

Høring om oppdaterte retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret (20-3 og 21-1)

Innledning og hovedpunkter

Det vises til ovennevnte høringer om revidering av retningslinjer under systemansvarsforskriften (fos) og energilovforskriften (enf). Høringene dreier seg om justeringer i retningslinjer som var på første gangs høring vinteren 2020. I vårt høringsinnspill vinteren 2020 påpekte Energi Norge blant annet at deler av retningslinjene var lite fremtidsrettede da de ikke tok hensyn til nødvendige endringer i nasjonale forskrifter som følge av implementering av europeiske nettkoder. Selv om vi opprettholder dette standpunktet begrenser vi oss i denne omgang til kun å kommentere foreslåtte endringer i retningslinjene. Siden dette er justeringer i retningslinjer som allerede har vært på høring er omfanget av innspill begrenset.

Våre viktigste innspill er:

- Generelt er summen av retningslinjer, veiledere, parameterlister og markedsvilkår omfattende og de griper delvis inn i hverandre. Det er viktig at likeartede temaer samles i felles dokumentasjon og at Statnett bestreber seg på å tilgjengeliggjøre retningslinjer og særlig informasjonen som beskriver prosesser for aktører i kraftsystemet.
- Det er også, som vi kommenterer under, viktig at retningslinjene inneholder prosessbeskrivelser som tydeliggjør når og på hvilken måte aktørene skal agere.
- Den allerede detaljerte parameterlisten for fos § 14-søknader har blitt ytterligere detaljert. Det er så detaljerte krav til informasjon at det i enkelte tilfeller vil kreve at utbygger foretar detaljplanlegging før forhåndsgodkjenning av teknisk løsning. Dette er fordyrende og skaper en uforutsigbar prosess og vi ber derfor om at parameterlisten og/eller praksis justeres slik at denne type situasjoner unngås.
- Statnett bør handle reserver i markedene for å sikre økonomisk effektive løsninger og en god driftssikkerhet. Særlig ser vi at dette kan bli bedre for FCR-D og RKOM.
- Når det gjelder Nasjonal Veileder for Funksjonskrav (NVF) har vi i innspill til 12.6.4 Respons ved eksterne feil (s. 118 i NVF): Slik kravet er formulert vil det treffe de fleste vannkraftaggregater > 10 MW. Kravet vil være kostbart å realisere for små og mellomstore anlegg da det vil kreve ekstra tiltak på aggregatene, reservekraft,

www.energinorge.no

Postboks
7184 Majorstuen, 0307 Oslo

Besøksadresse
Middelthuns gate 27, 0307 Oslo

Telefon
(+47) 23 08 89 00

E-post
post@energinorge.no

kontrollanlegg og tiltak ifbm. vannhåndtering mv. Den samfunnsøkonomiske nytten synes å være liten.

Under gis det konkrete innspill til enkeltparagrafer der vi har slike:

Konkrete innspill til enkeltparagrafer

Til høringen 20-3:

§ 8a. Planlegging av effektregulering

Se kommentarer til § 9 angående FCR-D_{opp} "Vedlegg til retningslinjer for fos § 8a".

§ 9. Regulerstyrke og effektreserve

Energi Norge mener Statnetts forslag til struktur på hva som skal stå i henholdsvis retningslinjene til FoS og i markedsvilkårene er fornuftig. Vi mener også at disse prinsippene nå er reflektert i tilstrekkelig grad i forslagene til retningslinjer og vilkår under fos § 9.

Videre mener vi det er unødvendig at de fire dokumentene som beskriver markedsvilkår for FCR, aFRR, mFRR og RKOM har forskjellig format på forside, tekstformat, marger etc. Det vil forbedre lesbarheten dersom dette harmoniseres på tvers av vilkårsdokumentene. Det er bra at strukturen og innholdet er harmonisert på tvers av vilkårsdokumentene.

Marked for FCR-D

Energi Norge mener at forslaget til retningslinjer gir inntrykk av at Statnett primært benytter markeder for å anskaffe FCR-D i dag. Dagens praksis er derimot at Statnett forventer at grunnleveransen dekker deres behov for FCR-D_{opp} og dermed ikke anskaffer dette i markedet. Dette mener vi er feil tilnærming. Dersom leveransen er gratis vil prisen i markedet være 0, og dersom leveransen ikke er gratis vil en synlig pris reflektere alternativkostnaden aktørene har i forbindelse med å stille denne reserven tilgjengelig og gi en bedre allokering av ressursene.

Svenska kraftnät kjøper til sammenligning inn både FCR-N og FCR-D for alle timer i året som gjør det forutsigbart for aktørene. Et forutsigbart og fungerende marked gir aktørene mulighet til å beregne alternativkostnaden sett mot andre markeder, og ta denne med i betraktningen ved vedlikeholdsprosjekter og oppgradering av maskinparken. Vi mener dette gir grunnlag for mer rasjonelle beslutninger som tar høyde for faktisk leveranse av FCR-D.

Det er også uklart på hvilken måte Statnett sikrer at de har tilstrekkelig FCR-D_{opp} gjennom grunnleveransen når aktørene ikke har en markedsforpliktelse til å levere. En aktør som har sendt inn frivillige bud i RK_{opp}-markedet på samme effekt som er rapportert inn som FCR-D_{opp} i systemdata kan være ute av stand til å levere primærreserven dersom det samme aggregatet blir regulert opp i RK. I perioder med effektknapphet og høye priser vil det ofte i hovedsak være

RKOM-forpliktelser som hindrer full produksjon fra tilgjengelige aggregat. Vi opplever ikke at det er tydelig hvordan Statnett i slike perioder sikrer at de oppfyller sine forpliktelser til FCR-D_{opp} i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen. Vi opplever heller ikke at det er tydelig hvordan Statnett ønsker at aktørene skal håndtere denne utfordringen og vi ber om at Statnett tydeliggjør ønsket praksis i "Vedlegg til retningslinjer for fos § 8a". På dette grunnlaget ber vi Statnett vurdere om dette gir grunnlag for å sikre FCR-D_{opp} gjennom markedsløsninger. Dette vil legge til rette for økt driftssikkerhet og en mer effektiv overgang til en markedsbasert anskaffelse av FCR-D.

SOGL er ikke tatt inn i norsk rett ennå og derfor ikke noe Statnett må forholde seg til i utformingen av retningslinjene, men vi vil påpeke at artikkel 4 (2d) er tydelig på at formålet med SOGL er at TSOene skal benytte markedsbaserte mekanismer for å sikre systemets driftssikkerhet og stabilitet så langt som mulig.

Marked for RKOM

Statnett har et behov for et minimum antall MW tilgjengelig i RK-markedet til enhver tid. Videre baserer Statnett seg på en analyse som er beskrevet i retningslinjene for å kunne kjøpe det man ikke forventer å få gratis. Eksempelvis, hvis behovet er 1700 MW og man forventer 1000 MW frivillige RK-bud vil Statnett kjøpe de resterende 700 MW i RKOM. Vi mener dagens praksis ikke gir den mest effektive markedsløsningen.

I prinsippet er det de forventede "gratis" 1000 MW som vil ha lavest alternativkostnad for aktørene når man planlegger bud i RKOM og dermed lavest RKOM-pris. Siden Statnett kjøper de billigste budene i RKOM er det rimelig å anta at de 700 MW som kjøpes faktisk er blant de 1000 MW forventede gratis RK-ressursene. Vi mener at markedsaktørene er bedre til å estimere sin alternativkostnad til å forplikte seg i RKOM og at Statnett i praksis i sin analyse konkurrerer med markedsaktørene i å forutse markedet.

Dersom det er forventet god kapasitet i produksjonsapparatet og lav last vil prisen i RKOM bli lav, mens dersom markedsaktørene forventer knapphet vil prisen i RKOM øke og på den måten gi riktig prissignal og risikopremie. Vi mener derfor den prinsipielt riktige tilnærmingen er at Statnett sikrer hele sitt RK-behov i RKOM-markedet, da dette legger til rette for et mer effektivt marked med flere markedsaktører og økt driftssikkerhet.

§ 14. Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Det foreslås å detaljere den allerede detaljerte parameterlisten for innrapportering av anlegg ytterligere. Særlig for produksjonsanlegg kan dette medføre at anlegg må detaljplanlegges før forhåndsgodkjenning av teknisk løsning. Dette vil være unødvendig fordyrende og skape en uforutsigbar godkjenningsprosess sett fra utbyggers side, og vi ber Statnett ta hensyn til dette i ferdigstilling av parameterlisten og/eller praktisering. Videre er det ønskelig at retningslinjene

inneholder en prosessbeskrivelse av prosessen med behovsprøving og klargjør konsesjonærs rolle.

§ 16. Koblingsbilde

Det er positivt at Statnett presiserer involvering av aktører og hva man legger i at konsesjonærer blir berørt av en kobling.

Til høringen 21-1:

Energi Norge er positive til oppstarten av et felles nordisk aFRR-kapasitetsmarked og ser frem til at det kommer i drift 1. september 2021.

Vi gjentar fra den felles nordiske høringen om lukketid på 07:30 D-1 at dette i realiteten betyr at aktørene må lage sine bud på kvelden D-2. For at aktørene skal kunne planlegge budgivningen D-1 bør fristen sannsynligvis flyttes nærmere 08:30. Isolert sett ville det vært en fordel, men det er samtidig viktig at eventuelle forsinkelser eller feil i prosessen ikke kommer i konflikt med planleggingen av bud for day ahead-markedet.

Vi ber om at lukketidene for eksisterende og nye markeder i den videre utviklingen fortsatt gjøres på en koordinert måte og sees i sammenheng med den totale belastningen denne planleggingen innebærer for markedsaktørene.

Vennlig hilsen
Energi Norge



Kristin H. Lind
Direktør, Nett og kraftsystem