdet"

Å energi: "Vi er enig i Statnetts begrunnelse for å innføre en begrensning på størrelsen på udelelige bud i aktiveringsmarkedet. For å vurdere om en grense på 50 MW er et riktig valg, burde Statnett ha fremlagt mer informasjon om sine vurderinger for aktør."

Lyse: "Vi savner en analyse av kostnadene ved en slik foreslått begrensning. Vi ser at forslaget vil medføre en betydelig reduksjon i de volum vi i dag tilbyr i mFRR-CM-markedet. I tillegg gir det dyrere mFRR CM-bud. Vi antar dette vil gjelde også for andre aktører. Vi tror kostnaden (mindre tilgang på og dyrere mFRR-CM-bud) langt overstiger verdien av å få bud med mindre størrelse. Statnett har nylig innført priselastitet og dødbånd i mFRR EAM for å gi mer fleksibel budutvalgelse. Vi anbefaler å se på og analysere virkningen av dette over lengre tid før en eventuelt på nytt vurderer om det foreslåtte kravet om delbare bud er hensiktsmessig."

Hafslund: "Statnett foreslår å kreve at maskiner som har en minimumskjøring over 50 MW ikke kan delta i CM-markedet. Dette begrunnes med at det kan gi høye priser i aktiveringsmarkedet fordi algoritmen hopper over bud og aktiverer mindre bud med høyere pris. Forslaget vil innebære at man får et mindre likvid og effektivt kapasitetsmarked med høyere kostnader for Statnett enn man ellers ville hatt. Aktørenes reguleringsressurser, som oppfyller kravene til å delta i aktiviseringsmarkedet, vil bli utestengt fra kapasitetsmarkedet på grunn av en for rigid algoritme."

I utbygging av ny regulerbar effekt, og spesielt for pumpekraftverk i pumpedrift større enn 50 MW, vil dette kravet ekskludere denne regulerbare ressursen fra å delta i kapasitetsmarkedet, da pumpeturbinaggregater ikke er egnet til å pumpe på delvis last. Pumpeturbinaggregater vil i mange tilfeller være et billigere og bedre alternativ som reserve i mFRR CM ned spesielt på sommerstid, hvor alternativet ofte vil være å kjøre magasinkraftverk for å ha reserver i systemdriften.

Hafslund mener at man heller bør se videre på forbedringer i algoritmen som velger bud i aktiviseringsmarkedet. Her har allerede Statnett gjort tiltak som de mener har hatt effekt på siden oppstart av mFRR EAM i mars 2025. Dette er tiltak som bedre flaskehalshåndtering (ABOT) og priselastisk etterspørsel, og det jobbes også med andre forbedringer (eksempelvis redusert etterspørsel). Hvis man legger til grunn det nye kravet om kun å tilby udelelighet i henhold til tekniske forhold, så vil også det kunne redusere volum av udelbare bud fra reguleringsobjekter som deltar i mFRR CM. Hafslund mener derfor at det ikke bør innføres et krav til delelighet."

Svar på høringsinnspill

Flere høringsinnspill peker på at den foreslåtte begrensningen i hvor store udelelige bud som kan brukes i kapasitetsmarkedet har store konsekvenser. Begrensningen er foreslått for å unngå at de budene som sikres i kapasitetsmarkedet skal være så store og uflexible at de ikke lar seg bruke i aktiveringen på en god måte. Store udelelige bud må ofte hoppes over fordi de ikke kan brukes til å dekke etterspørselen med tilstrekkelig god presisjon.

Høringsinnspillene peker på at påvirkningen på kapasitetsmarkedet vil føre til økte kostnader og lite effektiv ressursutnyttelse, siden mange stasjoner som i dag deltar i mFRR CM ikke vil kunne delta, og generatorer som ellers ikke ville ha produsert må produsere for å kunne levere reserver.

Statnett har, forsøksvis, analysert påvirkningen på kapasitetsmarkedet. Analysen vurderte i hvilken grad de faktiske forpliktelsene i kapasitetsmarkedene ble oppfylt med bruk av store udelelige bud, og da fant vi moderat konsekvens. Høringsinnspillene peker på at påvirkningen er større siden det er vurderingene aktørene gjør i budgivingsøyeblikket som er relevante for prisen, og at de kan påvirkes i større grad enn det de endelige aktiveringsbudene impliserer. Statnett er enige i dette.

Andre argumenter mot kravet

- mFRR CM er dyrt. Svekket likviditet har antagelig stor kostnad. Nytt av å ha mindre bud i aktiveringsmarkedet er ikke målt opp mot kostnaden
- Analysen av prisspikere peker ikke på at dette er en dominerende årsak til ekstrempriser
- Dersom ubalansene faktisk blir veldig store – lik dimensjoneringskravet – vil det være mulig å bruke disse budene. Det er kun ved "mellomstore" ubalanser budene kan bli overhoppet og man kan få en unødvendig høy pris.
- Vi innfører andre krav om at udelelige bud kun skal brukes hvis det har en teknisk begrensning – disse kravene kan også ha effekt på problemet, og vi kan vente og se om det har tilstrekkelig positiv effekt

Vi mener fremdeles at det er uheldig når kapasiteten vi kjøper i CM ikke kan brukes effektivt i aktiveringsmarkedet, og vil fortsette å analysere effektene for systemdriften og mFRR-markedet videre. Vi utelukker derfor ikke at dette eller et tilsvarende krav kan bli innført i senere revisjoner av vilkårene.

I sum konkluderer vi med at vårt forslag til endringer trekkes i denne omgang, og at konsekvensene utredes videre.

2.3.3.2 Avregning (artikkel 43)

Høringsinnspill

Norske skog: "Vi mener at det under pkt. 3 bør stå: «Statnett skal sikre at leverandør av balanseenergi har tilgang til informasjon om resultat og avvik av sine forpliktelser via NMMS»

Siden Go alive i mars 2025 har vi som leverandør av balanseenergi ikke fått tilgang til resultat-/avviksrapporter for mFRR ala de vi hadde i FiftyWeb. Vi ser resultat/avvik først i månedsrapport fra BRP for avregning og har dermed ikke muligheten til å kontrollere/avdekke feil avkortning på samme måte."

Svar på høringsinnspill

Statnett har forståelse for at tilgang til resultat- og avviksinformasjon er viktig for oppfølging og kontroll. Tilgang til markedssystemet NMMS er i dag avgrenset til BSP-er, og det er per nå ikke tilrettelagt for at BSP-ers kunder skal ha egen brukeradgang. Statnett har så langt vurdert at behovet for direkte tilgang ikke er tilstrekkelig til å forsvare de utviklings- og forvaltningskostnadene en slik løsning vil innebære. Samtidig er det lagt til rette for at BSP-er mottar løpende rapporter med markedsresultater, og disse kan deles videre med deres kunder ved behov. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.4 Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR-D (46 – 58)

2.3.4.1 Endringer i prising, budvalg og dimensjonering for mFRR-D

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.4.2 Rettelse i artikkel 57

Statnett har oppdaget en feil i artikkel 57 om avkortning, som er rettet opp i vilkårene vi sender til RME for godkjenning. Det er beskrevet at pris for avviket skal settes til marginalprisen i kapasitetsmarkedet for mFRR-D. Etter endringen i prising vil det rette begrepet her være klareringspris. I artikkelen viser vi også til artikkel 50 der klareringspris beskrives.

2.3.5 Vilkår for aktiveringsmarkedet for mFRR (59 – 74)

2.3.5.1 Generelt

Høringsinnspill

Lyse: "De tre siste punktene vi kommenterer (ekskluderende gruppebud/delbare bud/minstevolum), er alle varianter der Statnett ser upraktiske element i driftsituasjonen, som ønskes løst med å innføre spesialvarianter og detaljkrav for norske aktører. Vi savner i alle forslagene reelle analyser av konsekvensen av endringene, og Lyse mener det er svært sannsynlig at disse konsekvensene totalt sett er mer negative enn nytten. Prinsipielt mener vi at markedsdesignet i reservemarkedene bør holdes enkelt når det er mulig. Det gir størst likviditet, markedsaktørene vil opptre rasjonelt i og mellom markedene. Dette gir høyest mulig effektiv konkurranse og dermed størst samfunnsøkonomisk verdi i systemdriften og anskaffelsen av nødvendige reserver.

Norge - og spesielt de enkelte norske budområdene - er små markeder med ganske få aktører. I takt med økende kompleksitet i markedene, trenger man profesjonelle aktører som investerer i folk, IT verktøy og algoritmer for at mest mulig fleksibilitet skal tilgjengeliggjøres til markedene og sikre effektiv utnyttelse av anlegg og infrastruktur. For at aktørene skal kunne gjøre slike investeringer, må de kunne fordele kostnadene på et stort antall anlegg. Det forutsetter at aktørene kan jobbe sømløst på tvers av landegrenser, og levere og bruke sine balansetjenester, optimaliseringsalgoritmer, budverktøy og aggregeringsplattformer på tvers av mange ulike anlegg. Dette krever enhetlige markedsregler. Særnorske regler vil ødelegge muligheten til å bygge opp profesjonelle tilbydere som bidrar til effektiv systemdrift, og bør holdes til et absolutt minimum."

Svar på høringsinnspill

Statnett takker for innspillet. Vi er enige i at nasjonale særregler er uheldig, og ønsker så lite av det som mulig. Likevel vil det av og til være nødvendig, og til og med bra, med tilpasninger for norske forhold. Spesielt har Norge større utfordringer med flaskehalser enn noen annen TSO i Europa, og mange av særreglene er knyttet til dette. Vi opplever også at ønsket om harmonisering til en viss grad står imot ønsket om å kunne agere raskt for å forbedre balanseringen. Harmonisert beslutning og utvikling er krevende i Norden, og enda mer krevende i Europa, og da kan det være fordelaktig å løse problemet lokalt.

Andre særregler er knyttet til at vi har mye reserver fra vannkraft med magasin. Her kan vi trekke frem løsningen med periodeskift som vi fant nødvendig på grunn av de raske endringene vannkraften hadde. Etter innføringen av krav til gradvis endring av produksjon har vi kunnet fjerne denne spesialordningen. Ett krav ble erstattet av et annet, men forhåpentligvis var det en forenkling. Store udelelige bud er også delvis en særnorsk utfordring, siden det er spesielt relevant for store vannkraftgeneratorer med høy minstekjøring. Det er grunnen til at vi har jobbet for å tillate store udelelige bud, og at vi ikke har noen maksimal-størrelse på budene slik det finnes i noen andre land.

De to øvrige endringene som nevnes i høringsinnspillet om eksklusive gruppebud og at udelelige bud skal være teknisk begrunnet er europeiske regler som vi spiller i vårt regelverk, så her er ikke reglene særnorske. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.2 Feil i elektronisk kommunikasjon (artikkel 59.3 og 70.4)

Høringsinnspill

Elmera: "Ved innføring av nye roller og mindre ressurser åpner dette opp for svært mange reguleringsobjekter og mange ulike styringssystem for en BSP. Det vil øke kompleksiteten i manuell styring og det vil øke kravet til muntlig overlevering for at dette skal virke iht intensjonen. Det er hensiktsmessig å innføre krav og regler som er tilpasset «vanlig» praksis og vi vil foreslå at det ligger et minimums effektkrav knyttet til kravet til manuell styring, f.eks ressurser med fleksibilitet over 10 MW. I praksis så vil jo Statnett først ta kontakt med BSP'er med de største ressursene, så i alle praktiske formål så vil det ta tid for Statnett å ringe rundt til alle BSP'er med mindre volum. Kravene bør derfor settes etter hvordan dette i praksis kommer til å bli gjennomført. Vi mener at regelverket ikke bør omfatte mindre ressurser over 1 MW og ressurser i en fleksibilitetsgruppe. Samme presisering kan gjøres i Artikkel 70 p.4."

Svar på høringsinnspill

I praksis krever ikke Statnett per nå at aktører som ikke er tilknyttet driftssentral etablerer løsninger for å motta aktiveringsmelding over telefon for å delta i mFRR. Statnett vil derfor foreslå å justere artikkel 59.3 slik at det presiserer at dette kravet gjelder for leverandører som har *reguleringsobjekter som er vesentlige for effektiv utnyttelse og drift av regional- og transmisjonsnett*.

I vurderingen av hva som er vesentlig for effektiv utnyttelse av nettet må Statnett vurdere både hvert enkelt reguleringsobjekts betydning i flaskehalshåndtering og hver aktørs betydning for balanseringen. Fleksibilitet fra aktører som ikke har driftssentral kan på sikt utgjøre et mer vesentlig volum og det kan oppstå behov for også å kunne nå disse aktørene gjennom manuell aktivering. Statnett vil vurdere behovet for aktivering på telefon i prekvalifiseringen av reguleringsobjekter og kvalifisering av leverandører.

Krav til tilgjengelighet vil fortsatt gjelde. Praktiseringsdokumentet presiserer at aktører som ikke har egen driftssentral likevel må ha tilstrekkelig IT-beredskap til å kunne gjenopprette kommunikasjon mot Statnett (<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/mfrr/praktisering-av-vilkar-for-bsp.pdf>).

Videre skal bud være oppdatert og er bindende etter lukketid. Statnett har behov for at aktørene kan utilgjengeliggjøre bud dersom budene ikke kan aktiveres i henhold til artikkel 61.5 og 62.3.

2.3.5.3 Feil i heartbeat (artikkel 61.5)

Høringsinnspill

Elmera: "Feil i forbindelse med manglende Heartbeat vil oppdages av Statnett og ifølge Statnett vil bud fra denne BSP'en settes inaktive. Det vil være nyttig at dette presiseres i teksten om at dette blir ansett som en gyldig melding til Statnett om tekniske problemer. Andre uforutsette feil og tekniske feil som ikke avdekkes gjennom manglende Heartbeat vil da bli rapportert til Statnetts landssentral."

Svar på høringsinnspill

Ved feil i heartbeat vil Statnett sette bud utilgjengelig i henhold til artikkel 68.4. I tråd med praktiseringsdokumentet skal aktøren og Statnett deretter samarbeide om feilsøking for å gjenopprette normal drift.

Statnett oppfordrer også aktørene til å varsle i forkant dersom det forventes nedetid, slik at nødvendige tiltak kan vurderes og eventuelt iverksettes. Dette er nærmere beskrevet i praktiseringsdokumentet. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.4 Publisering av priser (artikkel 69)

Høringsinnspill

Å Energi: "Statnett foreslår å fjerne priser fra løpende aktiveringsmeldinger som sendes etter slutten av hver markedstidsenhet (MTU) for å unngå at aktørene settes i en potensiell innsidedeposisjon ved eventuelle forsinkelser i publiseringsprosessen. Dette tiltaket vil imidlertid ikke fjerne den asymmetriske informasjon i markedet, ettersom aktører som blir aktivert fortsatt vil ha informasjon om eget bud og dermed indikasjoner på prisenivå, noe som potensielt kan utgjøre innsideinformasjon før denne reflekteres i markedet som helhet. Å Energi mener at Fingrid har valgt en bedre måte å løse dette potensielle problemet på. Fingrid har besluttet å publisere planlagt aktiveringspris i forkant av MTU (7 minutter før) og direkteaktiveringspris så fort denne er aktivert. Vi ser det slik at den finske praksisen vil fjerne all innsideproblematikk og gi aktørene et godt grunnlag for å etablere forventninger om ubalanseprisen.

Å Energi oppfordrer Statnett til å vurdere å innføre samme praksis som Fingrid."

Svar på høringsinnspill

Ved tilkobling til MARI vil tidslinjen endres. MARI-plattformen vil publisere prisene fra SA-budvalget til Transparensplattformen umiddelbart etter at budvalget er gjennomført (T-8). Dette er tidligere enn dagens praksis hos Fingrid, og behovet for separat lokal publisering bortfaller dermed.

Begrunnelsen for ikke å distribuere priser løpende til BSPene er å unngå situasjoner der MARI har distribuert prisene til TSOene (som dermed kan sende disse ut til andre aktører igjen), samtidig som publiseringen fra MARI til Transparensplattformen, og dermed samtlige markedsaktører, er forsinket eller påvirket av tekniske problemer. Statnett har ikke kontroll over denne publiseringsprosessen. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.5 Avregningsdata (artikkel 71.1, 72.1, 72.2 og 43.1))

Høringsinnspill

Elmera: "For at avregning skal være transparent for en BRP må aktiverte volum fra mFRR-EAM følge samme granulering som andre avregningsdata, MGA, RE. Disse volumene kan være knyttet til ulike RE og det er derfor viktig at avregningsdata har tilstrekkelig informasjon for å kunne tildeles riktig RE i rett MGA. Observasjonsserien fra eSett for et reguleringsobjekt kan ligge i en portefølje av tusenvis av andre målepunkt som tilgjengeliggjøres for en BRP pr RE pr MGA pr type (forbruk, solproduksjon,...). For at ubalansevolum for en spesifikk RE i et gitt MGA skal kunne beregnes og faktureres må aktiverte volum ha samme oppløsning for en transparent avregning.

Mer eller mindre alle avregningsdata følger i dag en struktur pr MGA pr Type pr RE. Det er naturlig at avregning av aktiverte reservevolum følger samme granulering for en sømløs og oversiktlig avregning. For at en BSP og BRP skal kunne avregne ressurseiere og RE på en transparent måte bør det ligge informasjon om MGA, RE, volum, pris, aktiveringstidspunkt for hvert Reguleringsobjekt. Dette kravet kan ikke gjelde for fleksibilitetsgrupper der en fleksibilitetsgruppe kan inneholde opptil flere RE og MGA'er.

Ihht Artikkel 43 pkt 1 avregnes mFRR-kapasitet for en BSP's samlede forpliktelse. Men også denne burde være granulert etter Reguleringsobjekt (og RE) for å ha en transparent avregning mot sluttbrukere for selskap med mange RE og ulike ressurseiere. Generelt er artiklene utformet med tanke på historiske roller og eiere, men burde vært tilpasset de nye rollene og de nye ressursene. I dag vil og kan det være ulike selskap i alle rollene: BRP, BSP, RE og Ressurseiere. Og en BSP og BRP kan levere tjenester til en rekke RE og Ressurseiere og det er viktig at data og informasjon muliggjør en transparent avregning.

Hvis Statnett oppdager avvik mellom forpliktelse og leveranse av mFRR-balanseenergi må denne informasjonen også tildeles BRP for at ubalanseoppgjør mellom BSP og BRP kan verifiseres. Med dagens ordning kan en BSP påføre ubalanse til en BRP uten at BRP blir varslet eller kan ettergå evt avvik mellom aktiveringsmeldinger og utført regulering."

Svar på høringsinnspill

Statnett er kjent med at BRP har dette informasjonsbehovet. I dag er eneste mulighet for BRP å få denne informasjonen fra BSP, men det er ingen hensiktsmessig måte å utveksle det på. På sikt bør dette kunne tilgjengeliggjøres gjennom fleksibilitetsregisteret.

Statnett stiller krav til at det inngås avtale mellom BSP og BRP. Statnett har stilt et eksplisitt krav om at avtalen skal regulere hvordan kompensasjon skal håndteres, men anser det som naturlig at BSP og BRP også inkluderer andre relevante forhold som avvik mellom forpliktelse og leveranse og hvordan denne ubalansen skal håndteres.

Ubalansejustering basert på faktisk aktivering vil redusere innvirkning BSP kan ha på ubalanse for BRP. Statnett ønsker derfor på sikt å videreutvikle eksisterende løsninger for verifisering slik at dette blir mulig fremfor å etablere nye informasjonsstrømmer basert på eksisterende verifisering. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.6 Forbruksplan som referanse for leveranse av reserver fra forbruk

Høringsinnspill

Google: "Statnett proposes to introduce consumption plans as a reference for the delivery of reserves from consumption under Article 64(4), mirroring the production plans already delivered by generators. Under these proposed rules, the verification of mFRR delivery from consumption-side assets will be made directly against these hourly or 15-minute consumption plans, with the consumption plans effectively serving as a binding operational baseline.

While data center operations are typically characterized by a stable, continuous, and predictable baseload consumption profile, unplanned shifts in load do occur. These occasional shifts are driven by customers starting/stopping workloads, critical operational requirements, including localized equipment and workload testing amongst other reasons. Under the proposed weekly tracking and compliance rules, these necessary operational fluctuations risk being flagged as non-compliant deviations, exposing demand customers to unwarranted compliance penalties and financial liability on top of potential imbalance costs already incurred. The additional layer of potential costs seems to add little in the way of incentives to contribute to grid stability.

Furthermore, using a rigid consumption plan as a binding baseline without operational tolerances creates a major deterrent for large consumers to offer behind the meter flexibility to the market. If an operator's standard operational shifts distort their baseline or are treated as non-compliant, it undermines the mathematical basis used to calculate true, additional flexibility. We note that in Sweden and Finland requirements for consumption planning are substantially looser (in the latter consumption plans are not required at all) than Statnett's current proposal, despite all three countries preparing to join the MARI platform. Deviating requirements as proposed here would likely hinder the integration of the mFRR markets across the Nordics.

Our Specific Ask: To prevent these negative incentives, we request that Statnett introduce clear and explicit safety buffers and tolerances (such as a baseline adjustment mechanism or a reasonable margin of error, similar to the flexible baseline adjustments and tolerances used in other mature European markets) before any financial penalties or compliance reductions are applied. This is critical to ensure that data centers and other large consumer loads are encouraged to participate in voluntary balancing markets to relieve network loads, but not mandated to."

Sympower: "The requirement for all balancing market participants (above the specified thresholds) to submit consumption plans starting in 2027 is a significant shift. Complexity for Aggregators: For BSPs managing portfolios of distributed assets, providing granular, node-specific consumption plans adds a layer of administrative friction. Recommendation: Statnett should allow for aggregate reporting at the bidding zone (or station group) level for distributed resources, rather than requiring individual unit plans for every asset in a flexibility group."

Svar på høringsinnspill

Forbruksplanen skal forstås som et beste estimat for forventet forbruk per kvarter på stasjonsgruppenivå, og ikke per ressurs eller reguleringsobjekt. Et slikt estimat vil være viktig input til våre prognoser for bl.a.

flaskehalshåndtering og ubalanseprognose. Fleksibilitetsgrupper er unntatt fra kravet om å utarbeide forbruksplan.

Planlagte avvik fra normalt forbruk skal reflekteres i forbruksplanen. Samtidig har Statnett forståelse for at både forbruk og uregulerbar produksjon kan være gjenstand for uforutsette endringer i effekt, og at det derfor i praksis vil oppstå avvik mellom plan og faktisk effektbalanse.

Vi vil presisere at ubalanseavregningen ikke tar utgangspunkt i forbruksplanen, men i avvik mellom faktisk målt forbruk og handelsposisjon. Avvik fra forbruksplanen vil dermed ikke medføre ubalanse.

Innføringen av forbruksplan inngår i høringen av retningslinjene² som har høringsfrist 15. august og planlegges oversendt til RME for godkjenning 1. oktober 2026. Spørsmål knyttet til dette vil bli svart ut der. Bestemmelsen i vilkårene forsøker å klargjøre hva Statnett forventer ved en mFRR-leveranse fra forbruk. Det har vært utfordrende for større forbrukere å vite hva som forventes ved mFRR-leveranser i fravær av en forbruksplan. Når forbruksplanen benyttes som referanse tydeliggjøres forventet leveranse ved aktivering av mFRR.

Dersom faktisk forbruk avviker fra forbruksplanen på tidspunktet for mFRR-bestilling, forventes leveransen å ta utgangspunkt i forbruksplanen, og ikke i faktisk forbruk. Dette kan innebære avvik mellom bestilt og levert effekt, uten at dette anses som et brudd på vilkårene.

Leveranse av reserver fra aggregerte porteføljer av forbruk og energilager er et nytt felt og er under stadig utvikling gjennom blant annet europeiske forordninger. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.7 Teknologi- og størrelsesnøytralitet

Høringsinnspill

Fortum: "Vi vil særlig understreke at markeddesign og produktkrav bør være teknologi- og størrelsesnøytrale. Dette innebærer at krav må baseres på faktiske tekniske behov og ikke ekskludere mindre eller aggregerte ressurser. Dette er i tråd med behovet for at regelverket skal kunne anvendes på tvers av teknologier med ulike egenskaper.

Energisystemet utvikler seg raskt og vi vil i årene som kommer se ytterligere økt bruk av smart styring og digitalisering samt flere fleksible laster i bygg, industri og transport. Dette er det viktig at samfunnet utnytter optimalt, og en viktig del av fremtidens fleksibilitet vil mindre, distribuerte enheter som kun kan delta gjennom aggregering."

Svar på høringsinnspill

Statnett legger til grunn at markedene skal være åpne for alle typer fleksibilitet. Samtidig er det iboende forskjeller mellom ulike ressurstyper, som tilsier at det må stilles ulike krav til dem. Eksempelvis vil kravene til sanntidsmåling være strengere for et stort kraftverk enn for en mindre og mer distribuert ressurs, som en varmtvannstank.

Tilsvarende stiller utnyttelse av fleksibilitet fra et stort antall små ressurser økte krav til Statnetts systemer, herunder behov for videreutvikling av modeller og algoritmer for å sikre tilstrekkelig oversikt og effektiv utnyttelse.

Statnett har en plan for gradvis å legge til rette for aggregering av fleksibilitet. Som et første steg er fleksibilitetsregisteret åpnet for registrering. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

² [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](#)

2.3.5.8 Endringer som kommer som følge av tilknytning til MARI:

Høringsinnspill

Hydro: "Vi erkjenner at flere av endringene skyldes at EU regelverket gir begrenset fleksibilitet for tilpasninger av det nordiske kraftsystemet. Dette illustrerer viktigheten av å delta aktivt i regelverksutviklingen i EU fra tidlig fase. Norden med mye regulerbar vannkraft og mange budområder har særegenheter som ikke nødvendigvis vil hensyntas på en fornuftig måte med mindre vi fra norsk side deltar aktivt."

Fornybar Norge: "Kraftmarkedet er inne i en periode med flere store endringer og en omfattende modernisering. Økt andel variabel produksjon og et mer fleksibelt og sammensatt forbruk stiller nye krav til både systemdriften og markedsdesignet. Det utvikles nye verktøy og prosesser for å håndtere et mer komplekst kraftsystem, blant annet gjennom videre integrasjon mot europeiske markedsplattformer og økt bruk av markedsbaserte løsninger. Disse endringene innebærer at markedsaktørene møter sterkere prissignaler, økt risiko og endrede rammevilkår for disponering av produksjon og forbruk."

Fornybar Norge mener derfor det er særlig viktig at regelverket utformes slik at systemdriften og markedsaktørenes incentiver trekker i samme retning. Markedsaktørenes bidrag ligger ikke i å balansere systemet i sanntid, men i å levere planer og markedstilpasninger som i størst mulig grad reflekterer forventet produksjon og forbruk, samtidig som ressursene utnyttes effektivt.

Vi erkjenner at flere av endringene skyldes at EU-regelverket gir begrenset fleksibilitet for tilpasning til det nordiske systemet. Dette illustrerer viktigheten av å delta aktivt i regelverksutviklingen i EU fra tidlig fase. Norden, med mye regulerbar vannkraft og mange budområder, har særegenheter som ikke nødvendigvis vil hensyntas på en fornuftig måte dersom disse problemstillingene ikke belyses når regelverket utformes."

Sympower: "Sympower acknowledges Statnett's efforts to align the Norwegian power system with the European Balancing Guideline (EBGL) and the MARI platform. While we supported the transition to automated, 15-minute resolution markets, we must express concern regarding the increasing complexity of technical requirements and the lack of a firm, predictable implementation roadmap. For flexibility providers, the primary risks are "regulatory fatigue" and "stranded investments" caused by requirements that appear to be in a state of constant flux, and changing while investments have already been decided and committed."

While the mFRR EAM went live in March 2025, the current consultation introduces a suite of new requirements (e.g., mandatory consumption plans, new BESS-specific NVF standards, and EBGL Art. 18 modifications) with staggered or vague implementation windows reaching into 2027 and beyond.

- Operational Risk: BSPs must commit significant development efforts and CAPEX to update automated bidding and control logic. Without "locked-in" finality to these rules (*a minima with a set timeframe*), operators risk developing solutions for a moving target.
- Recommendation: Statnett should provide an implementation masterplan that guarantees technical stability for a minimum of 36 months following the full adoption of the 2027 milestones."

Fortum: "Fortum ser svært positivt på implementeringen av MARI og økt integrasjon av balansemarkedene i Norden og Europa. Økt strømforbruk, økt innslag av variabel og uregulerbar kraftproduksjon, økt kraftutveksling og et strømnnett som skal holdes i balanse og innenfor en belastningsgrad det tåler krever presis samkjøring av produksjon, forbruk og balansemarkeder både innad i enkeltmarkeder og i samarbeid med tilknyttede markeder."

Dette er en nødvendig utvikling for effektiv utnyttelse av fleksible ressurser, økt leveringssikkerhet og bedre ressursallokering på tvers av land. Samtidig er det avgjørende at implementeringen ivaretar nordiske systemegenskaper og gir robuste prissignaler i et system med mange budområder.

Fleksibel og effektiv utnyttelse av tilgjengelig kraft og nett er en sentral forutsetning for elektrifisering av industri og transport, avkarbonisering av eksisterende næringsliv og styrket regional konkurransekraft. Dette ligger i kjernen av Fortum-konsernets virksomhet og strategi.

Vi vil også understreke viktigheten at det parallelt med arbeidet med å håndtere ubalanser innad i budområder også fokuseres på å løse det underliggende problemet, nemlig flaskehalser og begrenset kapasitet i strømmettet."

Svar på høringsinnspill

Vi takker for støtten til utviklingen og er enig med Fortum og Fornybar Norge i at tilgang på overføringskapasitet er spesielt viktig i det nordiske systemet, der budområdene er små. Statnett jobber kontinuerlig med å påvirke europeiske løsninger til norske forhold og oppfordrer alle aktører til å bidra i europeiske prosesser.

Sympower advarer om at uforutsigbarheten som følger av endringer i regelverket gir stor risiko for fleksibilitetsleverandører, og etterspør større forutsigbarhet og, spesifikt, en frysperiode på 3 år for tekniske krav og andre endringer i vilkårene. Statnett anerkjenner utfordringen som ligger i å tilpasse seg krav som endrer seg, samtidig som vi ikke ser noen mulighet til å unngå at regelverket tilpasses når kraftsystemet går gjennom så store endringer som det gjør nå. Statnett tar med seg innspillet om "masterplan" for kommende endringer i arbeid med helhetlig kommunikasjon til aktørene. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.9 Priselastisk etterspørsel (Elastic demand)

Høringsinnspill

Hydro: "Hydro støtter innføringen av krav om priselastisk etterspørsel og vurderer dette som et positivt tiltak for å redusere forekomsten av ekstrempriiser. I et marked preget av økende volatilitet og større behov for fleksibilitet kan priselastisk etterspørsel bidra til mer stabile prissignaler over tid. Hydro støtter at Statnett som tidligere kommunisert gjør løpende vurderinger å øke volum for priselastisk etterspørsel."

Svar på høringsinnspill

Statnett takker for støtten. Vi ser at elastisk etterspørsel har den ventede effekten og vil utvikle dette videre.

2.3.5.10 Krav til at minstevolum for aktivering skal være knyttet til tekniske forhold (art. 62.7)

Høringsinnspill

Hydro: "Kravet om at minstevolum i bud knyttet til tekniske forhold er svært uheldig ved at det kan redusere volumene som faktisk kan tilbys i mFRR-markedet. Hydro har forståelse for at kravet om at minstevolum i bud skal tilsvare aggregatets tekniske minstekjøring følger av regelverket for MARI, og at Statnett har begrenset handlingsrom når det gjelder utformingen av dette kravet."

Samtidig vil Hydro peke på at kravet kan få praktiske konsekvenser for kraftsystemet. For et aggregat med teknisk minstekjøring på 20 MW innebærer forslaget at det ikke vil være mulig å by et høyere minstevolum enn 20 MW, eller å legge inn et udelelig bud over dette nivået. For mange aggregater og stasjonsgrupper med flere ugunstige lastområder kan dette redusere volumene som faktisk kan tilbys i mFRR-markedet.

Hydro er derfor bekymret for at kravet, slik det er foreslått implementert, kan føre til lavere tilgjengelig fleksibilitet i mFRR, særlig i perioder der fleksibiliteten er viktig for systemdriften. Hydro mener det er viktig at Statnett, innenfor rammene av MARI-regelverket, vurderer om det finnes avbøtende tiltak eller praktiske tilpasninger som kan redusere disse effektene."

Statkraft: "Statkraft støtter presiseringen 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."

Lyse: "Dette forslaget vil gi dyrere aktiveringsbud, da det i mange sammenhenger er økonomisk rasjonelt å kjøre andre lastområder enn teknisk minimum. Om det blir tillatt å kombinere dette kravet med å bruke eksklusive budattributter, vil det ikke ha like stor negativ virkning. Da kan systemoperatør velge mellom et «lite dyrt bud» eller «stort og billig»."

Svar på høringsinnspill

Formålet med forslaget var å sikre at budene vi skaffer oss i mFRR CM faktisk er brukbare for aktivering. Veldig store bud vil ofte bli hoppet over, og kan gi utfordringer. Statnett støtter innspillene og forstår at det er andre tekniske forhold enn minstekjøring som påvirker budgivningen. Vi mener at en justering av ordlyd vil være bedre tilpasset norske forhold, og likevel i tråd med intensjonene i de felles-europeiske reglene. Vi foreslår derfor å justere ordlyden i vilkårene, slik at øvrige tekniske forhold og konsesjonsgitte forhold også omtales.

Vilkårenes artikkel 62 nr. 7c blir dermed: Leverandør av balansetjenester skal ha rett til å oppgi et minstevolum for aktivering. Minstevolum for aktivering skal kun brukes når tekniske eller konsesjonsgitte forhold ved reguleringsobjektet krever det.

2.3.5.11 Mulighet for å begrense antall ekskluderende gruppebud

Høringsinnspill

Lyse: "Vi forstår at Statnett vil ha med bestemmelsen i artikkel 10 om «ekskluderende gruppebud», dersom det blir innført med MARI. Samtidig vil vi påpeke at det er viktig at det er behovsprøvde kriterier for dette. Det er sannsynlig at andelen ekskluderende gruppebud vil øke som følge av kravene til delbarhet for mFRR-CM (art. 42) og teknisk minimumsvolum (art. 62). Vi foreslår derfor en bestemmelse om at dette kun skal innføres dersom det reduserer de totale systemdriftskostnadene."

Svar på høringsinnspill

Dersom MARI innfører begrensning på ekskluderende gruppebud, må Statnett forholde seg til denne begrensningen. Vilkårene beskriver ikke hvordan denne begrensningen skal fordeles mellom aktørene i det norske markedet, men vi noterer oss at dette er noe vi må vurdere dersom det blir aktuelt å benytte denne opsjonen i vilkårene. Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.12 Rett til å ikke aktivere bud valgt i MARI

Høringsinnspill

Norske Skog: "Det beskrives flere årsaker til rett til å ikke aktivere bud og vi har erfart dette i praksis ved noen tilfeller i april/mai 2026. Dette kan ha store negative konsekvenser for store forbrukere ved relativt liten ubalanse med de prisspikre på ca 8000 EUR/MWh som vi har hatt. I dag får vi, som leverandør av balanseenergi i mFRR, bare informasjon om dette på forespørsel til Statnett i ettertid. Vi mener at aktuell aktør må varsles samtidig med at budene fra vedkommende aktør blir markert utilgjengelig eller «hoppet over» slik at aktøren vet at budene ikke er aktive. Dette vil føre til gjensidig/toveis informasjon mellom Statnett og leverandør av balanseenergi om hvilke bud som er reelt aktive og ikke enveis informasjon som vi har i dag hvor bare vi som leverandør sletter og informerer Statnett om bud som ikke er tilgjengelige."

Svar på høringsinnspill

Aktører som får bud utilgjengeliggjort får beskjed om dette allerede i dag ved at Statnett sender en egen melding (Bid Availability Market Document) etter hvert kvarter til leverandøren av balansetjenester, og det vil også gjelde dersom utilgjengeliggjøringen skjer etter budvalget i MARI.

Det er litt uklart hva høringsinnspillet mener er utfordringen. Å få informasjon om hva mFRR-prisen blir er en bieffekt av å bli aktivert, men ikke et formål. Det er heller ikke ønskelig at leverandøren skal justere produksjon eller forbruk mer enn det som blir aktivert fordi de får informasjon om hva prisen kan bli.

Informasjon om prisen blir mer tilgjengelig etter tilknytning til MARI. I MARI vil mFRR-pris for planlagt aktivisering publiseres så snart budvalget er klart, ca T-8. Før direkteaktivering via MARI tas i bruk, vil mFRR-pris for direkteaktivering publiseres like etter driftskvarteret, samtidig med ubalansepris. Etter at direkteaktivering via MARI tas i bruk, vil mFRR priser for direkteaktivering publiseres T-8 regnet fra sluttidspunkt på direkteaktivering (dvs. når budvalg for SA-klarering for MTU hvor direkteaktivering avsluttes er klar).

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.13 Endring av Gate Opening Time mFRR EAM ved MARI

Ingen mottatte høringsinnspill

2.3.5.14 Endring av Gate Closure Time mFRR EAM ved MARI til 25 minutter

Høringsinnspill

Skagerak: "Skagerak støtter forslaget om å redusere lukketid til 25 minutter før driftskvarteret. Skagerak mener dette vil bidra til at aktørene kan justere sine posisjoner ettersom informasjonen blir mer presis, samtidig som at systemansvarlig får oppdatert informasjon frem mot drift."

Hydro "Hydro støtter forslaget om å endre lukketiden for mFRR EAM til 25 minutter før driftskvarteret, da de mener det er positivt for markedet med mye uregulert kraftproduksjon."

Svar på høringsinnspill

Statnett takker for støtten til forslaget.

2.3.5.15 Fjerning av minstepris for mFRR ved MARI

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.16 Endring av øvre og nedre prisgrense mFRR EAM ved MARI

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.17 Bytte fra nordisk til europeisk optimeringsprosess ved tilknytning til MARI

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.18 Aktiveringssteg endres til 1 MW

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.19 Endringer i fastsettelse av pris (artikkel 67)

Høringsinnspill

Fornybar Norge: "Det er også vanskelig å begrunne at planlagte og direkte aktiveringer prises ulikt, når det i praksis er samme produkt som håndterer samme ubalanse. Etter vårt syn bør aktiveringer i samme retning og tidsperiode ha samme pris."

Å Energi: " Når det gjelder forslaget om endring av prisfastsettelsen for mFRR aktiveringer henstiller vi til å gjøre dette minst mulig omfattende og så enkelt som regelverket tillater det. For eksempel bør planlagte og direkte aktiveringer om mulig prises likt, når det i praksis er samme produkt som håndterer samme ubalanse. Etter vårt syn bør aktiveringer i samme retning og tidsperiode ha samme pris slik at prisingen i størst mulig grad blir forståelig og intuitiv for aktørene"

Statkraft: "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."

Svar på høringsinnspill

Reglene for fastsettelse av priser for mFRR balanseenergi, med egen pris for planlagt aktivering og inntil fire for direkteaktivering per markedstidsenhet, følger av europeisk metode for prising av balanseenergi etter EB artikkel 30 (1) som Statnett må følge ved tilknytning til MARI.

Det gjøres dermed ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillet.

2.3.5.20 Kompensasjon for tidlig deaktivering

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.21 Avregningsregler i artikkel 72 oppdateres for konsistens med endring i artikkel 67

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.5.22 Planlagte aktiveringer med forsinket oppstart ved manglende MARI-resultat

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.3.6 Vilkår for aktiveringsmarkedet for mFRR-D (75- 87)

Ingen mottatte høringsinnspill.

2.4 Vilkår for balanseansvarlige (art. 88-104)

2.4.1 Balansekravet

Intensjonen med å utvide bestemmelser om balansekrav i artikkel 88 nr. 3 i metode om vilkår for balanseansvarlige slik at disse tilsvare forslaget til endringer i retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, var å gjøre de totale kravene bedre kjent for balanseansvarlige. Endringene var ment å tydeliggjøre eksisterende praksis og det var ikke forventet omfattende høringsinnspill til dette. Det var derfor ansett som gjennomførbart med ulik høringsfrist for likelydende bestemmelser.

Høringsinnspillene viser tydelig at aktørene ikke deler vårt syn på dette. Hafslund, Hydro, Lyse og Fornybar Norge har direkte kommentert dette, samt at flere aktører har skrevet at de støtter høringsinnspillet fra Fornybar Norge.

Vi er i dialog med RME om utvidelsen i artikkel 88 nr. 3, forslaget til retningslinjer for fos § 8 og hva dekkes av NEM-forskriften. Det er avklart med RME at denne delen ettersendes på et senere tidspunkt.

2.4.2 Endringer i fastsettelse av dominerende retning og ubalansepris

Generell innledning og vurdering av høringsinnspill

Statnett har mottatt mange høringsinnspill knyttet til ubalanseprising og delvis prising av balanseenergi ved tilknytning til MARI. Vi ønsker å gjenta at viktige premisser er gitt av europeisk metode for prising av balanseenergi etter EB artikkel 30 nr. 1 og harmonisering av ubalanseprising etter EB artikkel 52 nr. 2. Statnetts handlingsrom i nasjonale vilkår er avgrenset, og konkret i forhold til ubalanseprising gjelder det følgende deler av forslaget³:

- Hvordan konkret beregne budområdets dominerende retning
- Hvordan håndtere flere priser for balanseenergi
- Hvordan fastsette verdi av unngått aktivering
- Tilleggskomponenter i ubalanseprisen – her insentiverende komponent

Vi oppfatter at mange innspill knytter seg til forhold som ikke er konkret gjenstand for Statnetts forslag, men premisser fra øvrige metoder. Det pågår nå en europeisk prosess med evaluering av metoden for harmonisering av ubalanseprising etter EB artikkel 52 nr.2. I tillegg pågår det en evaluering av selve EB-reguleringen. Vi oppfordrer norske interessenter til å engasjere seg i dette arbeidet. Vi vil også i anledning forberedelser til PICASSO invitere aktørene til dialog utover høsten om europeisk rammeverk og ubalansepris ved tilknytning til PICASSO. Vi ser frem til å diskutere mer overordnede og generelle innspill til rammene i den anledning.

I det følgende vil vi adressere konkrete tilbakemeldinger til Statnetts forslag, som er gjenstand for denne høringen. Vi oppfatter at det i mindre grad er konkrete tilbakemeldinger til Statnetts forslag. Derimot oppfatter vi en mer generell oppfordring til Statnett om å holde ubalanseprising så likt dagens design som mulig. Vi vil også kommentere på det.

Det gjøres ingen justeringer i vilkårene som følge av innspillene.

Generell oppfordring

³ Det finnes ytterligere valgmuligheter for ubalansepris, for eksempel forslag om bruk av toppris og ikke énpris for ubalanser. Listen her begrenser seg til det som konkret er del av Statnetts forslag.

Vi oppfatter at flere av aktørene oppfordrer Statnett til å holde på dagens designkvaliteter lengst mulig, det vil si egenskaper ved dagens modell for prising av både balanseenergi og ubalanser. Det må uansett foretas valg fordi det ikke er mulig å gjøre akkurat slik som i dag.

Statnett har i sitt forslag prioritert tilpasning mot gjeldende rammeverk og nærliggende tilknytning til PICASSO, ikke å beholde dagens rammer likest mulig, så lenge som mulig. Statnett har lagt vekt på en konsistent tilnærming på tvers av de to stegene, MARI og PICASSO, inkludert å forberede IT-systemer og aktører på fremtidig utvikling. Det er mulig å velge en annen vektlegging og prioritering enn det Statnett har lagt til grunn. I praksis kan det enklest oppnås ved å avvente innføring av insentiverende komponent til PICASSO.

Hvordan konkret beregne budområdets dominerende retning (artikkel 96)

Høringsinnspill

Ingen

Svar på høringsinnspill

Det er ikke mottatt høringsinnspill på Statnetts forslag om å ikke medta ytterlige volumer enn det som metode etter EB artikkel 52(2) angir som obligatorisk.

Det noteres at flertallet av aktørene (direkte eller via Fornybar Norge) gir innspill om at dominerende retning ikke burde fastsettes per budområde, slik angitt av metode for harmonisering av ubalanseprising etter EB artikkel 52(2).

Hvordan håndtere flere priser for balanseenergi (artikkel 97)

Høringsinnspill:

Fornybar Norge: "For å sikre en mer robust og effektiv prising mener Fornybar Norge at ubalanseprisen bør reflektere marginalprisen i den dominerende retningen, og at *Value of Avoided Activation* settes lik ubalanseprisen idet sammenkoblede området. Dersom det ikke er aktiveringer, bør spotprisen fortsatt benyttes."

Statkraft: "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."

Lyse: "Vi støtter derfor forslaget om å bruke marginal pris for «planlagt aktivering» i mFRR-EAM for å bestemme ubalanseprisen. Det er god tilgang på likvide bud, og vi anser at marginal prissetter i dette markedet reflekterer kostnaden med å dekke inn ubalanser. Direkteaktiverede mFRR-aktiveringer har et lite omfang og kan ha priser som ikke reflekterer totalområdets kostnad med ubalanse, og bør derfor ikke inkluderes i en eventuelt volumveid beregning av ubalansepris. Av samme grunn anser vi heller ikke at aFRR-aktiveringer bør inkluderes i volumveid beregning. I god tid før innføring av Picasso må det uansett gjøres nye analyser av konsekvensen ved å eventuelt inkludere aFRR-aktiveringer i en volumveid ubalansepris."

Svar på høringsinnspill

Statnett oppfatter at både Fornybar Norge og Statkraft ønsker at ubalanseprisen skal settes basert på marginal av mFRR pris for planlagt aktivering og direkteaktivering i samme aktiveringsretning. Statnett har i høringsdokumentet diskutert alternativene og foreslått bruk av en volumvektet pris basert på mFRR pris for planlagt aktivering og direkteaktivering i samme aktiveringsretning.

Statnett har i sitt forslag lagt vekt på nærliggende tilknytning til PICASSO og forventet helhet i ubalanseprising fremover. På kort sikt har dette designvalget mindre betydning i praksis pga. lav hyppighet på direkteaktiveringer. Ved tilknytning til PICASSO blir designvalget vesentlig. Statnett har lagt vekt på hva som er vurdert best ved tilknytningen til PICASSO, og prioritert dette sterkere enn likhet mot dagens design i en kort mellomperiode. Det gir også en enklere IT-utvikling med ett år ventet mellom

tilknytning til MARI og deretter PICASSO. Lyse sitt forslag om å kun medta pris for planlagt aktivisering er ikke i tråd med EB artikkel 55 nr. 4 og nr. 5 eller metode for harmonisering av ubalansepris etter EB artikkel 52 nr.2.

Statnett noterer også flere innspill om konsistente insentiver mellom BSP og BRP (Fornybar Norge, Statkraft, Fortum og Hydro). At det blir en forskjell på pris til BSP og BRP følger som direkte konsekvens av flere priser for balanseenergi til balansetilbydere (BSP), og at ubalansepris til balanseansvarlige (BRP) må settes basert på disse, som igjen følger av prisingsvalg i europeisk metode etter EB artikkel 30 nr.1 og EB artikkel 55 nr. 4 og nr. 5. Det gir i seg selv ulike insentiver, som er diskutert i høringsdokumentet. Vi har derimot ikke oppfattet at det er høringsinnspill konkret på de aktuelle avveiningene.

Verdi av unngått aktivisering (artikkel 98)

Høringsinnspill

Fornybar Norge: "For å sikre en mer robust og effektiv prising mener Fornybar Norge at ubalanseprisen bør reflektere marginalprisen i den dominerende retningen, og at *Value of Avoided Activation* settes lik ubalanseprisen idet sammenkoblede området. Dersom det ikke er aktiviseringer, bør spotprisen fortsatt benyttes."

Statkraft: "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 sammenkoblet område er uregulert, altså uten aktiviseringer, bør VoAA fastsettes på dagens måte ved bruk av prisen i døgnmarkedet."

Svar på høringsinnspill

Verdi av unngått aktivisering (VoAA) skal baseres på budpris(er) for balanseenergi. Det er dermed ikke grunnlag for å sette VoAA direkte til døgnmarkedspris uten bruk av insentiverende komponent.

Det er mulig man kan tenke seg å sette VoAA basert på flere balanseenergipriser, som kan være samme som ubalansepris for et annet budområde. Det krever i tilfelle at man er i stand til å fastsette fra hvilket budområde man skal "ta" ubalansepris, det vil si en vurdering av hvilke budområder som er "fellesregulert". Det vurderes som krevende, særlig fremover. Det vil også legge øvrige føringer på ubalansepris.

En slik tilnærming for i praksis å få likere ubalansepris på tvers av budområder lar seg ikke kombinere med tilleggskomponenter i ubalansepris, fordi sistnevnte er basert på budområdets dominerende retning (i alle fall insentiverende komponent), som fortsatt er ulik. Det krever også felles IT-støtte på tvers av land hvis det skal gjøres på større regional basis.⁴

Uten innføring av en insentiverende komponent ville Statnetts forslag i praksis på kort sikt i stor grad oppfylle ønsket bak Fornybar Norge og Statkrafts innspill før tilknytning til PICASSO. Insentiverende komponent diskuteres under.

Insentiverende komponent (artikkel 99)

Høringsinnspill

Fornybar Norge: "Fornybar Norge mener derfor at Statnett bør fastsette en felles dominerende retning for sammenkoblede områder, så lenge det ikke er flaskehalser, både ved planlagte og direkte aktiviseringer. Selv om den foreslåtte håndteringen av dominerende retning etter vårt syn har svakheter, er Fornybar

⁴ Det finnes etter vår vurdering ingen åpenbar metode for å vurdere hvilke områder som evt. skal anses som "fellesregulert". Det blir økt kompleksitet fremover med flere balanseenergiprodukter med mange priser og variasjon i områder med lik pris gjennom balanseavregningsperioden, særlig etter tilknytning til PICASSO. Det vil slik forstått også kreve en form for marginal tilnærming for å sette ubalansepris på tvers av priser for balanseenergi, som ikke fremstår hensiktsmessig for aFRR-priser satt for hvert 4 sekund.

Norge i utgangspunktet positiv til den foreslåtte intensiverende komponenten. Dette fremstår som et eksempel på at Statnett benytter det handlingsrommet som finnes innenfor regelverket for å redusere noen av de uheldige virkningene som kan oppstå i et system med mange budområder."

Hydro: "På bakgrunn av beskrivelsen og analysen slik den foreligger, er Hydro i utgangspunktet positiv til den insentiverende komponenten som foreslås."

Lyse: "Det foreslås en «insentiverende komponent». Vi forstår formålet med denne slik: Dersom et område har balansebehov ned, men det ikke er aktiveringer ned i området pga. «netting», men det kan ha vært aktiveringer opp i området. Da ville ubalansepris hatt retning «ned», men pris høyere enn DA-pris. Det unngår en med å sette maksgrense for «ned»-pris = DA-pris (og vice versa for «opp»-pris). Det er fornuftig i dette tilfellet, da den høye «ned»-prisen i dette tilfellet ikke hadde vært bestemt av behov for aktivering ned. Men dersom det er reelle aktiveringer ned i et område, men som markedsaktører rasjonelt tilbyr til pris høyere enn DA-pris, vil den insentiverende komponenten ikke gi rett prissignal. Da er balanseringsprisen for nedregulering reelt høyere enn DA-pris, og ubalanseprisen bør være lik denne. Vi stiller derfor spørsmål til om bruken av komponenten må presiseres mer detaljert for å unngå dette siste."

Svar på høringsinnspill

I høringsinnspillene gis det i utgangspunktet støtte til insentiverende komponent (med unntak av presiserende bemerkning fra Lyse). Vi er usikre på om aktørene fullt ut har forstått hvordan insentiverende komponent samspiller med dominerende retning. Det er i alle fall bekreftet av Statkraft i anledning en avklarende samtale om deres høringsinnspill. Effekten som ikke er ønsket, jf. avklaring med Statkraft, er når insentiverende komponent gir mer ulik ubalansepris på tvers av budområder. Dette skjer når et budområde i et nettet område får motsatt betingelse av insentiverende komponent enn i dag.⁵ Det er derimot en effekt som støttes i Lyse sitt høringssvar, da balanseenergi prisen for et nettet område ikke er basert på et aktivert bud for budområdets dominerende retning. Lyse sitt negative innspill berører derimot effekten insentiverende komponent gir der det er en ubalansepris i retning opp satt basert på en balanseenergi pris for retning opp (oppreguleringspris), hvor insentiverende komponent motvirker at en oppreguleringspris kan bli lavere enn døgnmærkedspris.

Analyse av data fra mFRR EAM viser at det i praksis på kort sikt i stor grad er insentiverende komponent som vil gi ulike ubalansepriser på tvers av budområder. Volumvektet snitt gir også en slik effekt, men siden det i praksis kun har betydning ved direkteaktiveringer som per nå utføres i et lite antall MTUer, er det mindre viktig.

Statnetts vurdering er at insentiverende komponent i seg selv gir riktigere insentiver til balanseansvarlige om å handle seg i balanse før driftskvarteret. Aktørene med unntak av Lyse fremstår i utgangspunktet å støtte dette (uten hensyntagning til effekter av endret dominerende retning). Det som gjennomgående oppfattes som en uønsket utvikling for aktørene er derimot endringen til fastsettelse av dominerende retning per budområde. Det oppfattes allikevel som et annet spørsmål, som Statnett ser frem til å diskutere videre med aktørene i løpet av høsten. Kombinasjonen av endret dominerende retning og insentiverende komponent kan også, gitt foreløpige analyser, gi sterkere insentiver til aktørene til å handle (ikke flytte) og dermed redusere sine ubalanser i forkant av balanseringstidsrammen. Det kan ha positive effekter som Statnett ønsker å analysere nærmere, og ikke minst ha dialog med aktørene om.

2.4.3 Andre høringsinnspill til vilkår for balanseansvarlige

Høringsinnspill

Elmera: "Ettersom balanseansvarlig (BRP) ikke er en aktiv part i reservemarkedene fremstår det som underlig at BRP skal varsle/informere Statnett om reguleringsobjekter som er under dens balanseansvar. Her burde kravet vært rettet til BSP med informasjonsplikt til både BRP og Statnett. Dette er nok et eksempel der kravene ikke er oppdatert etter nye roller og ressurser. Ettersom mindre ressurser ofte

⁵ Insentiverende komponent er basert på en grensebetingelse for ubalansepris, som igjen er basert på dominerende retning. Jf. ubalansepris skal ikke være lavere enn døgnmærkedspris hvis dominerende retning er opp. Endres dominerende retning, blir betingelsen motsatt; ubalansepris skal ikke være høyere enn døgnmærkedspris ved dominerende retning ned.

flytter mellom RE'er vil også slike ressurser flyttes mellom BRP'er oftere enn det som har vært vanlig, og ofte uten at en BRP er varslet om dette - da avtalen er mellom RE og sluttkunde og BSP og sluttkunde."

Svar på høringsinnspill

Balanseansvarlig er ansvarlig for å sende inn produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Balanseansvarlig har derfor en egeninteresse av at stasjonsgruppene er fastsatt på en hensiktsmessig måte for dem. Når balanseansvarlig deler informasjon de har om reguleringsobjekter med systemansvarlig bidrar de til dette. Rapporteringen kan utføres av leverandør av balansetjenester for stasjonsgrupper som deltar i reservemarkedene. Økt omfang av mindre ressurser som bytter kraftleverandør og balanseansvarlig utfordrer etablerte prosesser og systemer. Fleksibilitetsregisteret vil være et viktig bidra til å effektivisere dette i fremtiden. Det er i denne høringsrunden ikke foreslått endringer i denne artikkelen.

Høringsinnspill

Fortum: "Vi viser til og gjentar tidligere innspill om at en helhetlig overgang til 15-minutters måling og avregning for alle strømkunder er en viktig forutsetning for effektiv deltakelse i balansemarkedene, utvikling av aggregerte fleksibilitetsressurser og redusert ubalanserisiko.

Dersom sluttbrukere i lavspenningsanlegg forblir målt per 60 minutter, vil det kunne føre til økte ubalanser og redusert fleksibilitet i kraftsystemet, dette kan igjen føre til høyere kostnader for både kunder og markedsaktører og hindre deltakelse for aggregerte husholdningslaster i f.eks. mFRR-markedet.

Statnett har tidligere fremhevet overfor RME at det «åpenbare og mest effektive tiltaket» for å gi husholdninger og mindre bedrifter lettere tilgang til reservemarkedene er å innføre 15-minutters måleravlesning for alle. Dette er etter vår vurdering en sentral og prinsipielt viktig observasjon.

Vi har i høringssvar til RME våren 2026 støttet forslag om endring til 15-minutters registreringsfrekvens ved måling av næringskunder med forbruk over 100.000 kWh per år, og har fortsatt som posisjon at en overgang for øvrige kunder bør gjennomføres innen få år for mest mulig presis strømstyring og ubalansebehandling.

Når balanseavregningen skjer på 15-minutters nivå, mens store deler av sluttkundemassen avregnes på timesnivå, oppstår strukturelle skjevheter. Mer granulær måledata kan bidra til:

- Redusert ubalanserisiko for BRP
- Forenkle samspill mellom BRP og BSP
- Mer presis modellering av lokal nettbelastning
- Bedre TSO-DSO-samhandling
- Mulighet for mer fleksible volumgrenser over tid
- Senke terskelen for husholdninger og mindre bedrifter til å delta i balansemarkeder"

Svar på høringsinnspill

Statnett har innført kvartersoppløsning der vi kan. Fortum viser her til sluttkundefakturerings, måleravlesning og registerfrekvens, som er noe RME regulerer i forskrift. Det er derfor ikke relevant å gjøre justeringer i vilkårene.

Høringsinnspill

Fornybar Norge: "Fornybar Norge ønsker å oppfordre Statnett til å ha tett dialog med bransjen frem mot et høringsforslag knyttet til endringen av ubalanseprisen i forkant av tilknytning til PICASSO. Dette gir aktørene bedre tid til å vurdere ulike konsekvenser, noe som vil gi verdifulle innspill til Statnetts arbeid. Vi tror derfor en referansegruppe, slik SvK har satt ned, vil være en god måte å sikre et godt og robust design og forankring av fremtidig ubalansepris".

Svar på høringsinnspill

Statnett viser til sitt høringssvar under 2.4.2, og ser frem til å invitere aktørene til dialog om europeisk rammeverk og ubalansepris ved tilknytning til PICASSO utover høsten.

Høringsinnspill

Fortum: "Fortum støtter økt harmonisering av ubalanseprisingsmetodikk på tvers av Norden. Dette vil redusere kompleksitet, styrke markedets funksjon, gjøre nordisk samarbeid mer effektivt."

Svar på høringsinnspill

Vilkår for balanseansvarlige er nasjonal metode som må forholde seg til europeisk metode for harmonisering av ubalansepris etter EB artikkel 52(2). Sistnevnte metode er under evaluering. Statnett oppfordrer norske interessenter til å engasjere seg i dette arbeidet