

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Oversendelse for godkjenning
29. september 2023**

-

Fos §§ 6, 9, 11, 16 og 18

Forord

Innhold i dette forslaget til oppdatering

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 28a.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig oppdaterte retningslinjer for fos §§ 6, 9, 11, 16 og 18 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. Dette inkluderer vedlegg til retningslinjer for fos § 9 og vedlegg til retningslinjer for fos § 11.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1.juni 2023 – 31. august 2023. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Forslaget til retningslinjene som vi nå sender på godkjenning står i kapittel 3 i dette dokumentet, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.5.

Innholdsfortegnelse

1	Om høringen.....	4
2	Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.	4
2.1	Kommentarer til retningslinjene for fos § 6	4
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 9	5
2.2.1	Kommentarer til foreslåtte endringer i vilkår for FCR og endringer i retningslinjer til fos § 9 om overgang til nye tekniske krav til FCR.....	5
2.2.2	Kommentarer til foreslåtte endringer i vilkår for FFR.....	13
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 11	13
2.4	Kommentarer til retningslinjene for fos § 16	14
2.5	Kommentarer til retningslinjene for fos § 18	14
3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 6, 9, 11, 16 og 18	14
3.1	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet	14
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserver	17
3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16 - koblingsbilde.....	23
3.4	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 18 – Målinger og meldinger	25
3.5	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 11.....	26

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Om høringen

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende aktører:

- Statkraft Energi AS
- Flextools AS
- Sympower AS
- Volte AS
- Eviny AS
- Hydro Energi AS
- Distriktsenergi

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. I dette dokumentet er deler av innspillene gjengitt, og de fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene som følge av innkomne innspill og mindre språklige endringer. Disse er kommentert i kapittel 2, og de er markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslag til endrede retningslinjer følger i kapittel 3. Endringer i retningslinjene som ble sendt på høring, er markert i grønn og rød gjennomstreking.

2 Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.

2.1 Kommentarer til retningslinjene for fos § 6

Systemansvarlig har blitt gjort oppmerksomme på en feil i høringsdokumentet. I retningslinjene til fos § 6 første ledd har vi i avsnittet om tiltak som kan brukes for å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet, strøket kulepunktet om redusert driftssikkerhet. Dette har skjedd ved en feil. Systemansvarlig vil ikke endre praksis og vil fortsatt bruke dette tiltaket i kapasitetsfastsettelsen. I forslag til retningslinjer som er sendt til godkjenning har vi derfor markert kulepunktet i blå tekst og fjernet gjennomstrekingen.

Vi har også gjort en språklig endring i første kulepunkt i retningslinjen til fos § 6 annet ledd for å tydeliggjøre hva som er vår praksis. Systemansvarlig vil gi informasjon om alle nettbegrensninger som påvirker fastsettelsen av handelskapasiteter. Slik kulepunktet det stod formulert kunne det tolkes som om alle nettbegrensninger hadde en fastsatt handelskapasitet.

I godkjennelsesbrev fra RME av 13. januar 2023 står det: "RME viser til avsnittet der systemansvarlig beskriver tiltakene som kan benyttes for å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet og hvordan disse velges i kapasitetsberegningen. Artikkel 9, sammen med artikkel 8 og 10 i kapasitetsberegningemetoden beskriver prinsippene om hvilke avbøtende tiltak som skal benyttes og hvordan disse skal tas hensyn til i kapasitetsberegningen. RME ber Statnett vurdere om formuleringene og det som står beskrevet i avsnittet i retningslinjene er i tråd med og gjenspeiler prinsippene i kapasitetsberegningemetoden tilstrekkelig. RME ber Statnett gjøre denne vurderingen ved neste anledning og oppdatere teksten der dere finner det hensiktsmessig."

Systemansvarlig sin vurdering er at bruk av systemvern, topologiendringer samt mothandel og spesialregulering som avbøtende tiltak i kapasitetsberegningen er beskrevet i den nordiske kapasitetsberegningemetodens (CCM) artikkel 9 nummer 4 bokstav a-d.

Når det gjelder bruk av redusert driftssikkerhet som avbøtende tiltak i kapasitetsberegningen er det beskrevet i den nordiske kapasitetsberegningens metode artikkel 5 nummer 3, som gir TSO anledning til å anvende et kritisk nettverkselement (CNE) uten bruk av et kritisk utfall: *“An individual CNEC may also be established without a contingency”*. Dette representerer en N-0 begrensning, altså redusert driftssikkerhet gjennom fravik av N-1-prinsippet.

Forslaget til retningslinjer vil være gjeldende fra når flytbasert markedskobling settes i drift, anslagsvis første kvartal 2024.

2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 9

Generelle innspill til § 9

Distriktsenergi gir generell støtte til endringene i retningslinjene og vilkårene.

2.2.1 Kommentarer til foreslåtte endringer i vilkår for FCR og endringer i retningslinjer til fos § 9 om overgang til nye tekniske krav til FCR

Innledningsvis ønsker systemansvarlig å påpeke at FCR er regulert både i fos og SOGL. I henhold til krav i SOGL artikkel 155 nummer 1 har de nordiske TSOene utarbeidet et dokument som beskriver kravene i prekvalifiseringsprosessen, "Technical Requirements for FCR provision in the Nordic Area". Dokumentet beskriver prosessen for prekvalifisering og de tekniske kravene som følger av metoden for ytterligere egenskaper for FCR i henhold til artikkel 154 nummer 2. Prekvalifisering i henhold til disse kravene er et vilkår for å delta i markedet. Dette er beskrevet i vilkårsdokumentet for det norske FCR-markedet som er vedlegg til retningslinjene til fos § 9. Systemansvarlig har utvidet en fotnote i retningslinjene til fos § 9 annet ledd som tydeliggjør at dette dokumentet er utarbeidet i henhold til SOGL artikkel 155 og metoden etter SOGL artikkel 154 nummer 2.

Vi mottok en rekke innspill og spørsmål til formuleringene i "Technical Requirements for FCR provision in the Nordic Area". Vi ser et behov for å klargjøre kravene i et støttedokument for å gjøre dem enklere tilgjengelige for norske aktører. Det planlegges å publisere et støttedokument i løpet av 2023 som skal inneholde klargjøring av mange av kravene, og en oppdatering i løpet av 2024 for alle kravene. Vi har i tillegg svart på spørsmålene vi har mottatt i forbindelse med høringen i redegjørelsen under.

Som følge av høringsinnspill og videre arbeid med "Technical Requirements for FCR provision in the Nordic Area", ser vi et behov for å sende nytt forslag til vilkår på høring 1. desember 2023.

2.2.1.1 Høringsinnspill om formuleringer i retningslinjene med vedlegg (vilkårene for FCR-markedet)

Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til at systemansvarlig har forslått følgende endring i FCR-Vilkårene kapittel 6.4: "Minste budkvantum for D-1 og D-2 markedet er ordinært 1 MW. Største budkvantum per reguleringsobjekt er 70 MW. Budkvantum tilbys i heltall." Statkraft mener at kravet, slik det nå er beskrevet, er utydelig ettersom det ikke er spesifisert om det er 70 MW i hver retning, eller om det er samlet opp- og nedregulering. Dette er en viktig avklaring, spesielt for FCR-N, og bør derfor beskrives i de endelige retningslinjene.

Systemansvarliges merknad

Vi er enig i at teksten i vilkår må presiseres og justerer forslag til vilkår på bakgrunn av innspillet. SOGL artikkel 156 nummer 6 krever at et enkelt reguleringsobjekt ikke skal levere mer enn 5 % av nødvendig FCR kapasitet i synkronområdet. Vi presiserer at det er FCR-D som i vårt forslag til vilkår begrenses til maksimalt 70 MW leveranse i hver retning. Vi ser at det er behov for å presisere hva dette betyr for FCR-N nærmere, og vil komme tilbake med et forslag til dette i neste høringsrunde.

Høringsinstansenes innspill

Statkraft mener at systemansvarlig også bør ta inn i retningslinjene at budkvantumet samlet for FCR-N og FCR-D ikke kan overstige 100 MW per reguleringsobjekt. Dette er basert på Statkrafts forståelse av det som er regulert i kapittel 3 i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area (26 May, 2023)". Her står følgende: "In addition, when providing both FCR-N and FCR-D at the same time, the combined maximal provision is 100 MW in the upwards direction and 100 MW in the downwards direction."

Systemansvarliges merknad

Vi er enig i at teksten i vilkår må presiseres. Vi justerer vilkårene for å gjøre det tydeligere at objekter som leverer både FCR-N og FCR-D samtidig maksimalt kan levere 100 MW i hver retning.

Høringsinstansenes innspill

Flextools kommenterer at de håper at det på sikt kan etableres en løsning for kontinuerlig prekvalifisering slik det er praktisert i Sverige og Danmark i dag og slik det er forslått for FFR fremover. Flextools håper også at volumkravene på sikt kan bli harmonisert slik at minimum volum for deltakelse blir 0,1 MW på lik linjesom i nabolandene.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig presiserer at det ikke er noen avgrensninger i perioden for å søke om å prekvalifisere enheter for å levere FCR.

Systemansvarlig er enig i at det vil være en fordel å redusere krav til minste bud fra 1 MW til 0,1 MW for å gjøre det enklere å delta for mindre reguleringsobjekter. Vi vurderer en justering av FCR vilkår i neste høringen med bransjen (1. desember 2023). Tidspunktet for overgang til 0,1 MW som minste budstørrelse avhenger av utviklingen i Statnett sitt markedssystem.

Høringsinstansenes innspill

Flextools etterlyser felles nordiske prekvalifiseringsdokumenter og prosedyrer slik at det blir lettere for aktører å prekvalifisere på tvers av landegrensene. Flextools mener det vil øke mulighetene for konkurranse mellom aktører og kunne bidra til å holde prisene på et lavere nivå. Akkurat nå er det veldig ressurskrevende å måtte forholde seg til fire ulike sett med prekvalifiserings- og rapporteringskrav i de nordiske landene.

Systemansvarliges merknad

Fra 1. januar 2024 gjelder kravene beskrevet i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area". Dette er et felles dokument utarbeidet av de nordiske TSOene som beskriver prekvalifiseringsprosessen og danner et felles utgangspunkt for kravene i alle de nordiske landene. Hensikten er at dette skal bidra til så like regler som mulig hensyntatt behov for nødvendige tilpasninger i nasjonal implementering.

2.2.1.2 Høringsinnspill om behov for forenklinger av krav og ønske om piloter

Basert på høringsinnspillene som følger i dette delkapittelet, mener systemansvarlig det er nødvendig å presisere i vilkårene for FCR-markedet at systemansvarlig kan gi midlertidige unntak fra krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area". TSOene har en slik mulighet ifølge kapittel 7 "Validity and exceptions" som sier følgende:

"If a specific requirement turns out to be difficult to fulfil, due to technical or significant economic reasons, the FCR provider may from the reserve connecting TSO request an exception from the specific requirement. The reserve connecting TSO may approve such an exception, if the exception has no impact on the FCR provision from that specific FCR providing entity, and no significant impact on the stability of the interconnected power system or the FCR markets."

Basert på høringsinnspillene ønsker systemansvarlig å tydeliggjøre denne muligheten til å søke om unntak i vilkårene. For øvrig mener vi at unntak fra kravene er en god måte å teste ut nye løsninger og utløse læring hos oss og aktørene. Denne læringen vil vi kunne ta med oss når de tekniske kravene skal oppdateres. Vi er også bevisste på krav til likebehandling og nøytralitet og at vi må sikre at vi klarer å etterleve disse prinsippene når vi behandler søknader om unntak.

Høringsinstansenes innspill

Volte kommenterer at å redusere dokumentasjonskravene for aggregatorer som søker prekvalifisering for FCR vil lette prosessen. Volte mener dette kan inkludere en mer strømlinjeformet prosess for å presentere teknisk og operativ kapasitet, samt historiske forbruksdata.

Systemansvarliges merknad

Den tekniske responsen til FCR er svært viktig for stabiliteten til kraftsystemet. De nye tekniske kravene er utformet teknologinøytrale og gjelder for alle som vil delta i FCR markedet. Systemansvarlig kan gi midlertidig unntak fra dokumentasjonskravene. En forutsetning for at systemansvarlig gir unntak er at BSP dokumenterer bruk av en tilfredsstillende alternativ metode for å verifisere at fysisk respons er i henhold til kravene.

Høringsinstansenes innspill

Volte foreslår å etablere et pilotprogram for nykommere som gir nye aggregatorer muligheten til å delta i FCR-markedet på prøvebasis. Dette programmet kan tillate begrenset deltakelse mens aggregatorer bygger opp pålitelige ytelsesdata, før de fullt ut prekvalifiseres.

Systemansvarliges merknad

Vi er positive til at nye leverandører ønsker å finne nye løsninger for å levere FCR og vi har forståelse for at det kan være behov for uttesting. Vi mener at vi kan legge til rette for dette mer effektivt gjennom å ha en relativt lav terskel for å gi midlertidige unntak fra kravene. Vi har foreslått å presisere at systemansvarlig kan gi unntak for krav der vi mener at slike unntak kan gjøre det enklere for aktører å teste ut piloter og tekniske løsninger.

Høringsinstansenes innspill

Eviny etterspør muligheten for å kjøre piloter mot markedene, uten at de nødvendigvis får betalt fullt ut, som kan i perioder levere < 1 MW og i perioder feile helt (pga pilotfase). Det hadde vært fint å kjøre ting ende til ende, og ikke bare simulere det selv i egen pilot.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig mener det ikke vil være hensiktsmessig å innføre spesifikke ordninger for spesiell betaling i slike tilfeller. Vanlige regler for ikke-leveranser vil gjelde, se punkt 10 i vilkårene for FCR markedet om konsekvenser ved manglende oppfyllelse av forpliktelse. Dersom man ser at man ikke kan møte forpliktelsen ber vi om at det varsles om dette så raskt som mulig.

2.2.1.3 Høringsinnspill om sentral frekvensmåling

Høringsinstansenes innspill

Eviny etterspør hva som ligger i at sentral frekvensmåling kan brukes for å kontrollere ressurser i samme LFC som målingen gjøres? Betyr det at en kan redusere behovet for fysisk utstyr til frekvensmåling på hver minste ressursenhet?

Statkraft viser til at systemansvarlig har foreslått endring av kapittel 7.2 "aktivering". Systemansvarlig åpner opp for at det kan gis unntak for en sentralstyrt funksjon, som sentral frekvensmåling, ved aktivering av FCR. Statkraft er enig med systemansvarligs vurdering om at en slik løsning bør være tillatt. Samtidig mener Statkraft at en slik løsning ikke bør godkjennes gjennom en søknad om unntak, men heller behandles gjennom prosessen for prekvalifisering. Dersom et reguleringsobjekt, med en sentralstyrt funksjon, møter de kravene som er stilt i prekvalifisering når det gjelder respons og aktivering, mener Statkraft at dette bør være tilstrekkelig for å få lov til å benytte en sentralstyrt funksjon. Ved å vurdere dette gjennom prekvalifiseringen vil dette gi mer forutsigbarhet for aktørene, og man bruker objektive tekniske kriterier heller enn en subjektiv vurdering av hvert enkelt tilfelle.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig ønsker å åpne for unntak fra kravet om at FCR aktiveres basert på målt frekvens hos hvert enkelt reguleringsobjekt. Bakgrunnen for dette er som systemansvarlig skrev i høringsbrevet at dette vil åpne muligheten for at aggregerte laster skal kunne ha en sentral frekvensmåling istedenfor å

ha en frekvensmåling på hver eneste enhet. Vurderingen av unntak vil behandles i prekvalifiseringen, og man vil vurdere reguleringsobjektene størrelse, tilgjengelighet, og sikkerheten til det sentrale utstyret i en slik løsning. I tillegg må det i hvert tilfelle vurderes hvor geografisk spredt objektene er, på grunn av risiko for separatområde.

2.2.1.4 Høringsinnspill om overgangen til nye FCR-krav

Høringsinstansenes innspill

Hydro Energi, Flextools og Statkraft har alle innspill om overgangen til nye tekniske krav:

Hydro Energi viser til at ettersom Statnett nå foreslår å gi unntak for at reguleringsobjekter pålagt å levere FCR, kan fortsette å levere FCR etter tidligere krav i en overgangsperiode til og med 21. desember 2027, betyr det at både objekter kvalifisert etter tidligere og nye krav vil tilby FCR i det samme markedet. Objekter kvalifisert etter tidligere krav vil her ha en fordel da de ikke må tilby med reduksjonsfaktorer. Hydros forståelse er at dette gir et tydelig økonomisk insentiv for å prekvalifisere etter nye krav senest mulig i overgangsperioden. Med hensyn til at det er nødvendig å sikre et tilstrekkelig volum av FCR, kvalifisert etter nye krav, i god tid innen 2028, spør Hydro om dette er hensiktsmessig og i tråd med Statnett sin intensjon? Hydro etterspør en kompensasjonsordning som sikrer at både objekter kvalifisert etter tidligere og nye krav kan tilby på samme vilkår i samme marked.

Flextools viser til at det i høringsdokumentet foreslås at Statnett skal kunne innføre ordninger som stimulerer til at aktører velger å gjennomføre prekvalifikasjon tidlig i overgangsperioden. Flextools ønsker at ordningene utføres teknologinøytralt slik at nye aktører og reguleringsobjekter har mulighet til å konkurrere på like vilkår som eksisterende FCR leverandører.

Statkraft ser allerede nå at tidsfristen 21. desember 2027 vil være vanskelig å overholde. Oppgraderingene som kreves på tvers av reguleringsobjektene kommer til å beslaglegge betydelige ressurser både internt hos Statkraft, men også hos Statkrafts leverandører. Statkraft kommenterer at de har startet å rigge seg for arbeidet, men begrenset leverandørskapasitet og lange leveringstider vil gjøre det utfordrende å komme i mål til fristen. Det er viktig å understreke at dette er en stor omstilling for hele bransjen.

Statkraft er i utgangspunkt positiv til at systemansvarlig innfører en ordning slik at overgangsperioden utnyttes godt. Samtidig er det viktig at en slik ordning har klare rammer, er transparent og løser utfordringen på en effektiv måte. For å oppnå dette er det viktig at systemansvarlig fortsetter god dialog med aktørene i bransjen.

Systemansvarliges merknad

Dette er nyttige innspill som systemansvarlig vil ta med i videre arbeid. Høringsinstansene påpeker flere forhold vi må ta hensyn til i overgangsperioden. Dette vil vi vurdere i reglene for FCR markedet i overgangsperioden og reglene for en kapabilitetsauksjon, dersom en vi gjennomfører en slik auksjon.

Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til tidligere innspill om at de nye tekniske kravene vil kunne føre til at FCR-kapabiliteten i deres reguleringsobjekt blir lavere sammenliknet med i dag. Dette vil også kunne påvirke deres mulighet til å levere andre balansetjenester som aFRR og mFRR. Potensielt vil det også være reguleringsobjekter som ikke klarer å møte de nye kravene, og som dermed ikke kan prekvalifiseres.

Systemansvarliges merknad

Vi ser at dette er et forhold vi må ta hensyn til i overgangsperioden og som vi må vurdere både i reglene for en kapabilitetsauksjon, dersom vi gjennomfører en slik auksjon, og reglene som gjelder for FCR markedet i denne overgangsperioden.

2.2.1.5 Høringsinnspill om aggregering og roller for deltagelse i markedet

Høringsinstansenes innspill

Sympower og Statkraft kommenterer at det er behov for å skille rollene for BSP og BRP.

Sympower viser til at under kapittel 4 "Kriterier for deltakelse" er avsnittet om balanseavtale med Statnett endret. «Tidligere tillot vilkårene at aktører kunne delta indirekte i markedet uten å være balanseansvarlig. Dette er egentlig ikke teknisk mulig før Statnett innfører et tydeligere skille mellom rollene BRP/BSP og uavhengig aggregering. Derfor foreslår systemansvarlig å fjerne muligheten for indirekte deltagelse nå. Siden alle FCR-leverandører er balanseansvarlige, blir ingen eksisterende FCR-leverandører berørt av endringen.» Sympower er klar over at alle nåværende FCR leverandører er balanseansvarlige og dermed blir ingen eksisterende FCR-leverandører berørt av endringen. Men endringen medfører at det opprettes en klar barriere for nye aktører til et system som vel trenger mer ressurser. Det faktum at alle leverandører er balanseansvarlig er også et resultat av det historisk har vært et krav at en BSP også må være BRP. Det virker urimelig å bruk dette som et argument for å fjerne muligheten for indirekte deltagelse. Gjeldene EU regulativ, som også er inntatt i norsk lovgivning, stipulerer vel at nasjonale system ansvarlige er forpliktet til å gi uavhengige aggregatorer uten balanseansvar tilgang til balanse/reserve markedene, også de energirike som FCR og aFFR, uten barrierer for deltagelse. Ved å kreve at en deltager må være BRP, inkludert at en BSP må være BRP, er etter vårt synspunkt en klar barriere for nye deltagere. Dette vises til tekniske utfordringer i å skille rollene BRP/BSP som grunn til å foreslå å fjerne muligheten for indirekte deltagelse. Sympower forstår det kan være tekniske utfordringer, men mener det må kunne søkes andre løsninger slik de andre nordiske systemansvarlige gjør. Som eksempel har Sympower denne måneden svart på en høring fra Energinet i Danmark hvor de foreslår en løsning for å muliggjøre rollen uavhengig aggregator også for energirike balanse/reserve markeder, med en kompensasjons modell for de balanse ansvarlige. Vi mener Statnett må søke å finne en måte å åpne for uavhengige aggregatorer snare en å fjerne dagens begrensede indirekte deltagelse.

Statkraft viser til at systemansvarlig har foreslått å fjerne mulighet for at leverandører av FCR kan delta indirekte i markedet via en annen balanseansvarlig. Statkraft viser til at systemansvarlig begrunner endringen med at dette ikke er teknisk mulig før det er innført et tydeligere skille mellom BRP/BSP og uavhengig aggregering. Statkraft mener et tydeligere skille mellom rollene som BSP og BRP bør komme på plass så fort som mulig. Dette for å blant annet legge til rette for at aktører skal kunne operere som uavhengig BSP uten å være BRP, og dermed at dagens mulighet for indirekte deltakelse kan bestå. Statkrafts vurdering er at regelverket som SvK har foreslått i Svergie virker hensiktsmessig, og for Statkraft som opererer i både Norge og Sverige er det ønskelig med en lik implementering av regelverket i begge landene. I motsatt fall må Statkraft operere med ulike forretningsmodeller noe som både medfører merarbeid og er uhensiktsmessig.

Systemansvarliges merknad

Denne endringen henger sammen med innføringen av BSP-rollen. Statnett jobber med å skille BSP- og BRP-rollene. Vi er enige i at en BSP-rolle, hvor BSP ikke må være BRP, bør komme på plass så snart som mulig og senest ved overgangen til mFRR EAM og 15 min tidsoppløsning i markedene.

Kravet om uavhengig aggregering, altså at en BSP kan aggregere ressurser som tilhører ulike BRPer, følger av direktivet i Clean Energy Package¹, som ikke er gjeldende i Norge enda. Vi jobber likevel med en løsning for dette også på litt lengre sikt.

Høringsinstansenes innspill

Volte kommer med forslag som de mener vil lette prosessen rundt prekvalifisering av aggregatorer som tilbyr primærreserver (FCR).

Volte ønsker at systemansvarlig definerer tydelig hva som anses som en aggregator i kraftsystemet, og spesifisere de nødvendige tekniske, operative og kommersielle kravene som må oppfylles for å bli prekvalifisert som en aggregator.

Systemansvarliges merknad

Den definerte rollen for å levere bud i reservemarkedene er BSP-rollen. En aggregator kan benytte seg av og bli prekvalifisert for denne rollen for å delta i Statnetts markeder. Det er allerede i dag mulig å aggregere ressurser til ett bud, men ressursene må tilhøre den samme balanseansvarlige aktøren. Vi

¹ Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity.

jobber med å utvikle løsninger for at det på sikt også skal være mulig å aggregere ressurser fra ulike balanseansvarlige i det samme budet (uavhengig aggregering).

2.2.1.6 Spørsmål og innspill om formuleringer i " Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" og prekvalifisering

Høringsinstansenes innspill

Volte foreslår at det tilbys økt veiledning og informasjon til aggregatorer om prekvalifiseringsprosessen, kravene og forventningene i forbindelse med FCR-tilbud. Dette kan bidra til å redusere usikkerhet og hindringer for potensielle deltakere.

Systemansvarliges merknad

De nye FCR kravene er omfattende og komplekse. Vi er enig med aktørens innspill at økt veiledning og informasjon kan bidra til å redusere usikkerheter og hindringer for potensielle leverandører. Vi jobber med et norsk støttedokument som skal publiseres løpet av 2023. Dokumentet skal tydeliggjøre hvilke krav som gjelder på en forståelig måte.

Høringsinstansenes innspill

Eviny etterspør hvordan lokasjon spiller inn på godkjenninger, for å finne ut om ressurser som mobile batterier og ladere som flyttes rundt kan være mulig å utnytte i FCR.

Systemansvarliges merknad

Ved godkjenning av prekvalifiseringer blir lokasjonen til reguleringsobjektet vurdert. Systemansvarlig mener at både TSO og DSO har behov for å vite plasseringen til objekter som regulerer effekten basert på frekvens. Det er systemansvarliges oppfatning at det vil være krevende å godkjenne reguleringsobjekter som ikke har et fast tilknytningspunkt i nettet.

Høringsinstansenes innspill

Flextools peker på at nettilknytning er en utfordring for nye teknologier som batterier. Flextools spør om det for eksempel vil være en forutsetning for å kunne være med i auksjonene at man har avtale om tilknytning på plass før man kan delta i auksjonene, og mener det i så fall høyst sannsynlig vil utelukke mange potensielle batteriaktører i et helt år hvis dette er en forutsetning.

Systemansvarliges merknad

Vi ser at dette er et forhold vi må ta hensyn til i overgangsperioden og som vi må vurdere i reglene for en kapabilitetsauksjon, dersom vi gjennomfører en slik auksjon. Vi presiserer også at vi oppfordrer til å søke om å få prekvalifisert objekter for å levere FCR-D etter nye tekniske krav uavhengig av en evt. kapabilitetsauksjon.

Høringsinstansenes innspill

Volte foreslår at det innføres en fleksibel tilnærming for vurdering av aggregatorers kapasitet basert på deres portefølje av tilkoblede enheter. Dette vil tillate aggregatorer å vise sitt samlede potensielle bidrag til FCR, selv om kapasiteten til individuelle enheter kan variere.

Systemansvarliges merknad

Dokumentet "Technical Requirements for FCR provision in the Nordic Area" beskriver hvordan aggregerte ressurser kan prekvalifiseres og driftes (kapittel 3.11). Det er mulig å tilføye enkelte reguleringsobjekter etter prekvalifisering. Videre kan man også variere enheter ved leveranse av FCR. Men forskjellige kombinasjoner av enheter må være fanget opp i prekvalifiseringen. Dette er tema som vil bli ytterligere forklart i støttedokumentet som systemansvarlig planlegger å publisere.

Høringsinstansenes innspill

Eviny ønsker avklart hvordan maks grensene på 100 KW per enhet under typegodkjenning blir i praksis. Eviny spør om ikke større enheter kan typegodkjennes?

Systemansvarliges merknad

Under kapittel 3.11.1 i dokument "Technical Requirements for FCR Provision in the Nordic Synchronous Area" er det definert at en enhet ikke kan være større enn 100 kW for "type qualification". Større kapasitet per enhet er ikke tillatt. Aktøren må søke om utvidelsen av FCR kapasitet gjennom type qualification i de rammene som er beskrevet i kapittel 3.11.1, men trenger ikke å gjøre en ny prekvalifikasjon. Når systemansvarlig godkjenner søknaden kan aktøren tilføye type qualified/typegodkjent enhet.

Høringsinstansenes innspill

Eviny ønsker avklart om det stemmer at de kun kan utvide med 25 % eller 1 MW og uansett maks 3 MW på utstyr som er typegodkjent i en mindre start portefølje. Eviny påpeker at dette reduserer i så tilfelle fordelene med typegodkjenning ved høye fremtidig enhetsvolum.

Systemansvarliges merknad

Ja, kravet er riktig forstått.

Typegodkjenning gjelder for mindre enheter opptil 100 kW. Systemansvarlig vurderer det tilstrekkelig å sette en grense på maks 3 MW på utstyr som er typegodkjent i en mindre start portefølje. Dette vil muliggjøre etablering av flere porteføljer. Vi vil vurdere å endre størrelsen når vi har mer erfaring.

Høringsinstansenes innspill

Eviny ønsker avklart om det stemmer at de kan aggregere en stor portefølje med variable laster på et teoretisk maksimum på for eksempel 10MW, for så å fleksibelt mellom 1-10 MW av de hver gang (avhengig av hva prognosene viser er tilgjengelig enhver tid).

Systemansvarliges merknad

Ja, det er riktig forstått. Og dette er beskrevet under kapittel 3.11.2 "dynamic operation". Men konfigurasjonene mellom 1-10 MW må være testet i prekvalifiseringen og hver konfigurasjon kan driftes mellom en maks og min kapasitet som også må være testet. I tillegg kan hver konfigurasjon bli driftet mellom 80 - 100% av sin kapasitet, med å ta bort enkelte reguleringsobjekter. Dette er også et tema som vil bli ytterligere forklart i støttedokumentet systemansvarlig planlegger å publisere.

Høringsinstansenes innspill

Eviny kommenterer at de forstår det slik at de ikke kan drive dynamisk operativt på tvers av prekvalifiserte grupper. Eviny ber om en avklaring på om hver gruppe de prekvalifiserer må være stor nok alene til å levere minstebudene.

Systemansvarliges merknad

Ja, det er riktig forstått. Dynamic operation er kun tillatt i en prekvalifisert gruppe. Dermed er det ikke tillatt å operere mellom prekvalifiserte grupper på tvers. Generelt er det kun ulike konfigurasjoner av den prekvalifiserte gruppen testet i prekvalifikasjonen som kan opereres dynamisk. Hver konfigurasjon kan opereres mellom 80 - 100%. Når man ønsker dynamic operation må dermed en prekvalifisert gruppe være større enn minste bud, slik at man kan bytte mellom forskjellige konfigurasjoner. Dette temaet vil bli ytterligere forklart i det tidligere omtalte støttedokumentet systemansvarlig planlegger å publisere.

2.2.1.7 Innspill om relaterte tema som ikke har vært på høring

Systemansvarlig vurderer at innspillene som følger er utenfor de endringene i retningslinjene systemansvarlig har hatt på høring. Vi velger allikevel å kommentere innspillene.

Høringsinstansenes innspill

Eviny spør om det er noe TSO kan gjøre for å lette prosesser for å avklare muligheter for innmating over 100 KW på lokasjoner. Eviny kommenterer at de forstår dette er en DSO prosess i dag, det virker å være svært lange ledetider på slike henvendelser. Et batteri som kan yte tjenester både for opp/ned frekvensproblemer vil trenge slik innmatingmulighet.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig mener at når det gjelder selve tilknytningen, så skal alle batterier med kapasitet under 1 MW avklares med det lokale nettselskapet (DSOen) som aktøren skal knytte seg til. DSOer må i slike tilfeller ikke gjøre kapasitetsavklaringer med Statnett, ettersom kapasiteten er under 1 MW. Når det gjelder om innmatingen er unntatt fastledd eller ikke, det vil si om en hhv. er under eller over 100 kW, så er det RME som regulerer denne grensen gjennom plusskundeordningen. Det vil kunne påvirke lønnsomheten for aktørene ved å levere frekvenstjenester under/over 100 kW. Dette er en barriere som vi ønsker å jobbe videre med sammen med aktører og RME. Barrieren er også relevant for FFR, se rapport om FFR-pilot i 2018².

Høringsinstansenes innspill

Flextools viser til en presentasjon Statnett holdt på aktørmøte 29 april 2023, hvor det nevnes at aktører som ønsker å prekvalifisere flere produkter samtidig vil kunne hensyntas i utvalg av bud. Flextools ønsker avklart om det er andre produkter enn FCR-N det siktes til her, da Flextools jobber med en del kunder som ønsker å prekvalifisere batterier for FCR-D og tilbakemeldingen fra dem er at FCR-N har for hyppige aktivering til at det lønner seg å delta i det markedet siden batteriene vil slites ned for fort.

Systemansvarliges merknad

I presentasjonen det vises til var overskriften til dette punktet: "*Detaljer rundt konseptet og tilbudskriterier for utvelgelse av bud er ikke spesifisert ennå og følgende er kun forslag til mulige ting som kan hensyntas i valg av bud i auksjonen.*" Hensikten bak å henvise til mulighet for at det kan være mulig å prekvalifisere flere produkter samtidig er tenkt som en positiv mulighet, ikke som et pålegg om å måtte delta med flere FCR produkter. Det er altså mulig å delta i markedet ved å levere kun FCR-D.

Høringsinstansenes innspill

Flextools viser videre til presentasjonen fra aktørmøtet hvor det står at nye teknologier som vindkraft ønskes inn i auksjonene samtidig som readiness skal være et mulig utvalgsriterium. Flextools spør om hvordan er det tenkt å kombinere disse to punktene, og lurer på om systemansvarlig har tenkt å innføre et produkt for FCR-D Ned siden vindkraft er nevnt som mulig teknologi?

Systemansvarliges merknad

Vi ser at dette er et forhold vi må ta hensyn til i overgangsperioden og som vi må vurdere i reglene for en kapabilitetsauksjon, dersom vi gjennomfører en slik auksjon. Vi presiserer også at vi oppfordrer til å søke om å få prekvalifisert objekter for å levere FCR-D etter nye tekniske krav uavhengig av en evt. kapabilitetsauksjon.

² <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>

2.2.2 Kommentarer til foreslåtte endringer i vilkår for FFR

Høringsinstansenes innspill

Statkraft viser til at FFR-markedet slik det er designet i dag klareres én gang i året. Det vil derfor være en stor økonomisk risiko knyttet til å installere utstyr og gjennomføre prekvalifisering uten å vite om man får tilslag. Statkraft mener at endringen trolig vil føre til at tilgangen på nye laster vil reduseres, og fraråder derfor den foreslåtte endringen. Statkraft mener heller at systemansvarlig burde starte prosessen for anskaffelse av FFR på et tidligere tidspunkt, noe som vil gi systemansvarlig og aktørene bedre tid til å få alle prosesser fullført før leveranseperioden starter.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig er enig i at den økonomiske risikoen til aktørene økes om reglene endres slik vi har foreslått. Systemansvarlig mener allikevel at den foreslåtte endringen er nødvendig for å sikre at mengden reserve som anskaffes i markedsklareringen er tilstrekkelig for å dekke nødvendige behov for FFR i driften. For å imøtekomme innspill fra aktørene, og for å dempe risikoen som påpekes, foreslår vi å åpne for å gi unntak. For å få unntak må det sammen med budet i auksjonen ligge ved en konkret plan for prekvalifisering som innebærer at objektet er prekvalifisert minimum 2 uker før oppstart av perioden som budet gjelder for. Systemansvarlig begrenser også totalt volum som kan anskaffes fra ikke-prekvalifisert volum til 20 % av totaloppkjøpet.

Systemansvarlig har gjort justeringer i foreslåtte markedsvilkår for FFR, kapittel 4 *Kriterier for deltagelse*, kapittel 6.2. *Utforming av bud*, og kapittel 7.1. *Prinsipper for akseptering av bud*. for å imøtekomme innspillet.

2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 11

Systemansvarlig mottok et generelt innspill fra Distriktsenergi og et innspill fra Hydro Energi om mDFR. Systemansvarlig mottok ellers ingen konkrete innspill til endringene i retningslinjene for fos § 11 som har vært på høring. Vi sender derfor høringsforslaget uendret over til RME.

Høringsinstansenes innspill

Distriktsenergi skriver at de erfarer at de fleste endringene i marked for regulerkraft gjøre i forbindelse med innføring av NBM (Nordic Balancing Model) i samarbeid med de andre nordiske TSOene. Dette innebærer automatisering av systemansvarliges prosesser for bruk av mFRR. Distriktsenergi ser endringene som nødvendige og støtter dem.

Hydro Energi etterspør informasjon om marked for mDFR som ble omtalt i systemansvarliges høringsdokument (22-4) publisert sist 1. desember. Der ga systemansvarlig informasjon om at nytt marked for driftsforstyrrelsesreserver (mDFR), herunder vilkår for kapasitets- og aktiveringsmarked, skulle bli gjenstand for høring kommende halvår. Hydro har ikke registrert slik høring. Hydro forstår det slik gjennom høring (23-3) at mFRR kapasitets- og aktiveringsmarked vil omfatte industrilastkunder i Norge for sesongen 2023/24. Hydro savner imidlertid oppdatert informasjon om Statnetts tidslinje for videre utarbeidelse av vilkår for mDFR.

Systemansvarliges merknad

Et nytt marked for manuelle driftsforstyrrelsesreserver mDFR vil ikke være aktuelt før oppstart av automatisert marked mFRR EAM som nå er planlagt i første kvartal 2025³. Vilkår for mDFR vil bli sendt på høring i løpet av 2024. For sesongen 2023/24 vil mFRR-sesong benyttes.

³ [Updated NBM roadmap confirms go-live of mFRR energy activation market by Q1 2025 – nordicbalancingmodel](#)

For øvrig informasjon om mDFR anbefaler systemansvarlig å abonnere på nyhetsmeldinger og høringer på Statnetts hjemmesider.

2.4 Kommentarer til retningslinjene for fos § 16

Distriktsenergi har kommentert at de støtter endringene.

Systemansvarlig mottok ellers ingen innspill til endringene i retningslinjene til fos § 16. Vi sender derfor høringsforslaget uendret over til RME.

2.5 Kommentarer til retningslinjene for fos § 18

Distriktsenergi kommenterte at det er viktig at Statnett kan skaffe seg nødvendige data for bruk ved feilanalyse og at de derfor støtter den foreslåtte endringen.

Systemansvarlig mottok ellers ingen innspill til endringene i retningslinjene til fos § 18. Vi sender derfor høringsforslaget uendret over til RME.

3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 6, 9, 11, 16 og 18

3.1 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6 – Fastsettelse av handelskapasitet

3.1.1.1 Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på Flytbasert Markedskopling (FB).

Ved FB angis **markedskapasitet** **handelskapasitet**ene gjennom to sett av parametere, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) og Remaining Available Margin (RAM):

- En PTDF angir hvor stor andel (i prosent) av én MW injisert i et budområde som (ved et kritisk utfall, N-1) legger seg på en gitt kritisk nettverkskomponent (CNEC).
- RAM angir hvor mange MW markedet tillates å laste opp på hver enkelt CNEC.
- **Markedskapasitet** **Handelskapasitet**ene utgjør dermed en matrise med en linje for hver CNEC, en kolonne for hvert budområde, samt en kolonne med RAM. I kolonnene for budområder angis PTDF for aktuelt budområde og snitt, i kolonnen for RAM oppgis RAM i MW for aktuelt snitt.

PTDF og RAM beregnes på bakgrunn av en felles nordisk nettmodell og en felles nordisk beregningsmetode. Beregningen er beskrevet nærmere i metoden "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) til Nordic-RCC⁴ sammen med angivelse av relevante CNEC'er i det nasjonale kraftnettet. Nordic-RCC setter de nasjonale nettmodellene sammen for de fire nordiske landene til 24 daglige felles nordiske nettmodeller (CGMer – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne **markedskapasitet** **handelskapasitet**ene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Nordic-RCC beregner først kapasiteter per time for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen

⁴ Nordic-RCC = Nordisk regionalt koordineringskontor. Har ansvaret for å koordinere nordiske prosesser, blant annet felles kapasitetsberegning.

for intradagmarkedet, dette også på timenivå. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC⁵ (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klargjort i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

Resultatene fra kapasitetsberegning skal valideres og godkjennes av systemansvarlig før publisering til markedsaktørene. Systemansvarlig har ved validering, anledning å korrigere beregnet RAM med hjelp av en Individual Validation Adjustment (IVA) -verdi i tilfeller feil i inndata, ved driftsforstyrrelser eller tilgjengelighet av systemvern.

NSL er ikke med i den europeiske markedskoblingen og vil derfor i kapasitetsfastsettelsen bli hensyntatt ved at systemansvarlig innledningsvis gjør en beregning basert på dagens NTC-metodikk. Her fordeles kapasitet mellom NSL-auksjonen og den europeiske markedskoblingen.

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates (startpunkt for beregning av RAM) **per kritiske nettverkselement** beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁶. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et forbruk som er representativt for den aktuelle analyseperioden i det gitte nettområdet som analyseres. Forbruket kan dermed representere lastsituasjonen gitt av f.eks. sesong, tid på døgnet eller særegne forbruksmønstre som kan forventes i drift.
- Deretter gjennomføres en simulering for å finne maksimal flyt. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringsmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - o Termiske begrensninger på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – Kraftsystemdata)
 - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)

Det er angitt en sikkerhetsmargin (FRM) på alle CNEC'er. FRM benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. Verdien på FRM fastsettes på hver CNEC basert på en felles statistisk nordisk metode og reduserer tilgjengelig RAM. Metoden er nærmere beskrevet i **“Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”**.

Utvexling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoblingen er kjent. Utvexling av FCR-kapasitet gjennomføres kun i tilfeller det er nok ledig handelskapasitet i Intradagmarkedet ved innkjøpstidspunkt for FCR-markedet og påvirker ikke gitt handelskapasitet til markedet. Maksimal netto import av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftsstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

⁵ ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokert overføringskapasitet.

⁶ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

- Utilgjengelighet av systemvern
- Reservert kapasitet for automatiske og manuelle reserver, aFRR og mFRR
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til enhver tid, gitt nevnte begrensninger. Flere ulike tiltak kan bidra til å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet. Hvilke tiltak som velges baseres på driftsmessige og samfunnsøkonomiske vurderinger. I tilfeller der det for å håndtere en nettbegrensning, mangler alternative tiltak eller der alternativene anses å gi en for dårlig forsyningssikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må denne begrensningen løses gjennom den flytbaserte markedsklareringen. De alternative tiltakene er blant annet:

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødefekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensede komponenter avlastes og kapasitet frigjøres. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningssikkerhet.
- Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- **Redusert forsyningssikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyten av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.**
- Avlyse planlagte driftsstanser

3.1.1.2 Annet ledd

Systemansvarlig informerer om forventede handelskapasiteter i henhold til enhver tid gjeldende regelverk.

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- **Fastsatte handelskapasiteter for** Alle nettbegrensninger, inkludert PTDF og RAM, **som har betydning for fastsettelse av handelskapasitet**, skal publiseres daglig på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) og NUCS (<https://nucs.net>) før markedsklarering i Day-Ahead.
- **Planlagte kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger** publiseres på ENTSO-E (transparency.entsoe.eu/) og NUCS (<https://nucs.net>)
- **Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser** publiseres på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>)
- Systemansvarlig vil for øvrig etterleve alle kravene til publisering av data i artikkel 25 i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".
- Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlastscenario. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett

- høylast og ett lavlast scenarie. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1.
- Frem til introduksjon av FB i det langsiktige markedet, vil beregningen av langsiktige kapasiteter bruke den samme metodikken som benyttes ved beregning av Intradagkapasiteter (ATC) og publiseres som ATC-kapasiteter. (Forventet handelskapasitet vil være tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS).
 - Ved planlagte driftsstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftsstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess. Ved andre spesielle endringer i forhold som påvirker forventet kapasitet vil egen markedsmelding på NUCS bli sendt.
 - ~~På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:

 - ~~Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering~~
 - ~~Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.~~
 - ~~Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser~~~~

3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 9 – Regulerstyrke og effektreserver

Første ledd

Regulerstyrke og tilhørende roterende reserve

Med regulerstyrke menes produksjonsenhetens evne til å endre aktiv effekt som følge av frekvensendring. Regulerstyken til en produksjonsenhet blir normalt bestemt av (frekvens)statikk⁷ og produksjonsenhetens nominelle effekt.

Med roterende reserve menes tilgjengelig aktiv effektreserve på roterende produksjonsenheter og regnes fra settpunkt opp til produksjonsenhetens maksimalt tilgjengelige aktive effekt (P_{maks}).

Produksjonsenhetens tekniske evner

Systemansvarlig legger til grunn at produksjonsenhetens tekniske evner betegnes av maksimal og minimum aktiv effektproduksjon, innstillingsmuligheter for statikk og dynamisk respons i frekvensregulering.

Innstillingsmulighetene for statikk avhenger av produksjonsår og type av turbinregulator. For produksjonsenheter som har vedtak iht. fos § 14 vil innstillingsmulighetene for statikk være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. Forøvrig skal produksjonsenhetens tilgjengelige innstillingsmuligheter være tilgjengelig for systemansvarlig.

Ved pålegg om å bidra med regulerstyrke for å sikre reserver i normal drift (samlet nett) skal leveransen ha dynamisk respons iht. vilkårene for FCR-markedet (Frequency Containment Reserve, FCR også kalt primærreserve) eller gjeldende funksjonskrav for produksjonsenheten (gitt av fos § 14). Dette gjelder for både FCR-N og -D, som beskrevet i retningslinjer for fos § 9 annet ledd. Dersom produksjonsenheten ikke er kvalifisert for FCR-markedet eller har vedtak iht. fos § 14, skal beste mulige dynamiske respons i frekvensregulering benyttes. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil frekvensreguleringsevnene være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet. I tilfeller hvor systemansvarlig skal sikre regulerstyrke for separattedrifter, kan også systemansvarlig pålegge at produksjonsenheter som er kvalifisert for FCR-markedene tilpasses for å ha en annen dynamisk respons, såkalt separattedriftsmodus.

⁷ Se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) (vedlegg til retningslinjer for fos § 14) kapittel 12.2.1 og 14.2.2, for beskrivelse av funksjonalitet for (frekvens)statikk.

Grunnleveranse

En geografisk fordeling av regulerstyrke i ulike deler av landet er viktig for å sikre overgang til eventuelle separatdrifter. Systemansvarlig sikrer distribusjon av regulerstyrke blant produksjonsenhetene som er i drift ved å stille krav til maksimal statikkinnstilling for frekvensregulering i turbinregulator i alle produksjonsenheter med slik funksjonalitet. Kravet stilles gjennom vedtak om levering av systemtjenester. Denne leveransen av regulerstyrke betegnes som *grunnleveranse*. Hele grunnleveransen kan bys inn i markedet for FCR, som beskrives under retningslinjer for fos § 9 annet ledd.

Konsesjonærer kan søke om fritak fra vedtak om levering av grunnleveranse. Behandling av søknader blir basert på produksjonsenhetens plassering i nettet og om den er kritisk for støtte i separatdrift. Et eventuelt fritak fører ikke til at produksjonsenheten blir ekskludert fra deltakelse i markeder. Gjennomføringen av et godkjent fritak kan skje enten ved aktivering av dødbånd eller økt statikk. For begge alternativene må det finnes funksjonalitet som automatisk sikrer stabil regulering i separatdrift (se Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet, kapittel 12.2.3).

Regulerstyrke i separatområder

Systemansvarlig kan fatte vedtak om innstilling av turbinregulator for produksjonsenheter for å få bidrag av regulerstyrke når separatdrifter oppstår, og ellers sikre regulerstyrke i etablerte separatdrifter. Dette vil gjelde både ved planlagte driftsstanser som medfører separatområde og ved ikke-planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser som medfører separatområde.

Normalt vil statikkinnstillingen være på 4 %. Denne innstillingen benyttes for å sikre en fornuftig regulerstyrke og akseptabel stasjonær frekvens inntil nye last- og/eller turtallsreferanse/r blir gitt dersom det skjer store lastendringer, f.eks. ved utfall av produksjon og/eller forbruk i separatområdet.

Prinsippet om dimensjonerende feil, utfall av største last eller produksjonsenhet, gjelder også under separatdrift, hvis mulig. For å kunne håndtere dimensjonerende feil vil det kunne være behov for å kreve en statikkinnstilling som avviker fra den generelle innstillingen på 4 %. Hvilken roterende reserve som er nødvendig vil kunne variere fra tilfelle til tilfelle.

Systemkritiske vedtak til fos § 9 første ledd nær driftsdøgnet

Systemansvarlig søker som hovedregel å oppfylle nasjonale krav til FCR gjennom markedsbaserte tiltak, jf. fos § 9 annet ledd og fos § 4 c) og d), med unntak av årlig vedtak om krav til grunnleveranse, som beskrevet over.

I tillegg kan det oppstå tilfeller der det ikke er mulig for systemansvarlig å sikre tilstrekkelig FCR gjennom markedsløsninger. Da vil systemansvarlig kontakte konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert produksjonsytelse i Norge, for å sikre FCR gjennom systemkritisk vedtak om å bidra med regulerstyrke ved statikkendring. Systemansvarlig vurderer ut ifra den aktuelle driftssituasjon hva som er korrekt krav til maksimal statikk hos de konsesjonærer som blir berørt. Systemansvarlig vil inkludere tilstrekkelig antall konsesjonærer i vedtaket til å sikre at nasjonale krav til FCR er oppfylt. Beslutningene om maksimal statikk og antall berørte konsesjonærer vil bli foretatt basert på aktuell sesong og nivået på norsk produksjonstilslag i døgnet.

Systemansvarlig vil benytte slike systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd nær driftsdøgnet i situasjoner der omfattende IKT-problemer hindrer innsending av bud med betydelig volum til primærmarkedet, eller gjør det sannsynlig at markedet ikke lar seg klarere innen rimelig tid før leveringsdøgnet.

Systemkritiske vedtak etter § 9 første ledd vil normalt sendes som e-post, men systemansvarlig understreker at det ikke foreligger forvaltningsmessige formkrav til systemkritiske vedtak. Aktører som mottar vedtak plikter innen én time etter mottak å respondere skriftlig på vedtaket.

Betaling for regulerstyrke

Regulerstyrke som er tilbudt i FCR-markedet og har fått tilslag, vil prises og avregnes i tråd med gjeldende vilkår for FCR-markedet.

Regulerstyrke som ikke er tilbudt i FCR-markedet eller som ikke har fått tilslag i FCR-markedet betegnes som *restleveranse*, og blir avregnet etter vedtatt sats. Systemansvarlig fatter årlig vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27. Systemansvarlig legger til grunn at betalingen skal gi aktørene en kompensasjon for kravet om grunnleveranse, samtidig som at den skal gi insentiver til å delta i FCR-markedet. For at konsesjonær skal få betalt for restleveranse, må systemdata rapporteres iht. fos § 8a.

Dersom det fattes vedtak om regulerstyrke i separatdriftsområder, vil leveransen prises og avregnes i tråd med vedtak om betaling for systemtjenester iht. fos § 27.

Annet ledd

Systemansvarliges løsninger for effektreserver

For å kunne utføre oppgavene med å balansere kraftsystemet og håndtere flaskehals er systemansvarlig avhengig av tilstrekkelige effektreserver. Systemansvarlig har, i samarbeid med de andre TSOene i det nordiske synkronsystemet, utviklet forskjellige reserveprodukter med ulike egenskaper for å møte behovene i kraftsystemet. Noen av disse reservene er underlagt nordiske krav hvor forpliktelsene fordeles nasjonalt, og noen sikres som følge av nasjonale behov.

Nordiske krav er forankret i det styrende dokumentet "Nordic system operation agreement – annex Load-frequency control & reserves (LFCR)". Avtalen kalles også den nordiske systemdriftsavtalen. Grunnleggende metoder, som for eksempel dimensjonering av nødvendige effektreserve og fordelingen mellom de nordiske systemansvarlige, er inkludert i avtalen direkte eller som tilknyttede regulatorgodkjente metoder. Oppdaterte nasjonale fordelingskrav for effektreserve finnes i appendix 1 til LFCR annexet.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- Primærreserve, Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundærreserve, automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- Tertiærreserve, manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), som også kalles regulerkraft.
- Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig søker i størst mulig grad å sikre tilstrekkelige effektreserver gjennom kapasitetsmarkeder (jf. prinsipper for utøvelsen av systemansvaret fos § 4 c og d) for de definerte reserveproduktene, men benytter også systemkritiske vedtak når det ikke er mulig eller samfunnsøkonomisk rasjonelt å dekke behovet gjennom innkjøp i markedene. Systemansvarlig utvikler nye reserveprodukter fortløpende, i samråd med interessenter, ved behov iht. fos § 4, prinsipper for utøvelsen av systemansvaret.

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering.

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår.

I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Primærreserver (FCR)

Systemansvarlig benytter FCR for to formål i systemdriften: FCR-N (normal) eller normaldriftsreserve aktiveres ved frekvensendringer innenfor normalfrekvensbåndet (49,9-50,1 Hz). FCR-D (disturbance) eller driftsforstyrrelsesreserve skal reagere på frekvensendringer som ligger utenfor normalfrekvensbåndet.

FCR-D anskaffes separat for opp- og nedregulering, hhv. FCR-D_{opp} og FCR-D_{ned}.

Dimensjonering av FCR

Synkronsystemets krav til både normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D) bestemmes på nordisk nivå gjennom den nordiske systemdriftsavtalen.

Krav til mengde tilgjengelige FCR-reserver i Norden og fordelingen av dette mellom de nordiske landene gjennom en fordelingsnøkkel er beskrevet i artikkel 3 og 4 i Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. Fordelingsnøkkelen beregnes for det kommende året basert på produsert og konsumert energimengde nasjonalt i forhold til den nordiske totalen i det foregående året. Systemansvarlig er forpliktet å sikre norsk andel.

De nordiske TSOene dimensjonerer FCR-D etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av det største tilknyttet kraftverk/importerende HVDC-forbindelse for oppregulering og bortfall av største tilknyttede last/eksporterende HVDC-forbindelse for nedregulering. Krav til mengde tilgjengelig FCR-N er fastsatt i annexet Load-Frequency Control & Reserves til den nordiske systemdriftsavtalen.

Marked for FCR

Markedet for FCR er et nasjonalt marked og består av to delmarkeder. Det ene delmarkedet kjøres før døgnet, mens det andre delmarkedet kjøres etter døgnet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i døgnet, inklusive utveksling fra andre TSOer. Grunnleveransen, som systemansvarlig sikrer gjennom vedtak om levering av systemtjenester etter fos § 9 første ledd, kan bys inn i markedene for FCR. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, aktivering, rapportering og avregning i markedet for FCR primærreserver".

Deltakelse i markedet krever at man er prekvalifisert etter gjeldende krav. Fra 1.1.2024 gjelder nye tekniske krav for FCR i henhold til "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"⁸.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak⁹ fra systemansvarlig er pålagt å bidra med FCR-regulering. Disse reguleringsobjektene kan fortsette sin levering etter tidligere krav frem til prekvalifisering etter nye krav er gjennomført. Prekvalifisering etter krav i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

⁸ Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/primærreserver. [Dokumentet beskriver prekvalifiseringsprosessen i henhold til SOGL artikkel 155 og en teknisk beskrivelse av kravene til responsen til FCR som følger av metoden etter SOGL artikkel 154 nummer 2.](#)

⁹ Årlig vedtak om levering av systemtjenester jf. fos § 9 1. ledd som omfatter konsesjonærer med produksjonsanlegg ≥ 10 MVA.

Systemansvarlig har mulighet til å innføre ordninger som stimulerer til at aktører velger å gjennomføre prekvalifisering tidlig i overgangsperioden.

Ved manglende reserver

For å sikre tilstrekkelig regulerstyrke benytter systemansvarlig også virkemidler gitt av fos § 9 første ledd. Dette gjøres gjennom vedtak om grunnleveranse, samt egne vedtak ved separatområder eller systemkritiske vedtak ved behov. Se retningslinjer til § 9 første ledd.

Sekundærreserve (aFRR)

aFRR blir automatisk aktivert på signal fra systemansvarlig, basert på frekvensavvik.

Dimensjonering av aFRR

aFRR dimensjoneres på nordisk nivå i tråd med variasjoner i frekvenskvaliteten. Dette gjøres fortløpende i hvert kvartal gjeldende for kommende kvartal. Ved oppstart av automatisert mFRR balansering vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiverings fasen for mFRR i normaldrift.

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom kapasitetsmarkedet for aFRR. Reserveproduktene er både for retning opp og ned. Systemansvarlig vil normalt kjøpe symmetriske volum i markedet. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i kapasitetsmarkedet for aFRR (sekundærreservemarkedet)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom regulerkraftmarkedet, som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Regulerkraftmarkedet er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige opp- og nedreguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet hvilket er aktiveringsmarkedet for mFRR. ~~*endringen knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023.~~

Dimensjonering av mFRR

I den nordiske systemdriftsavtalen stilles det krav om at alle nordiske TSOer skal sikre mFRR for å dekke sin dimensjonerende feil. For mFRR i retning opp vil dimensjonerende feil være gitt av produksjonsutfall, eventuelt utfall av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy import. For mFRR i retning ned vil dimensjonerende feil være gitt av forbruksutfall, eventuelt tap av HVDC mellomlandsforbindelse ved høy eksport.

I tillegg til dette kravet må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer. Systemansvarlig har derfor definert et selvpålagt mål om å ha ytterligere reserver for å kunne håndtere balanseringsbehovet og flaskehalser. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse.

*Kapasitetsmarked for mFRR *Endringene knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023*

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende

kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR. Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Vilkårene for deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

Dersom det nasjonale behovet for mFRR har økt etter klarering i kapasitetsmarkedet for mFRR-for aktuell leveranseperiode, kan systemansvarlig sikre mFRR gjennom systemkritiske vedtak, som beskrevet i retningslinjen til fos § 12 fjerde ledd.

I vanskelige driftssituasjoner, med lokale flaskehals, hvor det er behov for ytterligere regulerytelse i spesifikke nettområder utover hva som allerede er tilgjengelig av regulerkraftbud (dvs. frivillig innsendte bud inkludert mFRR anskaffet gjennom kapasitetsmarkedet for mFRR) kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner kan mFRR hos produksjonskonsesjonærer sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

Ved vedtak om levering av effektreserve skal leveransen ha respons iht. vilkårene for mFRR, såfremt anlegget er kvalifisert for dette. Dersom produksjonsanlegget ikke er kvalifisert for mFRR-markedet, skal det levere effektreserver iht. produksjonsanleggets tekniske begrensninger. For anlegg med vedtak iht. fos § 14 vil dette være gitt av de funksjonskravene som lå til grunn da vedtaket ble fattet.

Fast Frequency Reserves (FFR)

Systemansvarlig sikrer FFR for oppregulering for å begrense en rask frekvensnedgang og hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved større feilhendelser i situasjoner med lav rotasjonsenergi i kraftsystemet. FFR aktiveres ved en bestemt frekvens som måles lokalt hos leverandør.

Dimensjonering av FFR

De nordiske TSOene stiller et krav til FFR basert på forventet forbruk, produksjon og dimensjonerende hendelse. Mengden fordeles mellom de nordiske TSOene gjennom en bestemt fordelingsnøkkel som beregnes basert på informasjon fra foregående driftsår, levert rotasjonsenergi fra produksjonsmiksen i systemet og dimensjonerende hendelse per systemansvarlige. Systemansvarlig er ansvarlig for å sikre FFR for den perioden behovet oppstår.

Marked for FFR

Systemansvarlig anskaffer FFR gjennom sesongoppkjøp av to ulike kontraktstyper FFR Profil og FFR Flex med ulike leveransekrav. Gjennom FFR Profil skal leverandør stille effektreserve tilgjengelig til faste tider gjennom hele sesongen, mens gjennom FFR Flex bestiller systemansvarlig effektreserve ukentlig basert på prognoser. Informasjon om markedsdeltagelse er nærmere beskrevet i "Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for raske **effekt**frekvensreserver (FFR)".

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke FFR gjennom systemkritiske vedtak etter fos. Dersom systemansvarlig ikke kan dekke sin FFR-forpliktelse gjennom anskaffelse av reserver eller tilsvarende effektrespons i systemet, vil systemansvarlig ved behov bidra til å redusere dimensjonerende hendelse i Norden. Ved behov for å redusere dimensjonerende hendelse i Norge vil systemansvarlig benytte seg av etablerte virkemidler som å spesialregulere produksjonsenheter iht. retningslinjer for fos § 11 eller begrense overføringskapasitet på mellomlandsforbindelser iht. retningslinjer for § 6.

3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 16 - koblingsbilde

Første ledd

Forhåndsdefinerte koblingsbilder

Systemansvarlig vil normalt benytte koblingsbilder som gjennom lang tids bruk er kjent for konsesjonærene (forhåndsdefinerte koblingsbilder). Koblingsbildene ved intakt nett vil variere noe avhengig av tid på året og den aktuelle produksjons- og lastfordelingen. Koblingsbilder som normalt benyttes skal i henhold til NVEs veiledningsmaterieell for kraftsystemutredninger beskrives i kraftsystemutredninger for regional- og transmisjonsnettet.

Idriftsettelse av nye anlegg (stasjon/ledning) og tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon kan medføre behov for endring av koblingsbilder. I slike tilfeller vil systemansvarlig etablere nye koblingsbilder i samarbeid med berørte konsesjonærer.

Driftsbetingede bryterstillinger

3.3.1.1.1 Systemansvarlig vil fatte vedtak om driftsbetingede bryterstillinger i følgende tilfeller:

- Ved gjennomføring av planlagte og ikke planlagte driftsstanser iht. fos § 17 annet og tredje ledd.
- Ved søking etter feil i kraftsystemet.
- Når driftsmessige overføringsgrenser fastsatt etter § 7 annet ledd kan bli overskredet.
- **Når spenningsgrenser kan bli overskredet**
- Når radielle drifter gir en bedre utnyttelse av kraftsystemet enn masket drift. Dette kan typisk gjelde i områder med produksjonsoverskudd. I noen tilfeller vil det være mulig å overføre mer kraft ut av et område ved å drifte nettet radielt fremfor masket.

Ved planlagte driftsstanser vil det bli vedtatt bryterstillinger som frakobler anleggsdel med driftsstans, samtidig vil det kunne bli fattet vedtak om nye delingspunkt som sikrer en rasjonell effektflyt og tilfredsstillende forsyningssikkerhet under den vedtatte driftsstansen. Ofte vil det være mange driftsstanser som pågår samtidig. Konsesjonærer som er berørt av planlagte driftsstanser informeres iht. kriterier beskrevet i retningslinjer til fos § 17.

Fastsettelse av koblingsbilde kan innebære vedtak om bryterstillinger som gir oppdeling i radialdrifter, deling av samleskinner eller koblinger slik at definerte lednings- eller transformatorutfall automatisk også frakobler produksjon eller forbruk.

Vedtaket om endret bryterstilling er et systemkritisk vedtak som normalt vil bli fattet muntlig overfor berørt konsesjonær.

Systemansvarlig vil legge vekt på følgende forhold når det fastsettes nye koblingsbilder (driftskoblinger):

- Tidligere vedtatte driftsstanser.
- Tilgjengelighet og mengde for aktuelle reguleringsressurser.
- KILE-eksponering for anleggs-konsesjonærer.
- Sannsynlighet for feilhendelser, herunder vurdering av værvarsel.
- Overføringskapasiteten i overføringsnettet og tilhørende snittbegrensninger skal overholdes.
- **Stabile og tilfredsstillende spenninger**
- Overføringstap.
- Fare for tapt kraftproduksjon.

Systemansvarlig skal opptre samfunnsmessig rasjonelt og veie ulike hensyn opp mot hverandre. I denne sammenheng vil sannsynlighet for feil være en viktig faktor. Når det meldes dårlig vær kan systemansvarlig vedta koblingsbilder som reduserer sannsynligheten for avbrudd. Når det er stabile og

gode værforhold og sannsynligheten for feil er lav, kan systemansvarlig velge koblingsbilder som i større grad hensyntar høy overføringskapasitet.

Systemregulering er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehals som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder. Når det er samfunnsmessig rasjonelt vil systemansvarlig kunne fatte vedtak om et koblingsbilde som innebærer radielle (N-0) drifter. Dette kan være tilfellet dersom reguleringsressurser ikke er tilgjengelig eller om tilgangen er svært begrenset. Med stor knapphet på reguleringsressurser og lav risiko for utfall av forbruk vil det kunne være samfunnsmessig rasjonelt å etablere koblingsbilder som gir N-0 drift. Dersom nettkonsesjonær ikke ønsker N-0 drift, men et koblingsbilde som kan gi overlast på konsesjonærens egne enkeltkomponenter etter utfall, vil systemansvarlig kunne fastsette slikt koblingsbilde forutsatt at det er inngått avtale i henhold til fos § 7 annet ledd.

I enkelte tilfeller benyttes driftsbetingende bryterstillinger som omtales som "gaffelkobling". En "gaffelkobling" kan benyttes i stasjoner med doble samleskinner og innebærer at et avgrenset område med tilhørende forbruk og/eller produksjon vil bli frakoblet det øvrige nettet dersom det oppstår en feil i kraftsystemet. En "gaffelkobling" etableres for å redusere konsekvensen av en feilhendelse og benyttes i tilfeller hvor det ikke er rasjonelt å etablere systemvern eller systemregulering.

Systemansvarlig vil normalt ha en tett dialog med berørte nettkonsesjonærer før endringer i koblingsbildet vedtas. Konsesjonærer må i særlig grad informere systemansvarlig om forhold i eget nett som vil være av betydning for valg av koblingsbilde. Dette gjelder blant annet:

- Om anleggsdelers kortslutningsytelse vil kunne bli overskredet.
- Om spenningsgrenser vil kunne bli overskredet
- Om spoleytelsen i spolejordet nett er ivaretatt.
- Om endringer medfører omfordeling av KILE-eksponering.

Det vil kunne oppstå uforutsette endringer i lastflyt som følge av feil eller uforutsette endringer i last og produksjonsforhold som innebærer behov for umiddelbar endring i koblingsbildet. I slike tilfeller vil det være begrenset med tid til dialog med berørte konsesjonærer. Dersom en hendelse innebærer kortvarig overlast på komponenter må tiltak i form av endret bryterstilling normalt iverksettes innen 15 minutter (30 minutter ved overlast på transformatorer). Vedtak etter § 16 er iht. til § 28 definert som systemkritiske dersom det er mindre enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket må iverksettes. Slike vedtak vil normalt bli fattet muntlig på telefon fra systemansvarliges driftssentraler og vil kunne være svært tidskritiske med hensyn til forsyningsikkerhet i kraftsystemet.

Konsesjonærer som ønsker endringer i koblingsbildet kan ta dette opp med systemansvarlig for vurdering. Endringer i koblingsbilder kan ikke gjennomføres uten etter vedtak fra systemansvarlig, ref. § 16 annet ledd.

Annet ledd

Systemansvarlig vurderer at andre konsesjonærer blir berørt av en kobling dersom:

- Overføringen inngår i masket nett med driftsmessige overføringsgrenser fastsatt iht. til fos § 7 annet ledd.
- Utvekslingen mellom konsesjonærer endres mer enn 25 MW, eller annen grense avtalt med systemansvarlig.
- Koblinger medfører økt KILE-eksponering for andre konsesjonærer.

Planlagte koblinger iht. kriteriene ovenfor og som ikke inngår i koblinger relatert til en vedtatt driftsstans, skal meldes til systemansvarlig så snart behovet oppstår.

Koblinger ifm. driftsstans

Vedtak om driftsstans etter § 17 er ikke et samtidig vedtak om tilhørende koblinger etter § 16 annet ledd. Konesjonær må ha fått vedtak iht. § 16 annet ledd før koblinger relatert til vedtatte driftsstanser kan gjennomføres. Konesjonær må kontakte systemansvarlig for å få vedtatt koblingen så tett opp mot gjennomføringen som praktisk mulig, normalt skjer dette i driftstimen.

Informering av berørte konesjonærer

Ved kobling ifm. driftsstans:

Systemansvarlig anser at berørte konesjonærer er informert ved at konesjonærene får kopi av vedtak om driftsstans. Berørte konesjonærer vil også få kopi av vedtak dersom en driftsstans omprioriteres.

Ved øvrige koblinger:

Ved øvrige koblinger vil systemansvarlig normalt være i dialog med konesjonærer som blir direkte berørt via telefon eller epost. Systemansvarlig vil ikke fortløpende informere alle berørte konesjonærer i forbindelse med feilsøking.

3.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 18 – Målinger og meldinger

Ved behov for, eller ved manglende, utveksling av målinger og meldinger som er nødvendige for en sikker koordinering av kraftsystemet **og/eller analyse ved feil**, kan systemansvarlig kreve at utveksling av slike målinger og meldinger opprettes, samt stille krav til hvordan de skal overføres.

De krav som stilles til informasjonsutveksling og måleutstyr vil omtales i Nasjonal veileder for funksjonskrav, som er vedlegg til retningslinjer for fos § 14.

Tilfeller hvor systemansvarlig vil vurdere behov for målinger og meldinger:

- Ved idriftsettelse av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg vil systemansvarlig følge opp krav til målinger og meldinger gjennom fos § 14-prosessen. Dette for å unngå fordyrende endringer i utstyr og arbeid i anlegg i etterkant av idriftsettelse.
- I enkelte situasjoner vil systemansvarlig kunne kreve overføring av målinger og meldinger samt utstyr for dette i eksisterende anlegg, uavhengig av konesjonærens planlagte endringer. Dette vil kunne være aktuelt i tilfeller hvor man gjennom operativ drift eller etter feilhendelser ser behov for å fremskaffe målinger og meldinger som mangler.
- Dersom nøyaktighet, tidsforsinkelse og tilgjengelighet på overførte målinger og meldinger ikke er tilfredsstillende, kan systemansvarlig kreve at konesjonær iverksetter tiltak for utbedring.

Dersom det er behov for anskaffelse og installasjon av nødvendig utstyr for å kunne fremskaffe påkrevde målinger og meldinger må dette dekkes av konesjonær.

Det vil fremgå av vedtak iht. fos § 18 hvorfor systemansvarlig har behov for de aktuelle målinger og meldinger, hvilke målinger og meldinger som skal utveksles, på hvilket format og av hvilken kvalitet det forventes at disse har. Vedtak etter fos § 18 er ikke systemkritiske.

Oversikt over aktuelle målinger og meldinger:

Meldinger kan innebære bl.a. bryterindikeringer, transformatorers/spolers trinnkoblerstilling/-posisjon, indikeringer fra regulatorer, (Av/på, Spenning/MVAr) samt indikeringer på systemvern. Systemansvarlig etterspør normalt indikeringer fra alle brytere som påvirker lastflyt, brytere som kobler en komponent mot en samleskinne eller et knutepunkt og ev. seksjoneringsbrytere på samleskinner.

Målinger kan eksempelvis være (listen er ikke uttømmende):

Nettanlegg

- Aktiv effekt, P

- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Ev. lastkoblerstilling/trinnekobler
- Regulatorsettpunkt som spenning eller reaktiv flyt, [kV eller MVar]
- Frekvens

Produksjonsanlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Signal fra dempetilsats (PÅ/AV) dempespole (~~pendlingsregistrering~~)
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Settpunkt, P [MW]
- Max MW, P [MW] (Slagbegrenser)
- Reduksjon fra max, %, (måleverdi som sier hvor mye produksjonen er redusert fra maksimalpunkt. Av spesiell interesse for uregulerbar produksjon som vindkraft)
- Reguleringsmodus (Reaktiv effekt (MVar), Spenning (kV), Effektfaktor ($\cos(\varphi)$))

Forbruksanlegg/Last

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I (rms og ev. kurveform)
- Spenning, U (rms og ev. kurveform)
- Ev. lastkoblerstilling/trinnekobler
- Reduksjon fra max, %, (måleverdi som sier hvor mye lasten er redusert fra "normal". Av spesiell interesse for last som er med i reservemarkeder)

HVDC-anlegg

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I
- Spenning, U
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Trinnekobler for transformatorer

Målinger og meldinger skal overføres til systemansvarlig ved hjelp av systemansvarliges gjeldende standard for overføring av sanntidsinformasjon.

3.5 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 9 og 11

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 9
 - Vilkår for FCR
 - Vilkår for FFR
 - Vilkår for aFRR kapasitetsmarked
 - Vilkår for mFRR kapasitetsmarked

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 11
 - Vilkår for mFRR aktiveringsmarked