

Oppdaterte RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Oversendelse for godkjenning
09.09.2024**

-

Fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17, 22

Forord

Dette dokumentet er utarbeidet for å oppfylle forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 28a om retningslinjer.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17, 22 til Reguleringsmyndigheten for energi (RME) for godkjenning. Oversendelsen inkluderer også vedlegg til retningslinjer for fos § 8a – systemdata og vedlegg til retningslinjer for fos § 9 – vilkår for FCR

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1.5.2024 – 31.7.2024. Det ble også avholdt et digitalt informasjonsmøte om endringene 4. juni 2024. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Det er retningslinjene i kapittel 3, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.10, som sendes over til RME for godkjenning.

Vi gjør oppmerksom på at ønsket implementeringsdato er fra RME sin godkjenning med mindre annet er tydeliggjort i forslaget til ny retningslinjetekst. Noen av endringene i forslaget skal tre i kraft ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR, planlagt 3. desember 2024. Andre endringer skal tre i kraft ved overgangen til 15 minutters oppløsning i intradagamarkedet.

Innhold

1	Om høringen	5
2	Merknader til forslaget om retningslinjer	5
2.1	Administrative endringer foretatt etter høring	5
2.2	Generelle merknader til helheten i forslaget.....	5
2.3	Kommentarer til retningslinjene til fos § 5	6
	Budområdeinndeling	6
	Automatisk prosess for flaskehalshåndtering.....	6
2.4	Kommentarer til retningslinjene til fos § 6	7
2.5	Kommentarer til retningslinjene til fos § 8a	7
	Vedlegg om systemdata.....	7
	Rapportering av produksjonsplan endres fra 50 til 10 MVA.....	7
	Rapportering av ubalanser 5 min før driftstimen og rapportering av forventet ubalanse.....	7
2.6	Kommentarer til retningslinjene til fos § 8b	9
	Krav om ramping	9
	Krav om å tilby periodeskift	14
	Utvelgelse av aktører for produksjonstilpasning	14
	Produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser.....	17
	Videreformidling av vedtak om produksjonstilpasning	18
	Fordeling av produksjonsbegrensninger ved produksjonstilpasning	18
	Vedtak om produksjonstilpasning under to uker før driftsstans	18
2.7	Kommentarer til retningslinjene til fos § 9	19
	Finansielle ordninger for å sikre tilstrekkelig med reserver	19
	Markeder for mFRR og mFRR-D	19
	Vilkår for FCR.....	20
2.8	Kommentarer til retningslinjene til fos § 11	21
2.9	Kommentarer til retningslinjene til fos § 12	21
2.10	Kommentarer til retningslinjene til fos § 17	22
2.11	Kommentarer til retningslinjene til fos § 22	23
3	Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17 og 22	23
3.1	Retningslinjer for fos § 5.....	23
3.2	Retningslinjer for fos § 6.....	27
3.3	Retningslinjer for fos § 8a.....	30
3.4	Retningslinjer for fos § 8b.....	32
3.5	Retningslinjer for fos § 9.....	38
3.6	Retningslinjer for fos § 11	43
3.7	Retningslinjer for fos § 12.....	45
3.8	Retningslinjer for fos § 17.....	48

3.9	Retningslinjer for fos § 22.....	53
3.10	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 8a og 9	55

1 Om høringen

Systemansvarlig mottok tilbakemelding fra:

- Statkraft
- Skagerak Kraft
- SFE Produksjon
- Elinett
- Å Energi
- Sympower
- Lyse
- Hafslund Eco

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

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene etter innkomne innspill. Disse er kommentert i kapittel 2, og markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer, som fremgår av kapittel 3. Tekst som ble endret før høringen er markert med grønn og rød gjennomstreking.

2 Merknader til forslaget om retningslinjer

2.1 Administrative endringer foretatt etter høring

Vi har lagt til noe mer forklaring når det gjelder prising av spesialregulering i § 5 og prising av rekvirert effekt i retningslinjen til § 12. Vi har også gjennomgående vurdert bruken av begreper knyttet til "markert for regulerkraft" som er en samlebetegnelse for aktiveringsmarkeder i henhold til fos § 11 for å tydeliggjøre hvilke markeder som er tenkt brukt. Vi har også fjernet noe overlapp mellom retningslinjene til fos §§ 9 og 11 om arkiveringsprosessene i aktiveringsmarkedet for mFRR.

Vi har også oppdatert henvisningene til Kommissjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft på tvers av retningslinjene (EBGL) og Kommissjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) slik at henvisningene er utformet likt på tvers av retningslinjene. Dette er ikke revisjonsmarkert.

Vi har også gjort noen mindre endringer i forslag til retningslinjer for å fjerne skrivefeil. Disse endringene er ikke revisjonsmarkert.

2.2 Generelle merknader til helheten i forslaget

Høringsinstansenes innspill

Skagerrak og Lyse har i sine høringssvar kommentert at totalbyrden av endringene i høringen er betydelig. Det vil være krevende å gjennomføre og kreve mye arbeid hos aktørene og deres underleverandører. Lyse mener at de store strukturelle ubalansene må løses ved bruk av markedsbaserte tiltak og de fremholder at overgangen til 15 minutters tidsopløsning og overgangen til aktiveringsmarked for mFRR med 15 minutters oppløsning og krav vil ramping vil bidra til en reduksjon i ubalansene og at systemansvarlig burde avvente med ytterligere tiltak.

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har forståelse for at det er store endringer hos aktørene det kommende året som følge av de store endringene systemdriften skal gjennom. Vi velger derfor å ta ut forslagene om rapportering av forventet ubalanse og krav til gradvis endring av produksjon og forbruk av endelig forslag til retningslinjer som vi sender til godkjenning.

Systemansvarlig sin vurdering er imidlertid at disse tiltakene er nødvendige for å sikre stabil drift av kraftsystemet i nær fremtid. Vi vil derfor revidere forslaget til retningslinjer på disse punktene med sikte om å sende et nytt forslag på høring i desember 2024 med ikrafttredelse i midten av 2025. Vi vil i mellomtiden jobbe videre med disse forslagene i samarbeid med aktørene med formål om å skape forståelse for våre behov i driften av kraftsystemet og å tydeliggjøre forslaget, samt gjøre tilpasninger der vi finner gode løsninger sammen med aktørene. Som et første ledd i dette arbeidet har vi kommentert høringsinnspillene i relevante delkapitler i dette oppsummeringsdokumentet.

2.3 Kommentarer til retningslinjene til fos § 5

Budområdeinndeling

Høringsinstansenes innspill

Systemansvarlig har mottatt to høringsinnspill til nytt forslag til retningslinjer til fos § 5 om budområdeinndeling fra hhv. SFE produksjon og Hafslund. SFE produksjon mener endringer i budområdeinndelingen må varsles med lengre frist enn fire uker. Hafslund mener at det er motstrid mellom fos og kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM).

Systemansvarliges merknad

Vi ser ikke at det er behov for å gjøre endringer i forslag til nye retningslinjer som følge av de innkomne merknader.

Når det gjelder innspillet fra SFE, har systemansvarlig forståelse for behovet for å få tidlig varsel om endringer i budområdeinndelingen og vil ved større endringer gjennomføre en prosess som vil kunne ta inntil 18 måneder. Vi tror at det svært sjeldent vil oppstå behov for endringer som kan gjennomføres innen et tidsrom på fire uker. Dette vil i så fall være svært avgrensede endringer med ubetydelig konsekvens for våre naboland. Om det skulle oppstå behov for avgrensede raske endringer vil det kunne være på bakgrunn av kritiske behov ved energikapphetssituasjoner, eller som følge av uforutsette endringer i kraftsystemet.

Systemansvarlig sin vurdering når det gjelder motstrid mellom fos og CACM er at forslag til nye retningslinjer til fos annet og tredje ledd beskriver i hovedsak prosessen for endring av budområder slik den er gitt av CACM. Når det i fos står at systemansvarlig fastsetter budområdegrensene, må det tolkes i lys av CACM som fastslår at systemansvarlig sender forslag til endringer av budområder til RME. RME skal godkjenne endringene før de implementeres. Dette er tydeliggjort i forslag til nye retningslinjer. Forutsatt RMEs godkjenning av de nye retningslinjene vil det i lys av disse ikke være motstrid mellom CACM og fos.

Automatisk prosess for flaskehalshåndtering

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: "I retningslinjene har systemansvarlig foreslått en automatisk prosess for budvalg i mFRRmarkedet for å hensynta flaskehalser. Statkraft mener foreslått rutine fremstår som en effektiv prosess. Samtidig ønsker vi å understreke at det er viktig at denne prosessen fortsatt lar aktørens forpliktelse i mFRR kapasitetmarkedet være på budområdenivå og ikke på den enkelte stasjonsgruppe."

Systemansvarliges merknad

Aktivering av mFRR er i tillegg til håndtering av ubalanser viktig for håndtering av flaskehalser i nettet. I henhold til *Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1* som ble godkjent januar 2024, er det krav om å angi stasjonsgruppe i

bud for kapasitetsmarkedet for mFRR. I henhold til artikkel 41 tillater samtidig Statnett leverandør å bytte leveransepunkt mellom egne stasjonsgrupper innenfor samme budområde så lenge det ikke er begrensninger i overføringskapasitet som hindrer dette. Ønske om endret leveransepunkt må reflekteres i innsendelse av oppdaterte systemdata senest 45 minutter før driftstimen.

2.4 Kommentarer til retningslinjene til fos § 6

Systemansvarlig har mottatt ett høringsinnspill fra Å Energi om begrepsbruken i foreslått retningslinje til fos § 6 på at begrepet "aktivering av reguleringer" og "effekt kraft" er uklart. Systemansvarlig ser at begrepsbruken blir uklar og foreslår derfor en omskriving av det aktuelle avsnittet.

2.5 Kommentarer til retningslinjene til fos § 8a

Vedlegg om systemdata

Systemansvarlig har ikke mottatt høringsinnspill på de språklige endringene i vedlegget. Vedlegget sendes derfor til godkjenning uten endringer.

Rapportering av produksjonsplan endres fra 50 til 10 MVA

Når det gjelder forslag til å endre terskelen for anlegg som skal rapportere på aggregatnivå fra 50 til 10 MVA har systemansvarlig mottatt ett høringsinnspill fra Å Energi som støtter vårt forslag. Retningslinjene sendes derfor uendret over til RME.

Rapportering av ubalanser 5 min før driftstimen og rapportering av forventet ubalanse

Høringsinstansenes innspill

Å Energi: "Forslaget er å innføre en ekstra beregning av «forventet ubalanse» i forkant av hvert driftskvarter. Å Energi støtter ikke dette forslaget. Hovedårsaken til det er at vi mener det er naturlig at Statnett først høster erfaring med alle de tiltakene som nå innføres for nettopp å redusere ubalansene: overgang fra time til kvarters markeder, reservemarkedene endres til mere automatikk, tydeligere kvalitetskrav, mulighet for aktivering av reserver både ved periodeskift og direkte ved ekstra og uventet behov etc. For aktørene er dette store og omfattende endringer som vi mener det er naturlig å først høste erfaringer med før nye krav innføres."

Skagerrak Energi: "Systemansvarlig foreslår å endre siste frist for å levere oppdatert produksjonsplan til 5 minutter før driftskvarteret fra 01.06.25. Forventet ubalanse skal da sendes sammen med produksjonsplan. Skagerrak forstår systemansvarliges behov for mer presis oversikt over ubalanser i et system som i stadig større grad preges av uregulerbare produksjonsteknologier, og behovet for å tette informasjonsgapet mellom produsent og systemansvarlig. Vi stiller imidlertid spørsmål ved hvordan dette skal fungere i praksis, spesielt med tanke på sammenhengen mellom frist for bud i mFRR (45 min før driftskvarteret, vil bli 25 min) og frist for innsending av oppdatert ubalanse (5 min før driftskvarteret)"

Statkraft: "I høringsdokumentet ønsker systemansvarlig at «...konsesjonæren justerer sine forpliktelser i markedet forløpende iht. siste prognose slik at det er samsvar mellom forpliktelsene i markedet og forventet produksjon» og at det skal gjøres helt frem til 5 minutter før hvert kvarter. Dette kommer i konflikt med bud levert i mFRR energiaktiveringsmarkedet, som er basert på kjøreplanene og som har frist 45 minutter før hver time (25 minutter før hvert kvarter etter MARI). Et eksempel på dette kan være en vindpark som får nedjustert prognosen med 20 MW noen minutter før lukketid for innsending av produksjonsplan. Dersom parken samtidig blir regulert på hele volumet, vil budet være 20 MW større enn produksjonsplanen, og det vil dermed bli aktivert 20 MW for lite mFRR.

Det er heller ikke gitt at utsatt frist for innsending av produksjonsplan fører til bedre prognoser for ikke-regulerbar produksjon. At fristen er nærmere driftstimen kan i teorien gi bedre informasjon, men det fordrer at systemet bygges om for å kunne ta inn den oppdaterte informasjonen på kort tid. Vi stiller oss tvilende til om dette veier opp for ulempene ved å ikke ha en felles frist for innsending av mFRR-bud og produksjonsplanene de er basert på. Statkraft mener at det vil være mer hensiktsmessig å sette fristen for innsending av bud i mFRR energiaktiveringsmarkedet og produksjonsplan samtidig.

Systemansvarlig har foreslått at konsesjonær skal melde inn sin forventede ubalanse mot forpliktelser på vind- og vannkraft, mens forbruk er unntatt. Statkraft mener dette blir vanskelig å etterleve da vi som BRP må forholde oss til vår totalforpliktelse, mot summen av produksjon og forbruk, ikke fordelt på teknologi. Videre er Statkrafts forståelse at aktørene og systemansvarlig vil benytte det samme dataunderlaget for å beregne forventet ubalanse, og dermed er systemansvarlig i en posisjon hvor de har mulighet til å regne ut forventet ubalanse på lik linje med aktørene. Dersom dette er tilfellet, mener Statkraft det vil være mer prinsipielt riktig at systemansvarlig selv utfører denne utregningen, da vi ikke kan se at det er effektivt at hver enkelt konsesjonær skal beregne og sende inn sin fortløpende estimerte ubalanse."

SFE Produksjon: "Vi kan ikke se hvilken verdi dette har for Statnett, spesielt siden balanseansvarlige for kun forbruk ikke har samme krav til rapportering. Med løpende oppdater rapportering av produksjonsplaner og større forbruk fra aktørene, rapportering av utveksling av kraft i spot- og intradagmarkedet fra NEMO'ene samt løpende prognostisering av alminnelig forbruk kan vi ikke se at oversikt over handelsbalanse for enkeltaktører gir noe ytterligere informasjon som er av nytte for Systemansvarlig. Vår oppfatning er derfor at dette punktet bør strykes i Retningslinjene.

Som balanseansvarlig for både forbruk og uregulerbar småkraft eid av andre aktører er det utfordrende å utarbeide løpende prognoser for disse. Tilgang til produksjonsdata og forbruksdata fra Elhub er historiske data fra forrige døgn og er i beste fall 7-36 timer gamle og i perioder mangelfulle. Med stadig mindre tidsopløysing og økt krav til å være i balanse, burde aktørene ha tilgang til mer hyppige og bedre data fra Elhub. Dette vil være en forutsetning for utarbeiding av gode prognoser. En eventuell innføring av pliktig rapportering av forventet handelsubalanse bør uansett forventes til det er innført en hyppigere rapportering fra Elhub til balanseansvarlige."

Systemansvarliges merknad

Statnett takker for høringsinnspill vedrørende disse endringene, og tar dem med i videre behandling av saken. Endringsforslaget fjernes fra retningslinjene i denne omgang. Men vi mener dette er informasjon vi har stort behov for i vår fremtidige drift og planlegger derfor fremdeles for å fastholde planlagt implementering av forslaget medio 2025. Forslaget vil bearbeides videre i samråd med aktørene og inkluderes i forslag til retningslinjer som sendes på høring i desember 2024.

Vi ønsker også å kommentere noen av høringsinnspillene. SFE, Å og Statkraft stiller spørsmål ved nytten av å samle inn "forventet ubalanse". Statnett har i lengere tid arbeidet med å utvikle prognoser for ubalanser i kraftsystemet. Mer informasjon om aktørenes kjente ubalanse er identifisert som den sikreste og viktigste endringen for å forbedre ubalanseprognosen. Statnett har høstet verdifull erfaring med ubalanseprognosene de siste årene, og god kvalitet på disse er en forutsetning for god kvalitet på den automatiserte balanseringen. Systemansvarlig mener fortsatt at dette er viktig informasjon for systemdriften.

De samme høringsinnspillene indikerer at vi burde kunne beregne dette i tilstrekkelig grad med eksisterende data. Vi mener det ikke stemmer, og at vi i dag *ikke* har mulighet til å vite det dersom en aktør har kjente ubalanser de ikke har fått handlet i markedene.

Statkraft mener det er vanskelig å skille ut produksjon fra den totale porteføljen. Det er ikke nødvendig gitt at formuleringen som er brukt er "for den balanseansvarliges totale portefølje."

SFE mener dette er vanskelig fordi det er vanskelig å lage gode prognoser for forbruk og uregulerbar småkraft. Det har vi vi forståelse for, og forslaget krever ingen forbedring av prognosene i forbindelse med dette, kun at aktøren skal fortelle om de avvikene de ser mellom handelsposisjonen og deres til enhver tid beste prognose.

Skagerrak og Statkraft peker på komplikasjoner med å endre siste tidspunkt for oppdatering av produksjonsplaner og "forventet ubalanse". De påpeker at oppdateringer etter budfristen for mFRR-bud vil gi noen avvik mellom budvolum og produksjonsplan. Statnett ser at dette kan virke noe kompliserende. Selv om vi mener det ville vært nyttig med denne informasjonen, men vil i det videre arbeidet vurdere å endre denne delen av forslaget slik at siste frist for produksjonsplan og "forventet ubalanse" følger budfristen for mFRR-bud som først vil være 45 minutter før hver time, så 45 minutter før kvarteret, så til slutt 25 minutter før hvert kvarter.

2.6 Kommentarer til retningslinjene til fos § 8b

Krav om ramping

Høringsinstansenes innspill

Lyse: "Statnett foreslår nye krav til gradvis endring av produksjon og forbruk. Forslaget medfører:

- Betydelig komplisering av aktørenes krav til kraftverksstyring
- Mindre kontroll på ubalanseposisjonen (regulerer vekk fra energiforpliktelsen i markedskvarteret). Vi er ikke enig i at dette ikke kan ha betydelig økonomisk konsekvens for aktørene
- Ingen av disse ulempene skal godtgjøres

Begrunnelsen for hvorfor dette forslaget er viktig kommer ikke fram, hverken hva kostnaden er i dag eller hvor stor verdien av å innføre disse for kraftprodusentene fordyrende krava.

Det er en komplisert prosess å prise og levere korrekte kapasitetsreserver til systemoperatøren for alle markedstidsenheter (kvarter). Aktørene må til enhver tid sikre tilstrekkelige reserve for opp- eller nedreguleringsvolum. Dersom en i tillegg skal legge til grunn at en må holde av rampingkapasitet de første fem og siste fem-minuttene av hvert kvarter, må produsentene ta langt høyere betalt for disse reservene. En må da i praksis ta høyde for at en forpliktelse i et kvarter også må kunne stilles til disposisjon i kvarteret før og etter. Det igjen umuliggjør å levere motsatte forpliktelser i nabokvarter. Dette vil totalt sett gi en betydelig større kostnad for å levere kapasitetsreserver.

De fleste vannkraftaggregat har forbudte kjøreområder og stor forskjell i virkningsgrad over deler lastområdet. Det blir svært fordyrende og i beste fall kun delvis mulig å levere innenfor forslaget til ramping.

Det er åpnet for unntak der kravene gir uforholdsmessige konsekvenser. Det vil være de største og normalt godt regulerbare kraftverk som i størst grad vil klare å tilfredsstille kravene. Det blir prinsipielt feil og gir feil investeringssignal til effekt og regulerbarhet at de som i størst grad yter nytte til systemet er de som tar størst del av regningen. Vi mener dermed også av denne grunn at å benytte markedsbaserte løsninger framfor ikke-kompenserte pålegg er det som gir høyest samfunnsøkonomisk utnyttelse av kraftsystemet."

Skagerrak: "Skagerrak forstår og støtter formålet med ramping i forbindelse med planendringer, for å skape mindre ubalanser i systemet og større grad av kontroll (som også allerede er vedtatt for mFRR EAM). Det er imidlertid en maskinell utfordring i flere av våre kraftverk å klare 10 minutter ramping fra oppstart og nedkjøring til stopp. Kraftverk som starter raskere eller

saktere enn det som skisseres i retningslinjen vil skape ubalanser som ikke kan unngås, noe som ved høye ubalansekostnader kan bli uforholdsmessig dyrt.

Det er også en risiko for at fristen for å gjennomføre de foreslåtte endringene kan bli for kort, når det allerede er flere viktige endringer som skal implementeres i den samme perioden. Systemene må utarbeides i samarbeid med våre leverandører. Ressursmessig kan det bli krevende å utarbeide systemer for å tilfredsstille de foreslåtte kravene om gradvis endring av produksjon ved endringer av effekt mellom markedstidsenheter innenfor de fristene som er skissert.

Skagerak støtter det som er skissert som unntaksbetingelser for tekniske, praktiske og økonomiske forhold. Det er bra at det er mulig med unntak dersom kostnadene for tilpasning blir for store eller dersom slitasjen på maskineriet blir omfattende."

Statkraft: "Systemansvarlig har foreslått å innføre et krav for både produksjon og forbruk om gradvis endring mellom tidsperiodene i markedet, samt tilhørende unntaksbestemmelser for både produksjon og forbruk.

Statkraft støtter systemansvarlig sitt ønske om å forsøke å adressere og håndtere årsakene til strukturelle ubalanser slik at disse unngås i driften. Videre mener vi det er viktig at systemansvarlig har lagt opp til ulike unntak, som vurderes av produsenten/forbrukeren selv, ettersom det vil kunne være grunner til at produksjonen/forbruket ikke har mulighet til å møte de nye kravene i retningslinjene.

Vi ser spesielt utfordringer på forbrukssiden. Grunnen til dette er at de ulike forbrukspunktene vil være svært ulike, og forbruket vil ofte være avhengig av andre prosesser som vil kunne hindre en gradvis endring. Det vil også potensielt innebære store kostnader for forbruksaktørene både i implementeringen og i selve aktiveringen. Vi foreslår ingen endringer i retningslinjene ettersom vi vurderer at systemansvarlig allerede har tatt høyde for dette i retningslinjene, men vi mener systemansvarlig bør være oppmerksom på at responsen fra denne gruppen vil kunne være begrenset."

Hafslund: "Systemansvarlig foreslår å innføre krav om gradvis endring i effekt fra en markedstidsenhet til den neste. Hensikten bak forslaget er at reduserte strukturelle ubalanser kan redusere behovet for reserver og gi lavere kostnader for systemdrift og økt driftssikkerhet.

Etter planen skal 15 minutter markedsoppløsning innføres gjennomgående i de fysiske markedene i løpet av første halvår 2025. Dette vil også bidra til å redusere strukturelle ubalanser. Hafslund mener det kan være en hensiktsmessig å gjøre seg erfaringer knyttet til dette før man innfører ytterligere tiltak.

Det kan også være vesentlige administrative kostnader knyttet til å møte kravet. I vårt tilfelle vil etterlevelse kreve en endring i datasystemene for produksjonsplanlegging. For å unngå unødvendige kostnader kan det være hensiktsmessig å gi unntak fra kravet for aktører etter en dialog om forpliktende plan for utvikling av systemer for produksjonsplanlegging."

SFE Produksjon: "Gradvis overgang mellom tidsperiodene i markedet ved endring av produksjonsplanen vil skape en handelsubalanse som påvirker flere perioder (kvarter). Dette vil føre til at produsenter i.) Produserer mer i ISP'er med lavere spotpris enn vannverdi samt produsere mindre i ISP'er med høyere spotpris enn vannverdi; ii.) Produsentene blir påført en handelsubalanse med risiko for ugunstige ubalansepriser; iii) Produsentene blir påført store kostnader knytt til ubalansegebyr. Vi mener at det er urimelig å pålegge en handelsubalanse på aktørene uten kompensasjon for dette, og er av den oppfatning at denne delen av Retningslinjene bør slettes."

Å Energi: "Iht foreslåtte endringer i fos §8a skal produksjonsplan leveres pr kvarter, samtidig foreslås terskel for oppløsning i produksjonsplan på aggregatnivå for anlegg senket fra 50MVA til 10MVA. For ÅEVK's del vil antall anlegg som skal rapporteres og følges opp på aggregatnivå mer enn fordobles (ca 150% økning), mens økning i installert ytelse blir beskjeden (ca 25% økning). I all hovedsak vil de nye anleggene som skal rapporteres på aggregatnivå være elvekraftverk. Mange av anleggene vil helt eller delvis måtte komme inn under ett eller flere unntak fra krav om gradvis endring av produksjon. For eksempel ved start eller stopp av aggregater ($P_{min} \Rightarrow 0$ og $0 \Rightarrow P_{min}$), ved omfordeling av last mellom aggregater i ett anlegg, ved lastendringer hvor en må passere kritiske driftsområder, for typiske elvekraftverk og for anlegg der manøvreringsreglement gir restriksjoner i vannføring eller vannstandsendringer osv.

Vi oppfatter at unntakene slik de er listet opp vil kunne gi rom for tilpasninger, men behovet for og variasjoner i tilpasninger til en slik løsning vil være stort, og arbeidet med å implementere og senere følge opp dette vil være krevende. I tillegg vil unntak for variabel kraftproduksjon bidra til at ulike produksjonsteknologier behandles ulikt, noe som i størst mulig grad bør unngås. I praksis vil det i stor grad være regulerbar vannkraftproduksjon og stort forbruk som må bære byrden av dette forslaget.

Fra desember 2024 legges det opp til at mFRR EAM startes opp. Dette sammen med overgang til 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet og 15 minutters balanseavregningsperiode bør bidra til å redusere strukturelle ubalanser. Vårt forslag til justering av krav om gradvis endring av produksjon vil bidra til ytterligere reduksjon. Vi foreslår at en avventer og høster erfaring fra disse endringene, før en vurderer om det er behov for ytterligere endringer i fos §8b.

Dersom systemansvarlig likevel velger å innføre dette kravet, foreslår vi at kravet avgrenses til å gjelde anlegg med fleksibel kraftproduksjon og installert ytelse større enn 50MVA, og at kravet skal gjelde når sprang i produksjonsplanen på anleggsnivå er $\geq 10MW$. For øvrig med samme unntak som i forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §8b. Dette bør begrense utfordringene med å implementere og å håndtere krav om gradvis endring av produksjon, men samtidig ivareta den aller største delen av nytten."

Systemansvarliges merknad

Statnett takker for høringsinnspill vedrørende disse endringene, og tar dem med i videre behandling av saken. Endringsforslaget fjernes fra retningslinjene i denne omgang, men vi planlegger fremdeles for å fastholde planlagt implementering av forslaget medio 2025. Forslaget vil bearbeides videre i samråd med aktørene og inkluderes i forslag til retningslinjer som sendes på høring i desember 2024.

Vi ønsker å kommentere noen av høringsinnspillene.

Lyse påpeker at det er komplisert og fordyrende med kapasitetsreservasjon for reserver dersom produksjonen skal rampes. Vi mener det er tvert imot. De nye kravene til aktivering av mFRR som er planlagt gjeldende fra 3. desember 2024 har et helt tilsvarende rampingkrav. Vi mener derfor dette nye rampingkravet passer godt sammen med både kapasitetsforpliktelser og aktivering av mFRR. Aktørene skal ikke måtte holde tilbake noe produksjon fra energimarkedene på grunn av dette, og dette er også noe av motivasjonen for forslaget. Vi tar likevel med oss innspillet og skal sørge for at vi utformer fornuftige regler også for kapasitetsmarkedsleveranser av aFRR og FCR.

Lyse mener vi ikke har begrunnet hvorfor forslaget er viktig. Systemansvarlig viser til høringsdokumentets kapittel 4 som utdypes noe i denne merknaden. Målet med endringen er at kraftmarkedet skal kunne fungere mest mulig fritt og med færrest mulig begrensninger og spesialløsninger. Vi mener endringen vil føre til mindre ubalanser generelt og mindre strukturelle ubalanser rundt periodeskift spesielt.

På grunn av de systematiske og svært raske endringene i norsk kraftproduksjon har vi spesielt store utfordringer med strukturelle ubalanser og må kompensere for dette med dyre og kompliserte løsninger. Siste eksempel på det er at vi har måttet innføre "Period shift" som tilleggsprodukt til mFRR. Vårt håp er at vi ved å innføre krav til ramping kan redusere problemet med strukturelle ubalanser så mye at "Period Shift" kan bli faset ned eller ut. Dette vil medføre betydelig redusert kompleksitet og sparte kostnader for kraftsystemet som helhet. Reduserte ubalanser vil også bety reduserte dimensjoneringskrav for systemansvarlig som kan gi store besparelser ved innkjøp av balansekapasitet.

Et annet mål med forslaget er å klargjøre hvordan systemansvarlig ønsker at kraftprodusenter og forbrukere skal opptre. Dagens retningslinjer er uklare, men kan tolkes til at umiddelbar endring ved kvarterskift er dagens "krav". Vi mener det er bra å tydeliggjøre hva som er best for systemet. Vår vurdering er at gradvis endring er mulig for mange leverendører, mens umiddelbar endring ikke er mulig for de fleste.

Lyse påpeker videre at mange vannkraftverk har forbudte områder, og at sakte ramping gjennom disse områdene kun blir delvis mulig å levere. Dette er vi enige i, og tillater avvik i disse tilfellene etter unntaket om "tekniske forhold ved anlegget".

Lyse mener videre at kravet treffer skjevt fordi kun de mest fleksible vil klare å følge dette. Det kan gi feil investeringsignal, og det er bedre å bruke markedsbaserte løsninger enn ikke-betalte pålegg. Vi er helt enige i at markedsbaserte løsninger som hovedregel er best når vi må sikre oss en tjeneste, men her er målet å organisere oss sånn at behovet for tjenesten faller bort, ved å si noe om hvordan det er best for kraftsystemet at aktørene agerer.

Lyse hevder også at kravet er "svært fordyrende" og har "betydelig økonomisk konsekvens". Dette har ikke vært vår intensjon og vi ser frem til videre dialog for å forstå dette. Gitt at påvirkning på ubalanseposisjonen justeres for, at reglene ikke hindrer eller begrenser øvrig markedsdeltagelse og at aggregatene allerede styres av AGC ved normal drift, har ikke vi forutsett at dette har så store økonomiske kostnader.

Skagerrak påpeker at ubalansekostnadene kan bli store for kraftverk som ikke klarer å følge endringsprofilen helt. Det gjelder allerede i dag hvor kraftverkene må regulere momentant på timeskift for å ikke få noe ubalanse. Et kraftverk som bruker 5 minutter på rampingen vil få like stor ubalanse i MW med de nye som de gamle reglene. Vår vurdering er at gradvis endring over 10 minutter er mulig, i motsetning til umiddelbar endring ved timeskift.

Skagerrak peker på at det er høyt endringstrykk, og at det kan være krevende å innføre endringene i tide. Hafslund ønsker å kunne få unntak fra kravet etter dialog om en forpliktende plan for utvikling. Dette er gode innspill vi kan diskutere videre.

Skagerrak, Statkraft og Å mener unntaksformuleringene i stor grad er dekkende, men advarer om at det vil kunne gi lite bidrag fra f.eks forbruk, og at det å forholde seg til forskjellige unntak i seg selv er komplisert. Vi ser frem til å diskutere disse unntakene videre i høst for å sikre at de er presise, forståelige og tilstrekkelige

Hafslund og Å peker på at vi bør avvente erfaringer fra 15 minutter oppløsning i markedene før vi innfører nye krav. Vi er enige i at 15 minutters tidsoppløsning også vil bidra til å redusere de strukturelle ubalansene, alt annet likt. Likevel er vi trygge på at det fremdeles vil være store strukturelle ubalanser. Vi innfører også ordningen med Period Shift sammen med innføring av automatisk balansering for å adressere problemet. Vi mener at å redusere behovet for Period Shift

også vil også være nyttig. Øvrige endringer i kraftsystemet med mer utveksling, mulighet for raskere ramping på utenlandskabler og mer sol og vind, bidrar ellers i motsatt retning.

Å påpeker at unntaket for variabel kraftproduksjon vil gjøre at det i stor grad er regulerbar vannkraft og stort forbruk som vil måtte følge de nye kravene. Det kan til en viss grad være riktig, men vi spesifiserer at også vind- og solkraft er dekket av disse kravene når de styres aktivt – for eksempel dersom de stopper kraftverket sitt ved negative priser.

Å energi foreslår at kravet kun skal gjelde for større enheter over 50MW for å redusere endringsbyrden. Det er et forslag vi kan diskutere videre.

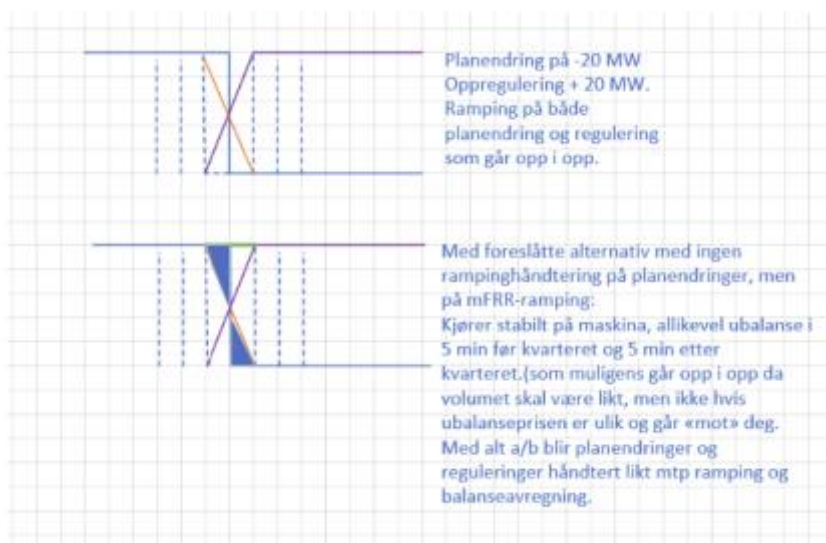
SFE argumenterer mot forslaget med at det skaper handelsubalanser; flytte produksjon til mindre lønnsomme timer og gi store kostnader med ubalansegebyr. Systemansvarlig tolker dette som et ønske om at det skal korrigeres for rampingen i ubalanseoppgjøret, og det er konsistent med øvrig tilbakemelding under neste avsnitt, og at det foreslåtte alternativ 'b' er mest hensiktsmessig. Dersom dette gjøres, mener vi at ulempene høringsinnspillet nevner faller bort.

2.6.1.1 Modell for ubalanseoppgjør

Høringsinstansenes innspill

Skagerrak Energi:

"Modell for ubalanseoppgjør I høringsdokumentets kapittel 4.1.1.2 er det skissert tre ulike modeller for håndtering av ubalanseoppgjør i forbindelse med ramping av planendringer. Statnett foreslår en modell der ubalanseposisjonen aktørene har i forbindelse med ramping ikke korrigeres for. Ifølge antakelsene til Statnett vil dette bidra til en ekstra kostnad i noen tilfeller og en ekstra gevinst i andre, slik at dette over tid mer eller mindre vil gå i null. Skagerak er uenig i forslaget om å ikke korrigere ubalanseposisjonen til aktørene forbundet med ramping av planendringer. Skagerak mener modell b) er foretrukket modell. I denne modellen blir produsentene avregnet for faktisk leveranse slik Statnett forventer at produsentene skal levere produksjonen. Figur 1 viser et eksempel der en produsent leverer jevnt etter plan, der planendringen er 20 MW ned, mens det samtidig er aktivert oppregulering på 20 MW i mFRR EAM. I en slik situasjon vil produsenten levere som forventet av Statnett, men likevel bli avregnet for en ubalanse i 5 min før og etter kvarteret for planendringen. Produsenten vil imidlertid bli avregnet etter forventet ramping for regulerkraftvolumet i samme periode. Volumet vil i sum gå i null, men i modell a) vil ubalanseprisen kunne være ulik og kan dermed bidra til en uforholdsmessig ulempe, gitt presis leveranse.



Figur 1 viser hvordan foreslått alternativ for ubalanseoppgjør i forbindelse med ramping vil slå ut. Videre vil modell b) tilsvare avregningsmodellen for mFRR EAM. Like modeller for avregning på tvers av markeder vil bidra til bedre forståelse for hvordan ubalansekostnadene beregnes, og til en enklere håndtering av dette for produsentene."

Statkraft: "Når det gjelder ubalansemodellen, støtter Statkraft modell b ettersom dette vil gi samsvar med modellen for ubalansejusteringen for mFRR".

Å Energi: "Vi mener også at det må legges opp til at den ubalanseposisjonen som kravet til gradvis endring av produksjon/forbruk medfører, må kompenseres."

Lyse: "Statnett har spurt om kommentar til ulike forslag til kompensering av ubalansene som følge av rampingkravet. Vi mener at alternativ a i seg selv er så kompliserende og fordyrende for aktørene og dermed samfunnet at det bør frafalles."

Systemansvarliges merknad

Statkraft, Å Energi og Skagerrak mener det gir urimelige konsekvenser dersom ubalanseposisjonen ikke korrigeres og støtter modell 'b' for ubalansekorreksjon. Lyse og SFE har også pekt på en del ulemper for aktørene dersom ubalansposisjonen ikke korrigeres, og vi velger å tolke dette som at alternativ 'b' er bedre enn hovedalternativet. Dette er i sum en tydelig tilbakemelding som vi tar med oss i videre arbeid.

Lyse mener forslaget er fordyrende for aktørene og samfunnet. Vi erkjenner at forslaget medfører noen endringer for aktørene, men de positive effektene vi får av dette i resten av kraftsystemet mener vi veier opp for dette og at et kraftmarked med lavere krav til reserver, færre spesialløsninger og mindre restriksjoner. Dette mener vi i sum er mer effektivt.

Krav om å tilby periodeskift

Høringsinstansenes innspill

SFE Produksjon: "Det bør være et generelt unntak til krav om å tilby periodeskift dersom en aktør har stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift. Dette sammen med et generelt unntak for stasjoner uten reguleringsevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin. Disse to punktene bør ikke stå under unntaksbestemmelser som Systemansvarlig KAN gi unntak fra å tilby periodeskift for. At systemansvarlig kan gi unntak vil implisitt indikere at dette er noe aktøren må søke om."

Systemansvarliges merknad

Unntaksreglene for periodeskift er ikke på høring i denne høringsrunden, men systemansvarlig ser at det kan være behov for å tydeliggjøre retningslinjene. Systemansvarlig krever bare søknad dersom det skal gis generelt unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konsesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. Det kreves ikke søknad for midlertidige unntak for stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift eller for stasjoner hvor produksjonsendring skyldes nedkjøring eller oppkjøring ved utilgjengelighet som følge av vedlikehold eller andre tekniske forhold. Praksis hos systemansvarlig vil dermed være på linje med det SFE Produksjon etterspør.

Vi gjør en mindre justering i ordlyd for å tydeliggjøre dette, for å unngå misforståelser i fremtiden. Den ene av de fire unntakskategoriene som krever søknad er flyttet nederst i opplistingen.

Utvelgelse av aktører for produksjonstilpasning

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: "Systemansvarlig har foreslått endringer i retningslinjene for utvelgelse av aktører for

produksjonstilpasning. Systemansvarlig skriver i sin vurdering at:

«Ved behov for å produksjonstilpasse søker systemansvarlig å begrense behovet for at ikke-regulerbar produksjon må omfattes.»

Og skriver videre i selve retningslinjen at:

«Ikke-regulerbar produksjon vil bli omfattet dersom det ikke er mulig å håndtere nettbegrensningen uten at ikke-regulerbar benyttes, og av hensyn til spenningsforhold og stabilitet.»

Statkraft mener systemansvarlig bør vurdere produksjonstilpasningen basert på kostnader og ikke basert på typen produksjon. For eksempel vil et vannkraftverk med magasin kunne få egenskapene til ikke-regulerbar produksjon ved høy magasinfylling. Vannverdien kan i slike tilfeller kunne komme under marginalkostnaden til vindkraft, og det vil i disse tilfellene være mer effektivt å fordele kvotene annerledes. Statkraft mener dette bør tas høyde for i retningslinjene. Dette kan gjøres ved å spesifisere at produksjonstilpasningen skal fordeles med mål om å gjennomføres til lavest mulig kostnad, herunder gjøre en vurdering av kostnadene for de ulike aktuelle produksjonsanleggene."

SFE Produksjon: "Produksjonstilpasning er en alvorlig inngripen i den enkelte produsents disposisjonsrett av egen anleggsmasse, med potensielt store økonomiske konsekvenser, uten at aktøren gis innsynsrett eller klageadgang, og er derfor et virkemiddel som må benyttes med stor omhu.

Vi mener Systemansvarlig i sin praksis opptrer for kategorisk i sin vurdering av hva som er regulerbar og ikke regulerbar produksjon. Ved langvarige produksjonsbegrensninger vil gjerne magasinene i regulerbare produksjonsanlegg også fylle opp slik at enhver begrensning vil medføre et vanntap (dvs. både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk tap). I slike tilfeller vil regulerbar produksjon bli straffet kontra uregulerbar produksjon som får produsere fritt.

Ofte er årsaken til produksjonstilpasninger nettbegrensninger forårsaket av vedlikehold i nettet eller nettutvikling. Vi finner det uheldig at tilfeldig berørte produsenter blir påført store kostnader som helt klart er en kostnad som tilhører det enkelte nettprosjektet. Det er også uheldig at det enkelte nettprosjektet ikke ser den reelle kostnaden ved de begrensninger i nettet prosjektet medfører. Vi mener det derfor bør etableres en kompensasjonsordning til produsenter som blir berørt av produksjonstilpasning slik at dette virkemiddelet ikke blir misbrukt av netteier for å holde prosjektkostnadene nede."

Lyse: "Det blir her skilt mellom regulerbar og uregulerbar produksjon, der i hovedsak kun regulerbar produksjon skal omfattes ved produksjonstilpassing.

Igjen blir dette feil allokering av kostnadene ved systemdriften. Regulerbar produksjon kan få store kostnader ved å måtte flytte produksjon til andre tidspunkt. Disse kostnadene ser ikke systemoperatøren. Planleggingen av produksjonstilpassingene må hensynta de totale kostnadene for alle som er berørt. Det bør være teknologinøytral tilnærming til dette, der de billigste ressursene reguleres først.

Det er positivt at retningslinjene beskriver «...under og før periode for produksjonstilpassingjevnlign kontakt med berørte balanseansvarlige aktører». Vår erfaring er at dette i liten grad skjer i praksis. Det bør presiseres i retningslinjene hvordan denne kontakten skal skje, og hvem som er ansvarlig.

Statnett må etablere en heldigital løsning for automatisk meddelelse og endring av produksjonstilpassinger så snart som mulig."

Systemansvarliges merknad

Høringsinnspillene fra Statkraft, SFE Produksjon og Lyse peker på at det er en uheldig avgrensning av hva som defineres som ikke-regulerbar produksjon. Høringspartene mener det er kostnadene for aktørene som må legges til grunn ved bruk av produksjonstilpasning uavhengig av type produksjon.

Avgrensningen mellom regulerbar og ikke-regulerbar produksjon innebærer ingen endring av retningslinjene. Endringen er en presisering av at også ikke-regulerbar produksjon kan bli omfattet av produksjonstilpasning i gitte tilfeller.

Systemansvarlig er enig i at vannkraftanlegg med fulle magasin og påfølgende vanntap bør tas hensyn til ved fordeling av kvoter. I de tilfellene systemansvarlig får informasjon om fulle magasin og vanntap, er allerede dagens praksis å vurdere muligheten for omfordeling av kvoter mellom aktørene i området så langt det lar seg gjøre. Systemansvarlig vil vurdere behov for å ytterligere presisere retningslinjene på dette punktet ved senere revisjoner.

For å sikre likebehandling og nøytralitet legger systemansvarlig til grunn en pro rata fordeling av tildelte kvoter for regulerbar produksjon. Ved langvarige produksjonstilpasninger vurderer systemansvarlig behovet for løpende kontakt med berørte produsenter for å sikre at en pro rata-fordeling ikke gir utilsiktede og lite rasjonelle virkninger for enkeltaktører. Systemansvarlig vil i slike tilfeller, basert på oppdatert informasjon, dermed kunne endre kvotefordelingen i løpet av produksjonstilpasningsperioden.

For øvrig har ED (tidl. OED) i brev til Energi Norge datert 16.5.2017 vedrørende systemansvarliges praksis for bruk av produksjonstilpasning ved langvarige driftsstanser, skrevet følgende:

"Departementet ser at en generell pro-rata fordeling til alle kraftverk (regulerbare og ikke-regulerbare) er en mulighet ved produksjonstilpasning, men mener at dette ville være uheldig med tanke på at aktørene har ulike muligheter for å unngå vanntap. En slik fordeling av produksjonskvoter vil kunne gi større vanntap enn løsningen Statnett benyttet. De uregulerbare kraftverkene vil måtte slippe vann forbi som et resultat av begrensningen. Verk med reguleringsmagasin har en teoretisk mulighet til å utnytte nettopp magasinkapasiteten til å justere produksjonen, og har mulighet til å holde tilbake vann i magasinene, gitt at disse ikke er fulle.

Departementet er enig i at en pro-rata fordeling til aktører som disponerer magasinkraftverk, er en hensiktsmessig løsning som legger til rette for å redusere vanntapet."

Videre skriver departementet:

"Departementet ser derfor positivt på at Statnett i 2015 brukte NVEs liste over magasinkraftverk og elvekraftverk i det berørte området som utgangspunkt for å definere regulerbar produksjon."

SFE Produksjon viser til at produksjonstilpasning er en alvorlig inngripen i den enkelte produsents disposisjoner, og at netteier som utløser behovet ikke ser kostnadene ved dette. SFE Produksjon mener derfor det bør etableres en kompensasjonsordning til produsenter som blir berørt av produksjonstilpasning. Dette vurderer vi at er et forhold som krever endring i forskriftsbestemmelsen, og har ikke vært gjenstand for vurdering i forbindelse med endringen av retningslinjene.

Lyse etterlyser i retningslinjene en bedre presisering av hvordan kontakten med balanseansvarlig skal skje i forkant av og under perioden for produksjonstilpasning. Dagens praksis er at varsel og vedtak kommuniseres via e-post til balanseansvarlig. I de tilfellene der varsel og vedtak omfatter småkraft vil dette som hovedregel bli sendt til relevant nettselskap som blir bedt om å videreformidle direkte til de aktuelle produsentene. Ved informasjon om endrede forutsetninger under produksjonstilpasningen, vil kontakten ofte være direkte mot den enkelte produsent. Vi vil vurdere om denne praksisen bør komme

tydeligere frem i selve varsel og vedtak om produksjonstilpasning og tas inn ved senere oppdatering av retningslinjene.

Systemansvarlig støtter Lyses innspill om at det må etableres en heldigital løsning for meddelelse og endring av produksjonstilpasninger. Det er allerede innført en bedre digital løsning for utarbeidelse og utsendelse av vedtak, men det gjenstår en motsvarende digital løsning i Fosweb for aktørene. Dette ligger i produktkøen for videreutvikling av Fosweb, og systemansvarlig håper å kunne prioritere dette så snart som mulig.

Produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: "Systemansvarlig har foreslått å presisere at dersom et område blir spenningsløst som følge av en driftsforstyrrelse, skal det ikke gjøres aktiveringer i marked for regulerkraft eller bli fattet vedtak om produksjonstilpasning.

Statkraft mener dette er en uheldig endring. Vi mener det ved slike driftsforstyrrelser bør bli gjort aktiveringer i markedet for regulerkraft frem til neste prissetting i døgnmarkedet trer i kraft. Dette gjelder slike hendelser generelt og ikke kun i tilfeller innblandet produksjonstilpasning.

Produsenter skal i utgangspunktet ha incentiver til å justere posisjonen når man er forhindret til å kjøre i henhold til planen. Dette krever dog tilstrekkelig likviditet i intradagmarkedet, og det er ikke gitt at denne muligheten finnes når slike feil oppstår. Det er mange faktorer som påvirker denne muligheten som ligger utenfor produsentens kontroll.

Samtidig vil produsenten uansett få en ubalanse i inneværende tidsenhet og potensielt en ubalanse i påfølgende tidsenhet. Dette vil kunne innebære store kostnader ved stor produksjon og/eller høy ubalansepris. Produsentene bærer derfor en potensiell stor økonomisk risiko knyttet til forhold som er utenfor produsentens kontroll.

Det er også et prinsipielt spørsmål om hvorfor en feil som kun delvis begrenser produksjonen skal behandles annerledes enn feil hvor hele produksjonen begrenses. Situasjonen er i utgangspunktet lik ettersom produsenten har de samme insentivene, men graden av begrensing er ulik."

SFE Produksjon: "Vi kan ikke se at dette punktet hører hjemme under denne paragrafen, men at en slik situasjon hører hjemme under fos §12-5. Vi viser ellers til høring 19/01229-85 og stiller oss bak kommentar fra Statkraft til §12-5."

Systemansvarliges merknad

Statkraft mener at det er en uheldig endring at det ved driftsforstyrrelser ikke blir gjennomført aktiveringer i marked for regulerkraft frem til neste prissetting i døgnmarkedet.

Systemansvarlig har innført denne endringen i praksis som følge av anmerkning fra regulator. Ved driftsforstyrrelser som gir null kapasitet ut av et område uten tilknyttet forbruk, er det ingen kvote tilgjengelig for fordeling mellom berørte produsenter. I slike tilfeller vil produksjonsheter selv måtte håndtere den ubalanse som oppstår. Dersom det er en restkapasitet til fordeling, eller når det oppstår separatområder, vil systemansvarlig benytte produksjonstilpasning i henhold til gjeldende retningslinjer.

SFE Produksjon mener at dette punktet hører hjemme under retningslinjene til § 12 femte ledd. Systemansvarlig er enig i at retningslinjene for gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser også kunne ha blitt plassert under retningslinjene til § 12. Vi mener allikevel at

forhold som beskriver grunnlag for bruk av produksjonstilpasning mest naturlig hører hjemme under retningslinjene til § 8b.

Videreformidling av vedtak om produksjonstilpasning

Høringsinstansenes innspill

SFE Produksjon: "SFE Produksjon er en aktør med rolle Balanseansvarlig (BSP) for en rekke eksterne småkraftverk. Vi støtter og mener at det er mest hensiktsmessig at det er nettselskap som er ansvarlige og skal videreformidle vedtak fra Statnett om produksjonstilpasning til de aktuelle småkraftprodusentene som vert berørt av vedtaket. Dette bør framgå tydelig slik at det ikke er tvil om det er balanseansvarlig (BRP), balansetilbyder (BSP) eller nettselskap som er ansvarlig for at berørte småkraftverk blir varslet. Balanseansvarlig har i utgangspunktet ikke noe lovhjemmel til å begrense produksjonen til småkraftverk man er balanseansvarlig for, og hvis den balanseansvarlige heller ikke har egne kraftverk i området risikerer man overlast."

Systemansvarliges merknad

I tråd med forslaget i høringsutkastet vil systemansvarlig ved behov sende vedtak om produksjonstilpasning til nettselskap og be om at vedtaket videreformidles til aktuelle produsenter i sitt område. I slike tilfeller er det viktig at nettselskapet så snart som mulig videresender vedtaket. Systemansvarlig vil fremover se på hvordan dette kan tydeliggjøres i vedtakene. Systemansvarlig understreker imidlertid at kravet om at balanseansvarlig må planlegge seg i balanse også vil være gjeldende i slike tilfeller.

Fordeling av produksjonsbegrensninger ved produksjonstilpasning

Høringsinstansenes innspill

SFE Produksjon: "Produksjonsbegrensningene legges på hver balanseansvarliges portefølje, slik at disse kan fordele begrensningene mellom ulike konsesjonærer og produksjonsenheter. For å sikre en likebehandling av de forskjellige produsentene bør Systemansvarlig sitt vedtak komme per konsesjonær og ikke per balanseansvarlig – men med muligheter for konsesjonærer under samme balanseansvarlig å omfordele «kvoter»."

Systemansvarliges merknad

Det vil i tråd med gjeldende retningslinjer normalt være balanseansvarlig som vil motta vedtak om produksjonstilpasning. Systemansvarlig har ikke foreslått endringer i retningslinjene når det gjelder ovennevnte.

Vedtak om produksjonstilpasning under to uker før driftsstans

Høringsinstansenes innspill

Lyse: "Det bør opplyses om konsekvensen dersom det blir sendt vedtak om produksjonstilpasning senere enn to uker før gjennomføring av driftsstansen. Vi mener at det i slike tilfeller bør gis kompensasjon for de konsekvenser produksjonstilpassingen medfører for berørte regulanter. Dette blir da på lik linje med gjeldende retningslinje Fos par. 17 sjette ledd, der det presiseres at ved «omprioritering (endring eller avlysning) av driftsstanser er det den som initierer endringen som skal betale kostnadene for de berørte konsesjonærer eller systemansvarlig». Vi ser ingen grunn til at ikke det samme skal gjelde ved nye planlagte driftsstanser på kort varsel, dvs. senere enn to uker før gjennomføringen."

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig vurderer at betaling ved produksjonstilpasninger er et forhold som krever endring i forskriftsbestemmelsen, og har derfor ikke vært gjenstand for vurdering i forbindelse med endringen av retningslinjene.

2.7 Kommentarer til retningslinjene til fos § 9

Finansielle ordninger for å sikre tilstrekkelig med reserver

Høringsinstansenes innspill

Systemansvarlig har mottatt fire innspill angående finansiell ordning for å skaffe tilstrekkelig med reserver. Innspillene er positive til en innføring av finansielle virkemidler, med noen kommentarer til utforming og informasjon angående ordningene.

I innspill fra Skagerrak Energi pekes det på at den foreslåtte rammen på 75 millioner per år frem til 2028 bør vurderes løpende utenfor retningslinjene, avhengig av behov. Statkraft viser i sitt innspill til at det er gitt relativt få detaljer om de spesifikke ordningene og at det derfor er vanskelig å vurdere effektiviteten av en slik ordning. Statkraft og Lyse produksjon viser til at det er viktig at bransjen involveres i arbeidet med løsningen. Lyse produksjon peker også på at informasjon burde publiseres tidlig på bakgrunn av lang ledetid i bransjen. Å Energi viser til at en finansiell ordning er et viktig insentiv for aktørene, men at det er viktig at slike ordninger er tidsavgrensede for å ikke skape usikkerhet for leverandørene om at velfungerende markeder er systemansvarlig sin viktigste mekanisme for å sikre reserver.

Systemansvarliges merknad

Basert på tilbakemeldingene ser Systemansvarlig ikke behov for å gjøre endringer i den foreslåtte retningslinjen.

Systemansvarlig viser til høringsinnspill om at det er gitt lite informasjon om de spesifikke finansielle ordningene. Systemansvarlig har startet arbeidet med utforming av de finansielle ordningene og vil ta tilbakemeldingene om at bransjen ønsker informasjon og inkludering til etterretning. Systemansvarlig vil komme tilbake med mer informasjon til leverandører på et senere tidspunkt, og er positive til å involvere bransjen i utformingen av ordningene. Systemansvarlig arbeider på nåværende tidspunkt med en finansiell ordning for prekvalifisering av reguleringsobjekter for deltagelse i FCR-markedet.

I innspill fra Skagerak Energi vises det til at rammen på 75 millioner per år frem til 2028 bør vurderes løpende utenfor retningslinjene. Systemansvarlig er enig i at det bør gjøres en løpende vurdering og viser til at dette er estimerte kostnader som kan endres avhengig av flere faktorer. Systemansvarlig vurderer at 75 millioner er et beløp som vi anser som tilstrekkelig på nåværende tidspunkt og at det derfor ikke er behov for å gjøre ytterligere justeringer av dette beløpet på nåværende tidspunkt.

Markeder for mFRR og mFRR-D

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: Systemansvarlig har i denne høringen ytterligere beskrevet hvordan samspillet mellom mFRR og mFRR-D, både kapasitets- og energiaktiveringsmarkedet, skal fungere. Samtidig skriver de følgende i høringen:

«På nåværende tidspunkt er det stor usikkerhet knyttet til hvordan volum vil fordele seg mellom kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D. ... Vi tror det er krevende for leverandørene å bestemme hvilket marked de vil tilby tjenester til før vi ser hvordan mFRR-markedet brukes etter oppstart av automatisert balansering med mFRR planlagt fra desember 2024.»

Statkraft stiller seg bak denne beskrivelsen og mener det fortsatt er uklart hvordan samspillet mellom de ulike markedene vil fungere i praksis. For ytterligere begrunnelse viser vi til vårt høringssvar av 13. april 2024 om endrede vilkår for BSP og BRP i henhold til EB GL artikkel 18.1 med referanse 2024/529.

Systemansvarliges merknad

Statkraft har i sitt høringsinnspill påpekt at de fortsatt opplever usikkerhet knyttet til hvordan nytt marked for mFRR og mFRR-D vil fungere sammen når disse settes i drift i desember 2024. Statkraft viser til [sitt høringsinnspill](#) på markedsvilkårene som ble hørt fra 1. mars til 14. april 2024.

Vi viser til [vår oppsummering](#) av høring av markedsvilkårene som ble sendt til RME 31. mai 2024 hvor vi gir en beskrivelse av spillet mellom markedene. Denne oppsummeringen er i tråd med forslaget til retningslinjer for fos §§ 9 og 11 hvor vi har beskrevet hvordan vi vil gjøre oppkjøp i markedene for mFRR og mFRR-D. Men som høringsinstansen påpeker, anerkjenner vi at det fortsatt er usikkerhet knyttet til hvordan volum vil fordele seg mellom markedene. Dette har vi i dag ikke noen analyser for å kunne estimere fordi det er for mange endringer i systemdriften som vil påvirke drift og leverandørenes budgivning.

Som følge av endringsanmodningen på markedsvilkårene for mFRR og aFRR som er utarbeidet etter EBGL¹ artikkel 18, kommer Statnett til å sende nytt forslag til vilkår til godkjenning senest 12. september 2024. Et av punktene i endringsanmodningen berører retningslinjene til fos § 9 2. ledd som var på høring i bransjen fra 1. mai til 31. juli. RME krever at mFRR-D-kapasitet skal anskaffes for én måned av gangen, og ikke én til tre måneder slik vi har foreslått. Vi har derfor gjort en endring i retningslinjene for å reflektere at mFRR-D-kapasitet skal kjøpes for en periode på én måned.

Vilkår for FCR

Systemansvarlig har fått tre høringsinnspill til vilkårene for FCR-markedet fra Å Energi og Sympower. Innspillene referer ikke på endringene i FCR-vilkårene som var på høring. Forslaget til vilkår sendes derfor til godkjenning uten endringer.

Systemansvarlig ønsker likevel å svare ut innspillene for å gi leverandørene tilbakemelding og at svarene kan også være forklarende for andre leverandører i bransjen.

Høringsinstansenes innspill

Å Energi: "I mai 2020 har Statnett kommunisert at ved innføring av ny FCR-spesifikasjon planlegges praksisen med grunnleveranse å opphøre. Dvs. at all FCR anskaffes gjennom markeder. En naturlig følge av å ikke få tilslag i markedene er at frekvensresponsen deaktiveres helt. Det mangler kommunikasjon av borfall av kravet om grunnleveranse. Å Energi opplever usikkerhet blant aktører og turbinregulator-leverandørene hvilket krav som gjelder. Statnett bør snarest mulig avklare for alle om tilleggskravet om grunnleveranse bortfaller, når et aggregat oppfyller de nye nordiske kravene for FCR samt de særnorske kravene om leveranse av FCR-I. Når Statnett fortsatt opprettholder grunnleveranse for alle anlegg, så svekkes markedsløsningen og dermed også overgangen til de nye nordiske kravene."

Systemansvarliges merknad

Det er viktig å tydeliggjøre så mye som mulig hva som er forventet utvikling til krav til grunnleveransen og hvordan overgangen til de nye nordiske FCR-kravene skal gjennomføres. Systemansvarlig arbeider med dette, og vurderer om er nødvendig med justeringer i "Norsk støttedokument for FCR kravene" og i det årlige vedtaket om levering og betaling av systemtjenester i henhold til fos § 9 1. ledd. Dette vil også være tema på Forum for systemtjenester hvor målet er å bidra med tydeliggjøring.

Høringsinstansenes innspill

Sympower: "I FCR vilkår versjon gjeldende fra 1.1.2024 fjernet Statnett muligheten for å delta indirekte i FCR markeder. Det er ikke mulig for BSPer å delta i FCR markeder, man må være BRP/balanseansvarlig for å delta i FCR markeder. Dette er ulik som andre nordiske TSOer gjør. Dette

¹ Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.

fremgangsmåte fører til mindre konkurranse i FCR markeder siden det er ikke mulig for BSPer å delta. Også fører det til ikke gunstig og effektiv bruk av reserver som ønskes å tilby i FCR og FRR markeder gjennom ett aktør. Sympower ønsker å forstå hva er grunnen til denne fremgangsmåten og ønsker å vite når BSP kan delta i FCR markeder."

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig ser fordelene ved at BSPer kan delta i FCR-markedet. Vi viser til svaret og begrunnelse ble gitt i høringen av vilkårene for FCR-markedet i juni 2023. Vi tar Sympowers innspill med i videre arbeid om utformingen av FCR-markedet.

Høringsinstansenes innspill

Sympower "I høringsinnspill fra Sympower vises det til at det stilles krav om at FCR providing entities må prekvalifiseres i henhold til de nordiske tekniske kravene til FCR. Det vises til at en FCR providing entity skal ha en respons i henhold til kravene, men at et enkelt reguleringsobjekt ikke nødvendigvis må ha en tilsvarende respons. Det vises til at systemansvarlig bruker begrepene FCR enhet og FCR gruppe som består av reguleringsobjekter i det norske støttedokumentet for FCR kravene. Videre vises det til at systemansvarlig kun bruker reguleringsobjekter i vilkårene for FCR markedet. Her vises det til at det er reguleringsobjekter som må prekvalifiseres og dermed ha en respons i henhold til kravene. Sympower foreslår derfor å endre begrepsbruken fra "reguleringsobjekt" til "FCR providing entities" for beskrivelse av FCR enheter og FCR grupper".

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig har forståelse for utfordringer med terminologien. Systemansvarlig tar innspillene til etterretning og skal jobbe videre med problemstilling ved senere revisjon av vilkårene.

2.8 Kommentarer til retningslinjene til fos § 11

Høringsinstansenes innspill

Lyse: "I avsnitt 6.1.4 beskrives bl.a. utvelgelse av mFRR-aktiveringsbud fra mFRR-«ordinært» og mFRR-B-markedet, samt kriterier for å avvike fra prisrekkefølgen (systemreguleringer). I mFRR-«ordinært» blir høyeste bud prissettende for kvarteret. System- og mFRR-B-aktiveringer prises til «pay-as-bid». For å ha et velfungerende og transparent marked er det nødvendig at både priser og volum i begge marked og for systemreguleringer blir publisert.

Bruk av mFRR-bud for å sikre reaktiv effekt

Det er positivt at beskrivelsen av dette er tatt inn i retningslinjene."

Systemansvarliges merknad

Statnett viser til [vilkår for mFRR- og mFRR-D-markedet](#) som ble sendt til godkjenning 31. mai 2024. I foreslåtte vilkår er det beskrevet at priser i aktiveringsmarkedene skal publiseres. For mFRR skal Statnett informere den enkelte budgiver om auksjonsresultat, og samlet resultat skal publiseres innen kl. 09:00 CET. For mFRR-D aktiveringsmarked skal den enkelte budgiver informeres om aksepterte bud, mens aggregert informasjon om aksepterte bud skal publiseres.

2.9 Kommentarer til retningslinjene til fos § 12

Høringsinstansenes innspill

Å Energi: "«Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd medfører ikke en rekvisisjon av regulerbar ytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Regulerytelse som medfører høye kostnader eller skadeflom, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerytelse", og skal derfor meldes inn som bud i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D eller forenklet løsning ved vedtak etter § 12 fjerde ledd.»

Normalt inneholder manøvreringsreglementene følgende bestemmelse: «Ved manøvreringen skal det has for øyet at vassdragets naturlige flomvannføring nedenfor magasinene og overføringsstedene (så vidt mulig) ikke skal forøkes» og formålet med denne bestemmelsen er at vassdragsreguleringen ikke skal føre til økte flomskader. Videre legger NVE med hjemmel i vannressursloven §5 til grunn at regulantene manøvrerer aktivt innenfor manøvreringsreglementet for å begrense flomskader. Regulerytelse som vil øke flomskader eller medfører skadeflom kan dermed være utenfor manøvreringsreglementet, og må dermed vurderes nøye i hvert enkelt tilfelle.

Vi foreslår at «skadeflom» fjernes fra teksten slik at denne endres til: «Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd medfører ikke en rekvisisjon av regulerbar ytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Regulerytelse som medfører høye kostnader, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerytelse", og skal derfor meldes inn som bud i aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D eller forenklet løsning ved vedtak etter § 12 fjerde ledd.»"

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig tar høringsinnspillet til følge og gjør foreslåtte endring i retningslinjene til fos § 12 4. ledd.

Systemkritiske vedtak etter fos § 12 4. ledd medfører ikke rekvisisjon av regulerytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Vi er enige med høringsinstansen i at regulering som medfører skadeflom stort sett vil være et brudd dette regelverket.

I situasjoner hvor vi fatter systemkritiske vedtak etter fos § 12 4. ledd har vi noe tid til dialog med aktørene og vil kunne avklare om våre vedtak medfører brudd på manøvreringsreglementet. Vi er avhengige av at aktørene melder fra om slike forhold til oss. Dersom det er helt nødvendig for kraftsystemet å foreta en regulering som bryter med manøvreringsreglementet, vil systemansvarlig fatte vedtak etter fos § 12 5. ledd.

2.10 Kommentarer til retningslinjene til fos § 17

Høringsinstansenes innspill

Statkraft: "Statkraft støtter de presiseringene som er kommet fra systemansvarlig angående ut- og innkoblingstidspunkt.

Vi har to innspill til en justering av dagens praktisering som ikke er på høring. Endringen innebærer tilgjengeliggjøring av informasjon som vi tror vil kunne lette arbeidet både til systemansvarlig og konsesjonær. Vi har følgende innspill:

- Vi mener det bør legges til en oversikt i FosWeb over linjeeiere/grensesnitt som beskriver selskapsnavn, roller og kontaktinformasjon. Vi tror dette vil kunne gi en bedre samhandling mellom aktørene, for eksempel i forbindelse med ut- og innkobling.
- Vi opplever dagens kommunikasjon knyttet til produksjonstilpasninger som uoversiktlig ettersom den foregår på e-post. For å bedre dette mener vi det bør komme en oversikt over produksjonstilpasninger i FosWeb. Oversikten bør vise periode og grad av produksjonstilpasning samt årsaken for produksjonstilpasningen. I tillegg bør oversikten inneholde selskapsnavn og FosWeb-nummer.
- Statkraft har bidratt til forbedringsarbeid sammen med systemansvarlig rundt utvikling av FosWeb for bedre dokumentasjon av kommunikasjon mellom konsesjonærer. Dette forbedringsforslaget vil etter Statkraft syn løse mange av dagens utfordringer både for produsenter, netteiere og systemansvarlig knyttet til sikringer (MSI) og produksjonstilpasninger. Statkraft håper resultatene av dette arbeidet kan prioriteres."

Systemansvarliges merknad

Systemansvarlig støtter i all hovedsak innspillene fra Statkraft om forbedringer Fosweb. En del av dette ligger allerede i produktkøen, og innspillene blir tatt med i videre vurdering av utviklingsbehov.

2.11 Kommentarer til retningslinjene til fos § 22

Høringsinstansenes innspill

Elinett: "I eksisterende tekst, som omhandler pålegg fra RME om etteranalyse, er det oppgitt at resultatet av etteranalysen vil bli formidlet til RME og de involverte konsesjonærer. Det foreslåtte tillegget omhandler tilfeller av hendelser hvor det alltid skal foretas etteranalyse. Her er det, i motsetning til i eksisterende tekst, ikke nevnt noe om informasjon til involverte konsesjonærer. Vi mener at resultatene av en etteranalyse bør gjøres tilgjengelig for eventuelle berørte konsesjonærer i begge tilfeller, og at dette bør tydeliggjøres bedre, f.eks. ved setning i forlengelse av grønn tekst: «Kopi av etteranalyse og andre relevante opplysninger, sendes til eventuelle involverte konsesjonærer»."

Systemansvarliges merknad

Forslaget til tekst fra Elinett tydeliggjør at informasjon til involverte konsesjonærer gjelder alle hendelser som faller under femtende ledd, og vi inkluderer dette i retningslinjene til § 22.

3 Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b, 9, 11, 12, 17 og 22

3.1 Retningslinjer for fos § 5

Første ledd

Systemansvarlig håndterer alle flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet. Dette innebærer at systemansvarlig overvåker og håndterer alle snitt og enkeltkomponenter som har driftsmessige overføringsgrenser ~~med vedtak~~ etter fos § 7 annet ledd. I tillegg håndterer systemansvarlig øvrige flaskehalsen på enkeltkomponenter eller snitt i regional- og transmisjonsnettet der systemansvarlig blir anmodet om dette av konsesjonær som normalt står for overvåkingen av egne anlegg.

~~Systemansvarlig håndterer ikke flaskehalsen i distribusjonsnettet.~~

Systemansvarlig håndterer flaskehalsen på transformatorer mellom distribusjonsnett og regional-/ transmisjonsnett forutsatt at det finnes tilgjengelige ~~regulerkraftbud~~ mFRR-bud i distribusjonsnettet som kan avlaste flaskehalsen, og systemansvarlig er varslet om flaskehalsen på forhånd. ~~Dersom det ikke er tilgjengelige mFRR-bud, vil systemansvarlig kunne ta i bruk tilgjengelige mFRR-D-bud eller bud fra forenklet løsning dersom dette er nødvendig for å sikre systemdriften.~~

Virkemidlene for å utøve ansvaret med å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet, samt vurderinger rundt bruken av disse, har systemansvarlig beskrevet i retningslinjene til §§ 5 fjerde ledd og 7 tredje ledd, som igjen henviser til andre aktuelle paragrafer i fos og retningslinjer til disse.

Automatisk prosess for budvalg i mFRR-markedet for å hensynta flaskehalsen

Systemansvarlig gjennomfører en automatisk prosess for flaskehalsbehandling i forkant av budvalgprosessen i aktiveringsmarkedet for mFRR, jf. retningslinjer fos § 11. Den automatiske prosessen resulterer i:

- bud som skal være utilgjengelig for aktiveringsmarkedet da aktivering av disse budene kan forårsake overlaster,
- bud som skal aktiveres for å avlaste aktuell flaskehals. Disse aktiveringene vil være for flaskehalsbehandling og ikke sette pris i aktiveringsmarkedet for mFRR. Oppgjøret er basert på det beste av budpris og mFRR-klaringspris.

Prosesen vil basere seg på en nettmodell med oppdaterte prognose- og plandata med 15 minutters oppløsningsintervall. Ulike scenarier benyttes for å reflektere usikkerheten knyttet til markedsresultatet. Det utføres en lastflytanalyse per scenario som optimerer valg av bud som bidrar til å overholde overføringsgrenser på snitt og enkeltkomponenter. Det endelige resultatet er basert på algoritmer som skal sikre at flest mulig bud blir tilgjengelig for aktiveringsmarkedet for mFRR med en tilstrekkelig lav risiko for flaskehals.

Flaskehals som ikke inngår i nettmodellen til den automatiske prosessen for flaskehalsbehandling vil bli håndtert manuelt.

Ved flaskehals som følge av uforutsette hendelser vil det kunne gjennomføres aktiveringer utenom de planlagte aktiveringene som skjer hvert klokkekvart. Systemansvarlig vil i disse tilfellene kunne hensynta om aktuelle bud har tilhørende budtributter for raskere aktiveringstid enn det som er kravet til aktiveringsmarkedet for mFRR.

Annet ledd

Systemansvarlig ~~fastsetter~~ kan innlede en gjennomgang av mulige endringer i budområdeinndelingen gjennom to ulike prosesser, avhengig av hvor omfattende behovet for endring er. Prosessene og tilhørende kriterier for gjennomgangen er gitt av CACM² artikkel 32 og 33.

Når endring i budområder kan ha stor konsekvens for naboland vil systemansvarlig innlede en gjennomgang i henhold til CACM artikkel 32 nummer 2.

Når endring i budområder vil ha ubetydelig konsekvens for naboland, men vurderes som nødvendig for å øke effektiviteten eller opprettholde forsyningssikkerheten, vil systemansvarlig innlede en gjennomgang av mulig endring av budområder i henhold til CACM artikkel 32 nummer 3. Dette kan for eksempel gjelde dersom nye ledninger settes i drift eller gamle rives i tilknytning til eksisterende budområdegrenser, der behov for små justeringer skyldes tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon i stasjoner som grenser til budområdegrensen, eller der andre administrative forhold gjør det nødvendig å endre budområdene.

Gjennomgangen avsluttes i begge tilfeller ved at systemansvarlig, eventuelt i samarbeid med andre berørte TSOer, legger frem forslag om å beholde eller endre budområdenes konfigurering for reguleringsmyndighet(e) senest 15 måneder etter beslutningen om å innlede en gjennomgåelse. Dette i tråd med CACM artikkel 32 nummer 4 bokstav b iii).

Ved gjennomgang av budområdenes konfigurering vil systemansvarlig følge kriterier gitt av CACM artikkel 33.

Etter å ha mottatt forslaget om å beholde eller endre budområdenes konfigurering, skal de deltakende reguleringsmyndighetene innen seks måneder komme til enighet om forslaget om å beholde eller endre budområdenes konfigurering. Dette i tråd med CACM artikkel 32 nummer 4 bokstav c.

Dersom reguleringsmyndighet(e) er enig om å endre budområdeinndelingen vil systemansvarlig iverksette endringene.

~~1) Dersom endringen har vesentlig betydning for naboland skal prosessen koordineres med relevant(e) TSO(er). I en slik gjennomgang av budområdeinndelingen praktiserer systemansvarlig at de berørte TSOene i fellesskap skal:~~

² Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling.

- ~~Utvikle metodikk og forutsetninger for en felles studie, og samtidig foreslå hvilke alternative budområdeinndelinger som skal studeres.~~
- ~~Sende forslaget inkludert metodikk, forutsetninger for felles studie og forslag til hvilke budområdeinndelinger som skal studeres, til berørte regulatorer. Disse kan i fellesskap kreve justeringer innen tre måneder.~~
- ~~Vurdere og sammenlikne de foreslåtte alternativene etter følgende kriterier:~~
 - ~~Bidrag til forsyningsikkerhet.~~
 - ~~Grad av usikkerhet i kapasitetsfastsettelsen.~~
 - ~~Konsekvenser for samfunnsøkonomisk effektivitet.~~
 - ~~Markedseffektivitet, inkludert kostnader for å opprettholde handlingskapasitet, markedslikviditet, markedskonsentrasjon og markedsrett, evne til å legge til rette for effektiv konkurranse, prissignaler til nettutvikling, samt prissignalenes treffsikkerhet og robusthet.~~
 - ~~Transaksjonskostnader og overgangskostnader, inkludert kostnader ved endringer av gjeldende kontrakter for markedsaktører, Nominated Electricity Market Operator (NEMOer) og TSOer.~~
 - ~~Kostnad for å bygge nytt nett som alternativ.~~
 - ~~Mulighet til å gi markedsresultater som ikke forutsetter omfattende bruk av ineffektive virkemidler i driften.~~
 - ~~Evne til å likebehandle interne og eksterne markedsaktører.~~
 - ~~Konsekvenser for balanseringsmekanismene og ubalanseoppgjøret.~~
 - ~~Inndelingens stabilitet over tid.~~
 - ~~Evne til å håndtere de dominerende flaskehalsene, og påvirkning på omkringliggende flaskehals.~~
- ~~Avholde offentlige høringer i de berørte landene.~~
- ~~Sende et felles forslag om eventuell endring av budområdeinndelingen til de berørte regulatorer innen 15 måneder etter studiens oppstart.~~

~~Ved endring i norske budområder som ikke har vesentlig betydning for naboland, men allikevel er av stort omfang og betydning for norske konsesjonærer, vil systemansvarlig praktisere å følge denne prosessen med de frister og vurderinger som beskrevet over.~~

~~2) Dersom endringen har ubetydelig konsekvens for naboland, men er nødvendig for å øke effektiviteten eller opprettholde forsyningsikkerheten, kan prosessen gjennomføres med en forenklet behandling: Systemansvarlig anser at dette kan gjøres i tilfeller der det ikke er hensiktsmessig med en full gjennomgang av inndelingen, for eksempel hvis nye ledninger settes i drift eller gamle rives i tilknytning til eksisterende budområdegrensar, der behov for små justeringer skyldes tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon i stasjoner som grensar til budområdegrensar, eller der andre administrative forhold gjør det nødvendig (som for eksempel justeringen ved overgang til nettavregningsområder i 2016).~~

~~Dersom det er mer enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket om endringer i budområder må iverksettes, så vil endringen besluttes gjennom et ordinært vedtak etter fos § 5.2. Systemansvarlig vil da holde en offentlig høring som inkluderer vurdering av behov og konsekvenser av endringen.~~

Tredje ledd

~~Systemansvarlig benytter virkemiddelet med fastsettelse av vil gjennomgå budområdeinndelingen og foreslå etablering av separate midlertidige budområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område som et av de første aktuelle tiltak når prognoser viser at det kan bli vanskelig å forsyne forbruket i området med de produksjonsressurser som finnes der. Kriterier for gjennomgangen er gitt av CACM. Det forutsettes at en eventuell etablering av slike midlertidige budområder vil ha~~

begrenset konsekvens for naboland, og at gjennomgangen kan følge bestemmelser gitt av CACM artikkel 32 nummer 3. ~~Rask~~Forslag om endringer i budområdeinndelingen som følge av en eventuell anstrengt kraftsituasjon ~~fastsettes ved systemkritiske vedtak~~ legges frem for Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som tar stilling til om budområdeinndelingen skal endres.

Dersom RME godkjenner forslaget om å endre budområdeinndelingen vil systemansvarlig iverksette endringene.

Følgende kriterier legges til grunn for ~~denne typen opprettelse av budområder~~ gjennomgangen i disse tilfellene:

- Budområdet skal i størst mulig grad gjenspeile et naturlig avgrenset nettområde og flaskehalsene i forbindelse med dette området.
- Budområdet skal inneholde både produksjon og forbruk, samt ha størrelse/utstrekning eller utvekslingskapasitet som ivaretar konkurranseforholdet i området.
- Det skal være mulig å sette kapasitetsgrenser som samsvarer med den reelle kraftflyten.

Fjerde ledd

Systemansvarlig driver to markeder for regulerkraft, aktiveringsmarked for mFRR og aktiveringsmarked for mFRR-D. mFRR benyttes for håndtering av ubalanser og flaskehals. mFRR-D benyttes normalt for håndtering av driftsforstyrrelser og spesielle hendelser.

Systemregulering Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehals som ikke håndteres ved kapasitetsfastsettelsen mellom budområder (se retningslinjer for § 6 første ledd). Dersom dette ikke er tilstrekkelig vil systemansvarlig benytte bud for mFRR-D, bud fra forenklet løsning beskrevet i retningslinjene for fos §§ 11 og 12 fjerde ledd, eller systemkritiske vedtak etter fos § 12 femte ledd.

Systemansvarlig kan i tillegg benytte produksjonstilpasning (se retningslinjer for § 8b annet ledd), endring av koblingsbilde (se retningslinjer for § 16 første ledd) eller bruk av systemvern (se retningslinjer for § 21).

~~Bud som blir benyttet fra aktiveringsmarkedet for FRR for å håndtere ubalanser i systemet aktiveres i prisrekkefølge får ordinær pris.~~ Opp- eller nedreguleringsbud fra aktiveringsmarkedet for mFRR som benyttes utenom prisrekkefølge vil få **betalt det høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering spesialpris**. Reguleringer som får **betalt det beste av budpris og mFRR-pris spesialpris** kalles gjerne spesialreguleringer i kommunikasjon mellom systemansvarlige og konsesjonærer. mFRR-D-bud kan også **velges utenfor prisrekkefølge for flaskehalshåndtering**. Prising i aktiveringsmarked for mFRR-D vil være i henhold til markedsvilkårene. ~~og dekker system- og balansereguleringer som aktiveres utenom prisrekkefølge.~~

~~Regulerkraftbud benyttet for å avlaste flaskehals og nettbegrensninger internt i budområder, håndtere feilsituasjoner, håndtere spenningsproblemer eller håndtere andre spesielle årsaker, betegnes som systemreguleringer.~~

-

~~Regulerkraftbud som brukes for å korrigere en ubalanse på budområdenivå, både for ett enkelt budområde og flere budområder i sum, betegnes som balanseregulering.~~

~~Merkostnaden ved reguleringer med spesial pris beregner systemansvarlig som differansen mellom kostnaden ved aktivert bud ("pay-as-bid"), og gjeldende regulerkraftpris i dominerende retning.~~

Femte ledd

Systemansvarlig publiserer informasjon om endringer i ~~fastsettelse av~~ budområder på Statnett.no og gjennom tjenesten Meldinger fra Landssentralen.

Systemansvarlig praktiserer følgende definisjon av rimelig tid ved de forskjellige prosessene for endring av budområder:

- Ved opprettelse eller fjerning av et budområde, eller andre vesentlige endringer av områdeinndelingen, skal forslaget ut på offentlig høring. En slik prosess vil kunne ta seks til atten måneder.
- Dersom endring av budområdeinndelingen ~~fastsettes gjennom systemkritisk vedtak gjennomføres etter § 5 annet og tredje ledd etter prosessen som gjelder når endringer i budområdeinndelingen har ubetydelig konsekvens for naboland, vil minste praktiske gjennomføringstid være fire uker. Dette er aktuelt ved vedtak etter § 5 tredje ledd av hensyn til energisituasjonen eller § 5 andre ledd, forenklet prosess, dersom forutsetningene til saksbehandlingstid utelukker et ordinært vedtak.~~

~~Dersom endring av områdeinndelingen fastsettes som en forenklet prosess gjennom et ordinært vedtak, slik beskrevet i retningslinjene til § 5 andre ledd, vil korteste varslingstid være tre måneder.~~

3.2 Retningslinjer for fos § 6

Første ledd

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

Det er flere trinn i prosessen for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder. Disse trinnene inkluderer både flytbasert markedskobling og allokering av kapasitet til utveksling av FRR. Prosessen for allokering av kapasitet mellom budområdene blir som følger:

- Beregning av foreløpig total handelskapasitet på kvelden D-2 (flowbased).
- Allokering av kapasitet for utveksling av FRR på morgenen D-1.
- Fastsettelse av handelskapasitet i døgnet etter at kapasitet for utveksling av FRR er fratrukket og en driftssikkerhetsanalyse er gjennomført.
- Fastsettelse av kapasitet for handel i intradagmarkedet etter at tidligere allokert kapasitet for utveksling av FRR og utveksling i døgnet er fratrukket.
- Fastsettelse og kontinuerlig oppdatering av tilgjengelig kapasitet for aktivering og utveksling av mFRR mellom budområdene i samsvar med tidligere allokert kapasitet og handel i intradagmarkedet.
- Kapasitet reservert for aFRR i henhold til klarering i kapasitetsmarkedet kan ikke frigis til mFRR-utveksling og vil kun bli benyttet dersom aFRR blir aktivert. Da det foreløpig ikke er implementert et aFRR aktiveringsmarked, gjøres aFRR aktiveringen basert på frekvensvariasjoner og i henhold til markedsklarert aFRR-kapasitet på de enkelte produksjonsetene.

Ved FB angis handelskapasitetene 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.
- Handelskapasitetene 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) med timesoppløsning til Nordic-RCC 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 (CGM'er – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne handelskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Fra og med overgangen til 15 minutters marked, vil hver enkelt timesmodell bli benyttet fire ganger, en for hvert av de fire femtenminutters MTUene modellen dekker.

Før endelig beregning av handelskapasitet til døgnet, gjør Nordic-RCC først en foreløpig beregning D-2. Denne beregningen definerer maks allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområdene. Det kan normalt maksimalt allokeres 10% av total handelskapasitet til utveksling av FRR. Ved mangel på bud i enkelte budområder, kan allokeringen økes til maksimalt 20%³.

Allokering av kapasitet for utveksling av FRR mellom budområder beregnes i FRR kapasitetsmarkedene pr. budområdekorridor pr. tidsenhet og retning. Dette gjøres på grunnlag av blant annet total tilgjengelig kapasitet, reservekrav pr. budområde, forventet pris i energimarkedet, og de innkomne FRR-kapasitetsbudene. Beregningen vil føre til allokering av kapasitet for utveksling av FRR dersom det gir en større samfunnsøkonomisk nytte å utveksle FRR enn å tildele denne kapasiteten til døgnet. Dimensjonering, altså beregning av reservekrav per budområde, av FRR er beskrevet nærmere i retningslinjene til § 9.

Etter at FRR-kapasitetsmarkedene er klarert hver morgen, blir reservasjonene av kapasitet for utveksling av FRR trukket fra i beregningene som fastsetter handelskapasitet som blir gitt til døgnet. Nordic-RCC beregner først handelskapasiteter per time for døgnet. Når markedsresultatet fra døgnet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet, ~~dette også på timenivå~~. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC⁴ (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 kapasitetsberegningen 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, ved mangel på tilgang på reserve 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

³ [Microsoft Word - ACER Decision xx-2020 on the Nordic aBCM A41 ACER decision - Annex I \(europa.eu\)](#)

⁴ ATC = NTC – AAC. AAC er allerede allokeret overføringskapasitet.

systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁵. 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 [her](#) 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”**.

Utveksling av ~~FCR systemtjenester (i dag kun FCR)~~, mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Utveksling 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 [allerede allokert kapasitet for FRR](#), 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:

- 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 (nøddrift), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.

⁵ Det utvikles et regnesystem for å sette Nordic-RCC i stand til å gjennomføre disse beregningene i fremtiden.

- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende 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.
- ~~Aktivering av reguleringer Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom handel med tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med aktivering av reguleringer systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.~~
- Regulering av produksjon/forbruk eller handel med andre land; I tilfeller der nettbegrensningen forventes internt i et budområde, kan systemansvarlig kjøpe regulering i markedene for mFRR, eller systemansvarlig kan kontakte systemansvarlig i andre land for eventuelt å avtale en handel over utenlandsforbindelser. Slike tiltak 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.

3.3 Retningslinjer for fos § 8a

Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Med systemdata menes regulerstyrke og tilgjengelige reserver. Systemdata som kreves rapportert er beskrevet i eget vedlegg tilhørende retningslinjene. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

Følgende avsnitt skal tas inn i retningslinjene ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR:

For stasjonsgrupper som deltar i systemansvarlig sine reservemarkeder kan leverandør av balansetjenester rapportere til systemansvarlig produksjonsplaner med tilhørende systemdata dersom konsesjonær, balanseansvarlig og leverandør av balansetjenester er enige om dette. Den som er registrert som ansvarlig for rapportering av produksjonsplaner med tilhørende systemdata hos Statnett vil bære ansvaret for at de beskrevne reglene for rapportering følges.

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehals og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/endring av nye produksjonsenheter vil systemansvarlig vurdere stasjonsgruppeinndeling basert på følgende kriterier:

- Allerede eksisterende stasjonsgrupper
- Rasjonell plassering av stasjoner i stasjonsgruppen mht. fastområder og budområder.
- Som hovedregel skal produksjon i samme stasjonsgruppe ha samme produksjonstype.

Inndeling i stasjonsgrupper gjøres i enighet med relevante konsesjonærer. I tilfeller der systemansvarlig blir gjort kjent med nye snitt som påvirker stasjonsgruppeinndeling kontakter systemansvarlig konsesjonær med sikte om å endre eller tilpasse stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha

rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

Følgende avsnitt skal endres ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR:
Produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn skal rapporteres daglig innen kl. 16:00.

~~Balanseansvarlig skal, på vegne av konsesjonær, daglig rapportere produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn innen kl. 16:00.~~ Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

- Produksjonsplaner ~~detaljerte kjøreplaner (inkludert kvartersjustering og produksjons-glattning)~~ og systemdata skal oppgis i kvartersverdier.
- Systemdata skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserver.

Ytterligere beskrivelse av systemdataen som skal sendes inn, står i vedlegg til denne retningslinjen.

Følgende endringer skal tas inn i retningslinjene ved innføringen av 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet:

For alle kraftstasjoner med samlet ytelse større eller lik ~~50~~10 MVA merkeeffekt, skal detaljerte kjøreplaner og systemdata rapporteres for hvert enkelt aggregat (for vindkraft gjelder grensen på ~~50~~10 MVA merkeeffekt per tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende informasjon rapporteres:

- Produksjonsplan per aggregat
- Statikkinnstilling i % per aggregat
- Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (P_{maks})

~~Produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal utarbeides med konstant effekt i hvert time, slik som beskrevet i § 8b første ledd. Dette gjelder med mindre det foreligger planlagte innmeldte produksjonsendringer innad i timen.~~

Endringer i produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 45 minutter før driftstimen.

Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftstimen enn 45 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjennelse er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen av om systemansvarlig vil tillate slike endringer er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner i driftstimen og omfanget av IKT-problemene.

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar. Systemansvarlig forventer at produksjonsplan og tilhørende systemdata oppdateres løpende, frem til fristen 45 minutter før driftstimen., slik at det er samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraft

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen, uavhengig av produksjonstype.

Annet ledd

Ved feil i produksjonsanlegg skal det sendes ny produksjonsplan, inkludert oppdaterte systemdata, som samsvarer med faktisk produksjon. Dette gjelder selv om det ikke er mulig å utarbeide produksjonsplan som er i samsvar med konsesjonærens forpliktelser og rettigheter.

Tredje ledd

Dersom planlagt produksjon endres gjennom **timen kvarteret**, for eksempel ved prøver, skal systemansvarlig kontaktes for endelig godkjenning. Systemansvarlig vil normalt godkjenne en forespørsel om slik endring i produksjon når kraftsystemet er i normal tilstand, uten omfattende driftsforstyrrelse eller krevende nettbegrensninger i det aktuelle området for prøven. Systemansvarlig bør informeres i god tid før prøven er tenkt å starte.

Dersom det, etter frist for oppdatering av produksjonsplan, oppstår et stort avvik mellom **innsendt rapportert** produksjonsplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å produsere, skal konsesjonær informere systemansvarlig v/Landssentralen. Systemansvarlig definerer her et stort avvik som større enn 50 MW pr stasjonsgruppe. Også mindre avvik skal informeres om i nettområder hvor konsesjonær er kjent med at mindre volum kan medføre overlast på enkeltkomponenter, ref. § 23 om opplysningsplikt.

3.4 Retningslinjer for fos § 8b

Første ledd

Planlagt gjeldende ~~fra innføring av 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet. Følgende avsnitt skal tas inn i retningslinjene ved innføringen av automatisert aktiveringsmarked for mFRR:~~

Krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig stiller krav om at det tilbys periodeskift tilsvarende planlagt produksjonsendring dersom denne overstiger terskelverdien på 25 MW. Kravet gjelder på stasjonsnivå. Planlagt produksjonsendring meldes inn gjennom budprosessen for mFRR ved bruk av budegenskapen (budattributtet) periodeskift⁶. Konsesjonær kan velge å tilby kun periodeskift, uten å tilby standardproduktet for mFRR. Dersom det kun tilbys periodeskift, uten samtidig mFRR-bud, angis ingen budpris.

Systemansvarlig stiller krav om elektronisk **bestilling aktivering** av periodeskift. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på **bestillinger aktiveringer** fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konsesjonær installere programvare for kommunikasjon med systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i **aktiveringsmarkedet for mFRR-energiaktiveringsmarkedet**.

Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

Systemansvarlig vil aktivere periodeskift i situasjoner der det er tydelig i driftskvarteret at planlagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og utveksling. Dette skyldes strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndterer systemansvarlig med mFRR.

Aktivering av periodeskift brukes normalt i timer med store endringer i forbruk, produksjon og/eller utveksling.

Unntak fra krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan gi unntak fra å tilby periodeskift på fire ulike grunnlag:

⁶ Se BSP implementasjonsguide for mFRR energiaktiveringsmarkedet, Appendix 1.

- ~~Generelt~~Varig unntak for stasjoner bestående av kraftproduksjon uten reguleringsevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin.
- Midlertidig unntak fra å levere periodeskift for stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift.
- Midlertidig unntak for stasjoner hvor produksjonsendring skyldes nedkjøring eller oppkjøring ved utilgjengelighet som følge av vedlikehold eller andre tekniske forhold.
- Det kan gis ~~generelt~~-varig unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konsesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. I slike tilfeller må en begrunnet søknad sendes til BSP@statnett.no.

Prising av periodeskift

Periodeskift vil prises til gunstigste pris av budpris pluss et påslag i EUR/MWh og mFRR-pris. Med påslag menes her at prisen justeres i den retningen som er mest gunstig for aktøren, dvs. opp for et oppreguleringsbud og ned for et nedreguleringsbud. Et bud med budattributt periodeskift trenger ikke nødvendigvis å være tilgjengelig for direkteaktivering. Da kan en direkteaktivering endre mFRR-prisen slik at den blir gunstigere for leverandøren av balansetjenester enn egen budpris pluss påslag. Det er årsaken til periodeskift prises til gunstigste av de to. Påslaget skal gi en kompensasjon for at leverandøren av balansetjenester blir aktivert kortere enn ved en planlagt eller direkte aktivering. ~~Det må også være harmonisert med påslaget i Sverige.~~ Størrelsen på påslaget er uavhengig av budpris slik at det ikke skal gi et incentiv til å sette høyere pris enn marginalpris. Størrelsen på påslaget vil fastsettes i vedtak om betaling, jf. §27. Periodeskift som ikke er knyttet til et mFRR-bud vil kompenseres med mFRR-pris.

Planlagt fjernet ved innføring av 15 minutter oppløsning i intradagmarkedet:

~~Kvartersplaner~~

~~For all fleksibel kraftproduksjon stiller systemansvarlig krav om kvartersplaner når sum produksjonsendringer over ett timeskift pr. konsesjonær pr. budområde er ≥ 200 MW.~~

~~Krav til kvartersplaner er faste, deterministiske krav om fordeling av produksjonsendring ved timeskift i flere like trinn rundt timeskift.~~

~~Systemansvarlig krav til kvartersplaner:~~

~~Ved store sprang i produksjonsplanen over et timeskift, skal konsesjonær dele produksjonsendringen opp som følger:~~

- ~~Ved planlagte produksjonsendringer ≥ 200 MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 3 trinn. Produksjonsendringen på timeskift skal utgjøre 20-40 % av total planlagt endring, og resterende endring skal fordeles likt 15 minutter før og 15 minutter etter timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.~~
- ~~Ved planlagte produksjonsendringer ≥ 400 MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 4 like trinn med $\frac{1}{4}$ av endringen 30 minutter før timeskift, $\frac{1}{4}$ 15 minutter før timeskift, $\frac{1}{4}$ 15 minutter over timeskift og $\frac{1}{4}$ av endringen 30 minutter over timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.~~

~~Prinsippet er symmetri rundt timeskift (like store volum kvartersjusteringer på begge sider av timeskift).~~

~~Konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver:~~

~~Produksjonsplaner med kvartersjusteringer må ses i sammenheng med konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver. Ved krav om kvartersplaner gjelder følgende:~~

~~FCR~~

- ~~FCR følger kvartersplanene driftsmessig.~~
- ~~FCR oppgjør vil skje i henhold til timesplan~~

aFRR

- ~~Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktet aFRR kapasitet. Konesjonæren må etterstrebe å levere både forpliktelser i aFRR og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan for aktuell stasjonsgruppe.~~
- ~~aFRR kan eventuelt flyttes til annen stasjonsgruppe innen samme elspotområde, men dette må da først avklares med systemansvarlig (landssentralen).~~

Regulerkraftbud (RK-bud)

- ~~RK-bud må ta hensyn til konesjonærens kvartersplaner~~
- ~~Konesjonær anmelder RK-bud hvor effektkvantum varierer per kvarter i de timene hvor det leveres kvartersplaner~~

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

- ~~Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktelse gitt av RKOM til å gi bud i RK aktiveringsmarkedet for mFRR. Konesjonæren må etterstrebe å levere både sin RKOM forpliktelse og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan.~~

Ubalansehandtering:

~~Kvartersjusteringene vil praktisk sett behandles som reguleringer i balanseavregningen. Kvartersplankravene medfører dermed ikke forbruksubalanser eller produksjonsubalanser såfremt konesjonær følger kvartersplan. Dette forutsetter at kvartersjusteringene er symmetrisk rundt timeskift, slik kravene angir at de skal være.~~

~~Konesjonær får inntekt fra energimarkedene i henhold til sin timeplan, og godtgjøres ikke særskilt for kvarterstilpasningene som følge av kravene.~~

Produksjonsglatting

~~Formålet med produksjonsglatting er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Produksjonsglatting gir en fordeling av produksjonsendringer over timen som er bedre tilpasset kraftsystemets behov ved at systemansvarlig bestiller glatting av produksjon basert på prognoser og produksjonsplaner kvelden før driftsdøgnet.~~

~~Produksjonsglatting er en frivillig løsning som tilbys konesjonærer som oppfyller følgende kriterier:~~

- ~~Konesjonær har jevnlig, normalt minst ukentlig, produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW per elspotområde.~~
- ~~Konesjonær har bemannet driftssentral og er i stand til å håndtere bestillinger fra systemansvarlig som beskrevet i vilkår på kveld.~~
- ~~Forutsetter fleksibel produksjon.~~

~~Konesjonærer som deltar i produksjonsglatting leverer produksjonsglatting i stedet for kvartersplaner, og fritas dermed fra krav om å levere kvartersplaner i henhold til faste krav for den del av porteføljen som stilles til disposisjon for produksjonsglatting.~~

~~Den enkelte konesjonær må for å delta i ordningen med produksjonsglatting, bekrefte overfor systemansvarlig at denne vil delta i produksjonsglatting på de til enhver tid gjeldende vilkår. "Produksjonsglatting. Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon" er vedlegg til retningslinjene.~~

Annet ledd – Produksjonstilpasning

Planlagt gjeldende fra RME sin godkjenning:

Systemansvarlig benytter som hovedregel systemregulering når flaskehalsen i nettet oppstår som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte driftsstanser. Produksjonstilpasning benyttes i følgende tilfeller:

- Når det oppstår separatområder
- I områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør
- I områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom

Vedtaket om produksjonstilpasning sendes normalt til aktør som sender inn produksjonsplan etter retningslinjer til fos § 8a. Når det gjelder vedtak om produksjonstilpasning vil dette som regel være balanseansvarlig til balanseansvarlige aktører. ~~Med en balanseansvarlig aktør menes en aktør som har ansvaret for daglig å sende inn produksjonsplaner og regulerkraftanmeldinger for en gitt stasjonsgruppe til Landssentralen (Statnett). For småkraft i distribusjonsnett kan Statnett ved behov sende vedtak om produksjonstilpasning til nettselskap og be om at vedtaket viderefremmes til aktuelle produsenter i deres nett. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). For å få tilgang til å handle i engrosmarkedet, er det krav om at aktører inngår en balanseavtale med Statnett. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer aktørens ubalanse mot avregningsansvarlig. Det er balanseansvarlig som melder inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Det er også kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. I denne bestemmelsen anser derfor systemansvarlig konsesjonær å regne som balanseansvarlig konsesjonær med omsetningskonsesjon.~~

Under produksjonstilpasning gjelder fortsatt kravet om at balanseansvarlig aktør skal planlegge seg i balanse. Vedtak om produksjonstilpasning innebærer at den balanseansvarlige (eventuelt eier av produksjonsanlegg som inngår i balanseansvarliges portefølje) må tilpasse sine anmeldelser i aktuelle kraftmarkeder og innmeldinger av produksjonsplaner til de vedtatte produksjonstilpasninger.

Produksjonsbegrensningene legges på hver balanseansvarliges aktørs portefølje, slik at disse kan fordele begrensningene mellom ulike konsesjonærer og produksjonsenheter. Dersom det ikke foreligger en bilateral avtale som sikrer balanseansvarlig rett til justering av produksjonsplaner for produksjonsanlegg de er balanseansvarlig for, må produksjonsbegrensningen i sin helhet foretas på den balanseansvarliges egne anlegg. Balanseansvarlig aktør bør vurdere å sikre seg rett til justering av produksjonsplaner for de konsesjonærer og produksjonsanlegg som inngår i den balanseansvarliges portefølje.

I enkelte tilfeller vil det være behov for å fastsette mer eksplisitte krav til produksjonsfordeling og regulerstyrke. Dette vil spesielt være tilfelle når det oppstår separatområder.

Produksjonstilpasning i separatområder

Produksjon i områder som er radielt tilknyttet overliggende nett vil bli produksjonstilpasset når overføringen inn til området kobles ut som følge av en driftsforstyrrelse eller planlagt driftsstans. Hvor omfattende produksjonstilpasningen blir avhenger av varigheten på utkoblingen og det aktuelle forbruket i området. Produksjon som er tilknyttet et område uten eller med lite forbruk, må stoppe helt eller vil få en svært begrenset tillatt produksjon når den radielle overføringen er utkoblet. Dette gjelder også vind- og elvekraftverk.

Systemansvarlig skal fastsette hvem som skal utøve frekvensreguleringen i et område som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, ref. § 12 tredje ledd.

Produksjonstilpasning i områder med kun én dominerende balanseansvarlig

Systemansvarlig vil benytte produksjonstilpasningen for å unngå overlast ved planlagte driftsstanser og etter driftsforstyrrelser i følgende tilfeller:

- I områder hvor det kun er én balanseansvarlig ~~aktør~~
- I områder der én balanseansvarlig ~~aktør~~ har stor markedsrett
- I områder der ~~maksimalt én balanseansvarlig aktør~~ alle ressurser som deltar i marked for regulerkraft⁷ balanse-/regulerkraftmarkedet med aggregater i området begrenset av flaskehalsen har den samme balanseansvarlige.

Det vil si at det kan finnes flere balanseansvarlige ~~aktører~~ i området, men at det i realiteten kun er ressurser tilhørende én eller ingen balanseansvarlig ~~aktør~~ som normalt deltar i marked for regulerkraft balanse-/regulerkraftmarkedet med aggregater i området begrenset av flaskehalsen.

Med stor markedsrett i et område menes områder der en aktør har en dominerende markedsandel slik at konkurransesituasjonen ikke vil være reell eller tilstrekkelig til å ha et velfungerende marked.

Produksjonstilpasning i ~~overskudd~~områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom

I de tilfeller der det er over 50 % begrensnings i maksimal overføringskapasitet i forhold til intakt nett ut fra et ~~overskuddsområde~~ eller inn til et ~~underskuddsområde~~ vil Statnett vurdere å benytte produksjonstilpasning uavhengig av antall balanseansvarlige ~~aktører~~ i området. I slike tilfeller vil følgende forutsetninger bli lagt til grunn:

- Produksjonstilpasning vil bli vurdert benyttet når forholdstallet mellom forventet ~~produksjonsoverskudd~~produksjonsoverskudd eller ~~-underskudd~~ og overføringskapasitet ut av det innestengte området overstiger 1,2. Produksjonsoverskudd/~~-underskudd~~ i et område beregnes ved å summere opp installert produksjonskapasitet og trekke fra forventet last bak flaskehalsen.
- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regionalnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningsen har en varighet eller forventes å ha en varighet over 8 timer. (I regional- og distribusjonsnett er det ofte mangel på RK-bud.)
- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i transmisjonsnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningsen har en varighet eller forventes å ha en varighet over en uke.
- Ikke-regulerbar produksjon (vindkraft og vannkraft uten magasin) vil om mulig ikke bli omfattet av vedtak om produksjonstilpasning. Ved beregning av tilgjengelig nettkapasitet ut av det begrensede området legger systemansvarlig til grunn en representativ samtidighet for den ikke regulerbare produksjonen basert på sammensetningen av produksjonstype og den hydrologiske situasjonen. Normalt legges det til grunn 60 % samtidighet. ~~Samtidighet for ikke regulerbar produksjon.~~
- Ikke-regulerbar produksjon vil bli omfattet dersom det ikke er mulig å håndtere nettbegrensningen uten at ikke-regulerbar benyttes, og av hensyn til spenningsforhold og stabilitet.
- Fordeling av produksjonstilpasning for ikke-regulerbar produksjon skjer normalt basert på sammenheng mellom behov og størrelse på produksjon, og hydrologiske forhold på det relevante tidspunktet
- Produksjonstilpasningen vil fordeles til balanseansvarlig ~~aktør~~ basert på installert effekt i regulerbar produksjon. Dersom vedtak om produksjonstilpasning blir fattet kort tid før gjennomføringsperioden og de berørte produsenter har begrenset mulighet for å justere sin magasindisponering i forkant, vil systemansvarlig hensynta sannsynligheten for vanntap ved tildelingen av kvoter.
- Produksjonstilpasning og systemregulering vil bli benyttet i kombinasjon for å utnytte tilgjengelig nettkapasiteten ut av området best mulig.
- Vedtak om produksjonstilpasning som fattes mer enn fire uker før gjennomføring vil bli spesifisert med en grov kvote (effekt MWh/h) pr. balanseansvarlig pr. uke. Kvoten kan ev.

⁷ Aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D. Se retningslinjen til fos § 11.

differensieres for helg/hverdag og natt/dag. Uken før produksjonstilpasningen vil nytt vedtak kunne fattes med oppdaterte og mer finfordelte kvoter med variasjoner pr. time.

- Vedtatte produksjonskvoter vil kunne bli justert i egne vedtak under gjennomføring av planlagt driftsstans.

Generelt om gjennomføring av produksjonstilpasning

I tilfeller som angitt i de tre beskrivelsene ovenfor vil systemansvarlig fatte vedtak som innebærer at produksjonen blir tilpasset tilgjengelig nettkapasitet. Vedtak om produksjonstilpasning gir ingen rett til kompensasjon for ulemper og tap, herunder vanntap og tapt vindkraftproduksjon, dette påfører berørte konsesjonærer. I områder med flere balanseansvarlige ~~aktører~~ og forbruk som skal dekkes, kontakter systemansvarlig de balanseansvarlige ~~aktørene~~ før endelig fordeling av tillatt produksjon vedtas av systemansvarlig.

Under og før gjennomføring av periode for produksjonstilpasning vil systemansvarlig ha jevnlig kontakt med berørte balanseansvarlige aktører. Systemansvarlig vil kunne omfordele tildelte kvoter dersom det viser at de tildelte kvoter ikke i tilstrekkelig grad reflektere kritikalitet og vannverdier for de berørte konsesjonærer. Produksjonstilpasning kan omfatte både krav til en øvre og nedre grense for tillatt produksjon avhengig av om begrensingen gjelder inn eller ut av området.

Systemansvarlig skal ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett, som medfører produksjonstilpasning, informere de balanseansvarlige ~~aktørene~~ så snart som mulig etter at begrensningen i nettet er kjent slik at de balanseansvarlige ~~aktørene~~ kan tilpasse seg den begrensede nettkapasiteten.

Planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende år skal meldes til systemansvarlig innen 1. september. Systemansvarlig vil da normalt sende varsel om vedtak om aktuelle produksjonstilpasninger innen 1. desember. Dersom planlagte driftsstanser meldes til systemansvarlig etter frist for innmelding til årsplanleggingen, men minimum tre måneder før gjennomføring, vil systemansvarlig normalt sende varsel om vedtak om eventuell produksjonstilpasning innen tre uker etter mottatt plan.

Vedtak om produksjonstilpasning skal normalt ikke fattes senere enn to uker før gjennomføring.

Spesielt om gjennomføring av produksjonstilpasning ved driftsforstyrrelser

Ved driftsforstyrrelser som medfører at et område blir uten spenning vil tilknyttet produksjon stoppe. I slike tilfeller vil det ikke bli gjort aktiveringer i marked for regulerkraft eller fattet vedtak om produksjonstilpasning, og produsent må da selv betale for påløpte kostnader knyttet til ubalansen i balanseavregningen som følger av dette.

Ved **øvrige** driftsforstyrrelser i nettet vedtas **eventuell** produksjonstilpasning snarest mulig etter at konsekvensen av driftsforstyrrelsen er kjent. Produksjonstilpasningen gjøres da gjeldende fra tidspunkt etter at neste prissetting i døgnet er trådt i kraft. Nødvendige produksjonsendringer før dette gjøres ved systemregulering.

Varsling av vedtak

Systemansvarlig skal sende varsel om vedtak til berørte parter før det utarbeides et ikke systemkritisk vedtak om produksjonstilpasning. Systemansvarlig har plikt til å påse at saken er så godt opplyst som mulig før vedtak fattes. Mottaker av varselet skal ha anledning til å komme med innspill om forhold som er av betydning for gjennomføring av den varslede produksjonstilpasningen, eksempelvis tidspunkt, fordeling av volumer og eventuelle begrensninger som følge av manøvreringsbestemmelser. For at systemansvarlig skal kunne varsle de balanseansvarlige ~~aktørene~~, må det først sendes markeds melding om begrensningene driftsstansen gir, slik at de balanseansvarlige ikke sitter i en innsideposisjon.

Fra systemansvarlig mottar en innmeldt driftsstans må det påregnes inntil tre ukers behandlingstid før varsel om produksjonstilpasning kan sendes. For at vedtak om driftsstans og vedtak om produksjonstilpasning skal kunne fattes i rimelig tid før gjennomføring vil berørte balanseansvarlige ikke kunne forvente mer enn 2-3 ukers frist for å gi tilbakemelding på varselet. Systemansvarlig vil deretter ha behov for inntil 3 uker for å fastsette vedtak om produksjonstilpasning og driftsstans. Samtidig vil markedet, om nødvendig, bli orientert via en oppdatert markedsmelding.

Tredje ledd

Systemansvarlig har per i dag ikke systemer for å nyttiggjøre seg informasjonen forskriftsfestet i tredje ledd.

3.5 Retningslinjer for fos § 9

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 mellom de nordiske land finnes i appendix 1 til LFCR annexet.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

- FCR (Frequency Containment Reserve), også kalt primærreserve,
- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve), også kalt sekundærreserve,
- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve), også kalt tertiærreserve eller regulerkraft
- FFR (Fast Frequency Reserves)

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 FCR og FFR de ulike markedene er å finne i

vedlegg til denne retningslinjen. [Vilkår for kapasitetsmarked for mFRR, aFRR og mFRR-D finnes i metode i henhold til EBGL⁸ artikkel 18 nr. 1 som er tilgjengelig på samme nettside som retningslinjene.](#)

FCR (primærreserver)

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 [metoden](#) "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"⁹.

Unntak gjelder for reguleringsobjekter som gjennom vedtak¹⁰ 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

⁸ [Kommissjonsforordning \(EU\) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft.](#)

⁹ Dette dokumentet finnes på statnett.no på siden reservemarkeder/FCR. Lenke: [Primærreserver - FCR | Statnett](#). 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.

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

Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area" skal være gjennomført senest 21.12.2027 for denne gruppen.

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.

aFRR (sekundærreserve)

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. Ved oppstart av automatisert mFRR for balansering, vil aFRR dimensjoneres for å dekke behov for aFRR i direkteaktiverings fasen for mFRR i normaldrift.

Ved overgang til ACE-basert balansering¹¹ vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157 om dimensjonering av FRR være gjeldende. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode vurdere å kjøpe større volum enn tidligere og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på statnett sin nettside om aFRR¹².

Marked for aFRR

Systemansvarlig anskaffer aFRR gjennom **det nordiske** 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)~~" metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1.

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

mFRR (tertiærreserve)

mFRR anskaffes og aktiveres gjennom ~~regulerkraftmarkedet~~ **aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D (driftsforstyrrelsesreserver)**. ~~Aktiveringsmarkedet for mFRR deles i en planmessig ("scheduled") fase og en direkteaktiveringsfase. Den planmessige fasen av aktiveringsmarkedet for mFRR er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Systemansvarlig vil også aktivere standard bud i en nasjonal løsning for direkteaktivering ved behov. I tillegg vil systemansvarlig benytte mFRR-D i et nasjonalt aktiveringsmarked for mFRR-D.~~ **Regulerkraftmarkedet** **Aktiveringsmarkedet for mFRR og aktiveringsmarkedet for mFRR-D** er beskrevet i retningslinjer for fos § 11.

Kapasitetsmarkedet for mFRR benyttes for å sikre tilstrekkelige **standardprodukter** ressurser for opp- og nedregulering. Tilbydere i **kapasitetsmarkedet for mFRR** får betalt for å garantere at de deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR.

¹¹ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

¹² Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/ aFRR. Lenke: [Sekundærreserver - aFRR | Statnett](#)

Systemansvarlig benytter også et eget kapasitetsmarked for mFRR-D. Dette markedet skal gi systemansvarlig tilgang på reserver som ikke tilfredsstiller kravene i aktiveringsmarkedet for mFRR, og vil dermed bidra til å øke den totale tilgangen på reserver. Reserver i mFRR-D skal benyttes ved spesielle hendelser eller driftsforstyrrelser, og ikke til å dekke kravene til reserver for normale ubalanser. Tilbydere i kapasitetsmarkedet for mFRR-D får betalt for å garantere at de deltar i aktiveringsmarkedet for mFRR-D.

Deltakelse i kapasitet- og aktiveringsmarkedene for mFRR og mFRR-D krever at reguleringsobjektene er prekvalifiserte og godkjente av Statnett for deltagelse i markedene.

Dimensjonering av mFRR og mFRR-D

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 flaskehals. Disse reservene skal ikke ha noen begrensninger i varighet og hviletid. Systemansvarlig fastsetter krav til volum av reserver basert på ubalansestatistikk og dimensjonerende feilhendelse. Systemansvarlig skal vurdere volum og behov i de ulike budområdene kvartalsvis og vi vil informere om endring i praksis på Statnett sin nettside om mFRR¹³.

Normale ubalanser og håndtering av flaskehals vil normalt dekkes av reserver anskaffet i markedene for mFRR, mens dimensjonerende feil kan også håndteres av reserver anskaffet i markedene for mFRR-D.

Ved overgang til full ACE-basert balansering¹⁴ vil kravene i metoden etter SOGL artikkel 157¹⁵ om dimensjonering av FRR være gjeldende. Metoden skal være fullt implementert ved tilknytning til den europeiske plattformen for aktivering av aFRR (Picasso). I henhold til **ny** metoden skal volumet dekke ubalanser og største feilhendelse i alle budområder. Systemansvarlig vil i en overgangsperiode mellom implementering av automatisert mFRR aktivering og tilkøpling til Picasso **vurdere** å kjøpe inn et større mFRR volum enn tidligere, og vektlegge hvordan volum er distribuert i budområdene. Dette skal sikre tilstrekkelig balanseringsevne i de ulike budområdene ved overgang til ny balansering.

Kapasitetsmarked for mFRR og mFRR-D

Vilkårene for deltagelse i kapasitetsmarkedet for mFRR og mFRR-D "**Vilkår for kapasitetsmarkedet for mFRR**" er å finne i **vedlegg til denne retningslinjen** i metode etter EBGL artikkel 18 nr. 1.

Markedet for driftsforstyrrelsesreserver (mFRR-D) er beregnet for reserver som ikke oppfyller kravene for deltagelse i aktiveringsmarkedet for mFRR og/eller ikke egner seg til hyppig aktivering for normale ubalanser. Formålet med markedet er å gi tilgang til ytterligere reservevolum i tillegg til ressurser som er tilgjengelige i mFRR-markedet.

¹³ Informasjonen publiseres på statnett.no på siden reservemarkeder/tertiærreserver Lenke: [Tertiærreserver - mFRR | Statnett](#).

¹⁴ Area Control Error (ACE)- balansering innebærer balansering basert på ubalansen i de enkelte budområdene.

¹⁵ " Amended Nordic LFC block methodology for FRR dimensioning in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

Innkjøp av mFRR-D-kapasitet vil gjennomføres gjennom langsiktige avtaler med varighet på en til tre måneder. Varighet av periode for innkjøp av kapasitet vil spesifiseres i hver budinvitasjon fra systemansvarlig. I kapasitetsmarkedet for mFRR gjøres innkjøp på døgnbasis.

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom etter en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til aktiveringsmarkedet regulerkraftmarkedet for mFRR. og Deretter kjøpes volumet det er behov for utover forventede frivillige bud for å nå reservekravet av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D. Analysen av forventet mengde frivillig bud i aktiveringsmarkedet for mFRR baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftstanser 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.

Kapasitetsmarkedene for mFRR og mFRR-D har ulik varighet, og det er ulike vurderinger knyttet til kjøp av reservevolum. Hvor mye reserver som kjøpes i mFRR-D, vil være avhengig av tilbudt volum i kapasitetsmarkedet for mFRR-D og en vurdering opp mot hva som kan forventes av tilgjengelige reserver i det døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR. I kapasitetsmarkedet for mFRR-D vil systemansvarlig maksimalt kjøpe inn volumet for å dekke dimensjonerende hendelse i kraftsystemet. Reserver for å håndtere normale ubalanser kjøpes gjennom det døgnbaserte kapasitetsmarkedet for mFRR. Systemansvarlig kan også kjøpe reserver til dimensjonerende hendelse i kapasitetsmarkedet for mFRR.

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 frivillig innsendte bud inkludert i aktiveringsmarkedet for mFRR og på forenklet løsning for budgivning beskrevet i retningslinjen til fos § 11, samt mFRR og mFRR-D anskaffet gjennom kapasitetsmarkedet for mFRR og mFRR-D, kan systemansvarlig rekvirere ytterligere mFRR gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd. I vanskelige driftssituasjoner hvor tiden ikke tillater systemkritisk vedtak etter § 12 fjerde ledd eller dette ikke gir tilstrekkelig effekt, kan mFRR hos produksjonskonsesjonærer produsenter sikres gjennom systemkritiske vedtak etter § 12 femte ledd.

Ved vedtak om levering av effektreserve skal leveransen meldes inn ha respons i henhold til vilkårene for aktiveringsmarkedet for mFRR, såfremt anlegget er kvalifisert for dette. Dersom produksjonsanlegget ikke er kvalifisert for aktiveringsmarkedet for mFRR, 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 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.

Finansielle ordninger

I tilfeller der systemansvarlig vurderer at reservemarkedene ikke er tilstrekkelig for å anskaffe nødvendig volum og kvalitet, kan systemansvarlig etablere tidsavgrensede finansielle ordninger som skal bidra til at leverandører stiller med økt volum prekvalifiserte reserver i markedene. Rammen for slike ordninger er beregnet til 75 millioner kroner per år. Bruk av slike ordninger skal vurderes på nytt innen utgangen av 2028.

Systemansvarlig kan etablere slike finansielle ordninger dersom dette er samfunnsmessig rasjonelt. Ordningene skal utformes i tråd med regelverket for statsstøtte, offentlig anskaffelse og plikten til nøytral og ikke-diskriminerende opptreden.

Systemansvarlig skal til enhver tid publisere en oversikt over ordninger som er aktive på sine nettsider¹⁶.

3.6 Retningslinjer for fos § 11

Første ledd

~~Regulerkraft er manuelle reserver (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter.~~ Systemansvarlig driver to marked for regulerkraft, aktiveringsmarked for mFRR og aktiveringsmarked for mFRR-D (driftsforstyrrelsesreserver).

Aktiveringsmarkedet for mFRR deles i en planmessig ("scheduled") fase og en direkteaktiveringsfase. Den planmessige fasen av aktiveringsmarkedet for mFRR er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Systemansvarlig vil også aktivere bud i en nasjonal løsning for direkteaktivering ved behov. I tillegg vil systemansvarlig benytte mFRR-D i det nasjonale aktiveringsmarked for mFRR-D.

mFRR benyttes for håndtering av ubalanser og flaskehals. mFRR-D benyttes ved behov for håndtering av driftsforstyrrelser og spesielle hendelser.

Effekt fra både produksjon og forbruk kan tilbys både i aktiveringsmarked for mFRR ~~markedet~~ og aktiveringsmarked for mFRR-D. Vilkårene for mFRR aktiveringsmarked ~~regulerkraftmarkedet~~ finnes i "Metode om vilkår for leverandører av balansetjenester og vilkår for balanseansvarlige i samsvar med

¹⁶ Lenke til riktig sted på nettsiden vil legges inn i godkjent retningslinje.

kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft artikkel 18 nr. 1 ~~Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet)~~, som publiseres på samme side som ~~er å finne i vedlegg til~~ denne retningslinjen. Vilkårene beskriver leverandørene av balansetjenesters ~~aktørens~~ ansvar, plikter og rettigheter ved deltakelse i ~~regulerkraftmarkedet~~ både aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning, prising og aksept av bud, samt publisering av informasjon.

Formålet er å:

- Aktivere ~~manuelle~~ reserver for å holde balansen i hvert område og holde frekvensen i det nordiske synkronsystemet innenfor fastsatte grenseverdier, og dermed ~~frigjøre primær- og sekundærreserver~~, slik at disse kan være klare til neste hendelse.
- Håndtere flaskehalsen ved å holde kraftoverføringen innenfor akseptable grenser, som beskrevet i retningslinjene til § 5.
- Håndtere spesielle hendelser og driftsforstyrrelser i kraftsystemet.

Budgivning

Regler for budgivning i aktiveringsmarked for mFRR og mFRR-D er beskrevet i vilkårene i metode etter EBGL¹⁷ artikkel 18 nr. 1. I tillegg vil systemansvarlig ta imot bud fra leverandører eller reguleringsobjekter som ikke kan delta i markedene gjennom en forenklet løsning i Fifty. Ved aktivering av bud mottatt gjennom forenklet løsning vil leverandør av balansetjenester godtgjøres med høyeste pris av budpris og mFRR-pris for oppregulering og laveste pris av budpris og mFRR-pris for nedregulering

Forenklet løsning kan også brukes ved vedtak etter fos § 12 fjerde ledd, se mer i retningslinjen.

~~Budområdene i mFRR-markedet følger til de til enhver tid gjeldende budområder. Budene angis per stasjonsgruppe.~~

~~Budene angis i spesifiserte inkremitter, og budprisene begrenses av områdepris i døgnet markedet og en øvre prisgrense. Systemansvarlig setter krav til budstørrelse, og kan fastsette særskilte krav ved gjennomføring av piloter. Begrensningene er spesifisert i markedsvilkårene.~~

~~mFRR-bud i andre nordiske land vil bli benyttet på lik linje med bud i det norske mFRR-markedet. Det kan også bli benyttet bud fra områder utenfor Norden og selges regulertjenester ut av Norden ved spesielle systemdriftsbehov.~~

Reguleringer

Systemansvarlig benytter mFRR-markedet for å håndtere ubalanser i kraftsystemet ~~avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk~~. I tillegg benytter systemansvarlig mFRR-markedet for å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet som ikke kan håndteres ved bruk av budområder, ref. fos § 5 fjerde ledd. Ved hjelp av periodeskiftattributtet håndteres også strukturelle ubalanser rundt kvarters- og timestskift, ref. fos § 8b første ledd.

Systemansvarlig vil kunne benytte marked for regulerkraft for å opprettholde spenningsgrenser i områder som ikke har tilstrekkelig reaktive reserver. I slike tilfeller vil systemansvarlig aktivere bud fra aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D og/eller bud fra forenklet løsning for å kunne pålegge aktiverte produksjonsheter å bidra med reaktiv ytelse etter fos § 15 tredje ledd.

¹⁷ Kommisjonsforordning (EU) av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

Ved behov for opp- eller nedregulering vil bud i **aktiveringsmarkedet for mFRR** som hovedregel velges i en felles nordisk optimeringsprosess der de billigste budene velges først, gitt tilgjengelig overføringskapasitet. Valg av bud vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet ~~for type~~ **aktiveringsprosesser**. Bud kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, som for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper.

Systemansvarlig kan i spesielle situasjoner og ved driftsforstyrrelser aktivere bud som ikke er en del av aktiveringsmarkedet for mFRR. Dette vil omfatte mFRR-D-bud samt bud som er meldt inn gjennom forenklet løsning i Fifty.

Aktiveringer i spesielle situasjoner omfatter aktiveringer av reserver på bestemte steder i nettet for å håndtere flaskehalsen som ikke kan håndteres med mFRR-bud og aktiveringer for å opprettholde eller gjenopprette normal situasjon i kraftsystemet ved å sikre at det er en tilstrekkelig tilgjengelig mengde mFRR-reserver i alle budområder.

Valg av bud fra mFRR-D og forenklet løsning vil ta hensyn til budegenskaper og tilgjengelighet. Bud vil normalt aktiveres i prisrekkefølge, men kan også aktiveres utenfor prisrekkefølge, for eksempel på bakgrunn av lokasjon eller andre budegenskaper som f.eks. begrensninger i budets varighet og hviletid, øvrige tekniske egenskaper ved aktivering av budet eller budkvantum.

Systemansvarlig sender elektroniske aktiveringer i tråd med aktuelle tilbyderes bud i aktiveringsmarkedet for mFRR og **aktiveringsmarkedet for mFRR-D**. Systemansvarliges aktiveringsbestillinger vil ta hensyn til informasjonen **leverandørene av balansetjenester** ~~aktørene~~ har gitt i sine bud.

3.7 Retningslinjer for fos § 12

Fjerde ledd

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd kan omfatte ressurser for opp- eller nedregulering, og bestemmelsen omfatter produksjon og forbrukenheter. Innenfor produksjon regulerer fos § 12 fjerde ledd all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon, hvilket inkluderer vindkraft, elvekraft og alle andre produksjonstyper. Med forbrukskonsesjonær mener systemansvarlig for denne bestemmelsen forbrukere med en forventet reguleringsevne basert på tidligere innmeldte bud i **markedene for mFRR og mFRR-D** ~~RKOM~~.

Eksakte kriterier som utløser bruk av bestemmelsen er ikke mulig å sette opp, da dette vil kunne variere bl.a. ut fra tid på året, over-/underskudd, nettkonfigurasjon, anlegg utkoblet for planlagt driftsstans, samt omfanget og geografisk utstrekning av hendelsen.

Bruken av bestemmelsen knyttes til begrepet 'vanskelig driftssituasjon'. Systemansvarlig legger i hovedsak følgende innhold i forskriftsbegrepet 'vanskelig driftssituasjon':

- Situasjon med utilstrekkelige reguleringsreserver for å ivareta nasjonale krav for å håndtere dimensjonerende utfall og den kontinuerlige ~~frekvens~~ balanseringen i Norden, slik beskrevet i retningslinjen til fos § 9 annet ledd.
- Flaskehalsen i intaktnett eller som følge av en hendelse i kraftsystemet hvor ytterligere regulerytelse i spesifikke områder er nødvendig for å overholde driftsmessige overføringsgrenser og ivareta akseptabel forsyningsikkerhet.
- Spesielle forhold i kraftsystemet som krever tilgjengelig regulerytelse i spesifikke områder eller på bestemte stasjonsgrupper. Dette kan f.eks. være krav til kortslutningsytelse, behov for spenningsstøtte fra produksjon osv.

Rekvirering av ressurser

Ved systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd vil systemansvarlig kontakte aktuelle konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert ytelse i det berørte nettområdet for produsenter og potensiell reguleringsevne for forbruk, for å rekvirere ytterligere regulerytelse.

~~Avhengig av hvilket nettområde som har en vanskelig driftssituasjon, kan krav til minstekvantum eller aktiveringstid fravikes. Dette vil avhenge av forventet reguleringsevne i nettområdet og den aktuelle driftssituasjonen, og vil tydelig fremgå i vedtaket.~~

~~Produksjon og/eller forbruk~~

Systemansvarlig kan i den aktuelle driftssituasjonen gjøre en vurdering om både produksjons- og forbrukskonsesjonærer skal kontaktes. Dette innebærer at de rangerte listene for produksjon og forbruk kan brukes hver for seg. Fra et driftsperspektiv er dette naturlig da forbruk i ~~regulerkraftmarkedet~~ ikke har de samme egenskapene som produksjon mht. fleksibilitet (varighet og hviletid), og forbruk vil derfor ikke være aktuelt for å løse alle utfordringer.

Geografiske områder

I situasjoner der mengden reserver totalt i det norske kraftsystemet er for lav til å overholde nasjonale krav om tilstrekkelige effektreserver, se retningslinjer til § 9 annet ledd, vil systemansvarlig benytte ~~den rangerte lista for hele Norge~~ en rangert liste over aktuelle konsesjonærer i hele Norge. I slike situasjoner kan vedtak etter § 12 fjerde ledd være et nødvendig tiltak, utover tidligere foretatt handel i ~~kapasitetsmarked for mFRR og kapasitetsmarked for mFRR-D~~ ~~RegulerKraftOpsjonsMarkedet (RKOM)~~, da man nærmere driftsdøgnet har mer oppdatert informasjon om forventet reservesituasjon.

Dersom det mangler reserver i et helt budområde brukes rangerte lister for de enkelte budområdene.

Ved en vanskelig driftssituasjon i større områder med flere betydelige konsesjonærer brukes ferdige rangerte lister for de nettområdene hvor dette jevnlig forekommer. Når det oppstår uforutsette, nye problemområder i driften, vil systemansvarlig bruke rangeringen i de overordnede budområde/Norge-listene på lavest mulig nivå. Systemansvarlig vil ikke kontakte de konsesjonærer som åpenbart ikke er aktuelle, eksempelvis konsesjonærer som ikke har produksjon i området. Dersom situasjonen vedvarer, f.eks. grunnet feil eller planlagte utkoblinger, vil det utarbeides egne lister for slike nettområder.

I situasjoner hvor et lokalt problem oppstår, der det kun er 1-2 konsesjonærer som lett kan la seg rangere, vil systemansvarlig gjøre denne rangeringen i driftssituasjonen basert på kunnskap om det aktuelle nettområdet.

Plikt til å være tilgjengelig

Vedtak etter § 12 fjerde ledd vil normalt sendes som e-post, men kan, som andre systemkritiske vedtak, fattes muntlig mot konsesjonær. Konsesjonærer som mottar vedtak etter § 12 fjerde ledd plikter innen én time etter mottak å ~~sende en respondere~~ skriftlig ~~bekreftelse~~ på at vedtaket er mottatt. ~~Oppdaterte bud må være sendt inn innen tre timer etter at vedtaket er mottatt.~~ Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjonskonsesjonæren ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke konsesjonærens produksjon fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbart ytelse iht. fos § 12 fjerde ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak.

Systemkritiske vedtak etter § 12 fjerde ledd medfører ikke en rekvisisjon av regulerbart ytelse som bryter med manøvreringsreglementet. Regulerytelse som medfører høye kostnader ~~eller skadeflom~~, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig

regulerytelse", og skal derfor meldes inn som bud i **regulerkraftmarkedet** aktiveringsmarked for mFRR, aktiveringsmarked for mFRR-D eller forenklet løsning ved vedtak etter § 12 fjerde ledd.

Anmelding av bud etter mottatt vedtak

Aktører som er kvalifiserte¹⁸ som leverandør av balansetjenester for deltagelse i Statnetts mFRR aktiveringsmarked og som har reguleringsobjekter med tilgjengelig kapasitet som kan tilfredsstille krav til bud i dette markedet i perioden vedtaket er fattet for, skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR når de mottar vedtak.. Aktører som har reguleringssevne som ikke kan levere etter krav i aktiveringsmarkedet for mFRR i perioden systemansvarlig har gitt pålegg om budgivning etter § 12 fjerde ledd skal legge inn bud i aktiveringsmarked for mFRR-D eller i forenklet løsning for budgivning, se omtale i neste avsnitt.

Aktører og reguleringsobjekter som ikke er kvalifiserte for å delta i **aktiveringsmarkedene for mFRR eller mFRR-D**, eller som ikke kan oppfylle markedsvilkårene i perioden vedtaket er fattet for, for eksempel på grunn av oppstartstid, skal bruke en forenklet løsning for budgivning i Fifty. Her skal de angi pris for aktivering og relevante attributter som etterspørres, som volum og aktiveringstid. Disse budene vil bli lagt på egen liste¹⁹. Ressurser som blir aktiverte, får betalt det som er best for aktøren av budpris eller mFRR-pris, det vil si høyeste av budpris og mFRR-pris for oppregulering og det laveste av budpris og mFRR-pris for nedregulering.

Systemansvarlig sin aktivering av mottatte bud

Aktivering av bud vil gjøres i henhold til retningslinjene til § 11. Systemansvarlig vil velge bud som er best egnet til å løse den konkrete driftssituasjonen vi står i. I valg av bud vil systemansvarlig i tillegg til pris vektlegge lengde på responstid og krav til varighet og hviletid, samt geografisk plassering av bud.

Femte ledd

Med tilgjengelig regulerbar effekt menes ressurser for både opp- eller nedregulering.

Med vanskelige driftssituasjoner i denne paragraf menes alle hendelser i kraftsystemet som medfører et momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten. Dette kan f.eks. være (eksemplene er ikke uttømmende):

- Utfall og feil på komponenter i kraftsystemet (linje, generator, bryter, transformator osv.).
- Forsinket inn-/utkobling ved driftsstans.
- Lokalt uforutsette forbruksendringer.
- Kommunikasjonsproblemer med konsesjonærer.

Dersom driftssituasjonen tillater det vil relevante bud (både produksjon og forbruk) som allerede er tilgjengelig i **regulerkraftmarkedet** aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D og forenklet løsning bli aktivert før reguleringsreserver fra produksjonsapparatet anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd benyttes. Tvangsmessig utkobling av forbruk etter fos § 13 tredje ledd vil bli beordret dersom ressurser anskaffet ved vedtak etter fos § 12 femte ledd ikke viser seg tilstrekkelig til å håndtere situasjonen.

Dersom det er behov for aktivering over lengre tid, vil systemansvarlig be om at det legges inn bud i **regulerkraftmarkedet** aktiveringsmarkedene for mFRR, mFRR-D eller forenklet løsning for det aktuelle produksjonsanlegget ref. fos § 12 fjerde ledd.

¹⁸ Aktøren må være kvalifisert som leverandør av balansetjenester i henhold til gjeldende markedsvilkår. Et vilkår for kvalifisering er at reguleringsobjektene til leverandøren er prekvalifisert for å delta i markedene.

¹⁹ Aktører kan også registrere sine reguleringsressurser og pris for regulering i den forenklete løsningen på frivillig basis. Systemansvarlig kan bruke disse ressursene som er meldt inn før vi pålegger andre aktører å legge inn bud, se retningslinjer til fos § 11.

Systemkritiske vedtak kan fattes når som helst på døgnet. Dersom produksjonskonsesjonæren ikke er tilknyttet døgnbemannet driftssentral fritar dette ikke konsesjonærens produksjon fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar effekt iht. fos § 12 femte ledd. Manglende etterlevelse vil medføre at systemansvarlig rapporterer hendelsen til Reguleringsmyndigheten for energi for brudd på lydighetsplikten for systemkritiske vedtak. Systemansvarlig vil om nødvendig fatte vedtak etter § 16 første ledd og frakoble produksjonsanlegg som ikke responderer når systemansvarlig har behov for å benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet iht. § 12 femte ledd.

Forholdet til manøvreringsreglementet

Regulerytelse som medfører høye kostnader eller skadeflom, men ikke bryter med manøvreringsreglementet anser systemansvarlig å være innenfor "all tilgjengelig regulerbar effekt", og vil kunne bli omfattet av et vedtak etter § 12 femte ledd.

Regulering som bryter med manøvreringsreglementet, skal kun forekomme ved en særskilt beordring fra systemansvarlig gjennom et systemkritisk vedtak etter § 12 femte ledd. Alvorligheten i både situasjonen for kraftsystemet og konsekvensene hos konsesjonær mtp. manøvreringsreglementet må komme klart frem i dialogen mellom systemansvarlig og konsesjonær, jf. fos §§ 23 første ledd (Opplysningsplikt) og 24 annet ledd (Systemansvarliges generelle rapporteringsplikt).

Dersom konsesjonær opplyser om at et systemansvarspålegg vil medføre brudd på manøvreringsreglementet, må systemansvarlig gjøre en revurdering av sitt pålegg. Denne vurderingen skal inneholde minst inneholde følgende to punkter:

- Det kan ikke finnes reelle alternativer for å løse situasjonen enn å ta i bruk den aktuelle regulerytelsen. Tvangsmessig utkobling av forbruk (se retningslinjen til § 13 tredje ledd) er f.eks. et alternativ til oppregulering av produksjon som bryter manøvreringsreglementet.
- Alternativet til å benytte denne aktuelle regulerbare effekten vil være sammenbrudd i (deler av) kraftsystemet, dvs. betydelige samfunnskonsekvenser.

Prissetting

Dersom systemansvarlig benytter tilgjengelig effekt som ikke er anmeldt i [aktiveringsmarked for mFRR](#), [aktiveringsmarkedet for mFRR-D](#) eller på forenklet løsning [regulørkraftmarkedet](#), vil aktøren normalt få muligheten til å prissette dette i etterkant. Prisen og faktisk reguleringsvolum skal i slike tilfeller sendes inn uoppfordret.

Ved hendelser før kl. 15 skal pris og reguleringsvolum foreligge i løpet av driftsdøgnet. Ved hendelser etter kl. 15 skal dette være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn. Dersom systemansvarlig kun mottar reguleringsvolum, men ikke får oppgitt en pris, vil reguleringen prissettes til [mFRR-pris regulørkraftpris](#) i reguleringsretning. Dersom informasjon om reguleringen ikke blir sendt inn innen fristen, vil reguleringsvolumet avregnes som ubalanse, og bli prissatt iht. prinsipp for prising av ubalanser under gjeldende nordisk harmonisert balanseavregning - se esett.com.

3.8 Retningslinjer for fos § 17

Femte ledd

Krav til format ved rapportering av driftsstans

Plan for driftsstans rapporteres til systemansvarlig via Statnetts webportal Fosweb Driftsstans. Forespørsel om eventuell endring eller avlysning (omprioritering) av driftsstans skal også rapporteres her.

Konsesjonær plikter å kontrollere og holde informasjon oppdatert i Fosweb, så som kontaktopplysninger, brukerrettigheter og epostadresser, behovseier på driftsstanser og endringer ved eventuelle konsesjonærbytter.

Konsesjonærer kan finne informasjon om alle vedtatte driftsstanser i Fosweb. Konsesjonærer kan også få oversikt over de komponentene de vil få kopi av vedtak om driftsstans for. Konsesjonær har mulighet til å oppdatere denne listen.

Rapporterte planer for driftsstans som ikke er korrekt utfylt vil kunne bli returnert eller avvist.

Krav til innhold ved rapportering av driftsstans

Arbeid med eller uten utkobling:

- Det skal angis hvorvidt arbeidet krever utkobling.

Anleggsdeler:

- Anleggsdeler man rapporterer driftsstans på er ledninger, transformatorer, samleskinner, generatorer, reaktive kompenseringanlegg, Petersenspoler samt systemvern. Dersom det for eksempel skal jobbes på en bryter som medfører utkobling av en ledning, er det ledningen det skal rapporteres driftsstans på.
- De anleggsdeler som må kobles ut for å utføre arbeidet skal registreres, eventuelt berørt anleggsdel dersom arbeidet ikke krever utkobling. Ved arbeid som krever samtidig utkobling av flere anleggsdeler, skal alle anleggsdelene registreres.
- Dersom ulike anleggsdeler i en overføring har ulike varighet og ulike inn- og utkoblingstidspunkt for driftsstans, skal disse meldes inn som separate driftsstanser.
- Konsesjonær kan kun rapportere driftsstans på anlegg de selv eier. Dersom et arbeid krever utkobling av en annen konsesjonærs anlegg, er det denne konsesjonæren som må rapportere driftsstans. Det vises blant annet til overføringer hvor deler av overføringen eies av annen konsesjonær. Slik gjensidig behov for utkobling av annen konsesjonærs anleggsdeler forutsettes avtalt mellom partene før rapportering av driftsstans.
- Dersom en konsesjonær har behov for driftsstans for overføringsanlegg som er nær ved eller som krysser den andre parts anlegg, slik at det er behov for utkobling av begge parters eller den annen parts anlegg, må driftsstans rapporteres av den konsesjonær som eier anleggene. Det forutsettes at det etableres avtaler mellom konsesjonærene slik at det sikrer muligheter for driftsstans også i slike tilfeller.

Planlagt eller ikke planlagt driftsstans:

- Det skal angis om driftsstansen er planlagt eller ikke planlagt. Dette bestemmer om vedtak skal gjøres i henhold til bestemmelsens annet eller tredje ledd.

Årsak til driftsstans:

- Det skal angis årsak til driftsstansen, der det velges blant forhåndsdefinerte årsaks-kategorier. Konsesjonær kan i tillegg legge inn en utfyllende beskrivelse.
- Dersom driftsstansen skyldes en ikke planlagte hendelse er det viktig å angi årsak for dette.

Arbeidsbeskrivelse:

- Det skal angis hvilke komponenter det skal arbeides på, og eventuelt i hvilken stasjon, samt en kort beskrivelse av arbeidet. For driftsstanser på ledninger er det viktig å angi hvorvidt arbeidet foregår på ledning eller i stasjon. I arbeidsbeskrivelsen kan det også angis annen informasjon som er relevant for systemansvarlig i saksbehandlingen.
- Det må oppgis om det er behov for særskilte tiltak fra systemansvarlig under gjennomføringen av driftsstans. Eksempel på kan være behov for min. og maks. last ved hhv. termografering og AUS arbeid.

- Her må det også gjøres oppmerksom på om det er behov for at en annen konsesjonær enn den som er behovseier utfører koblinger i forbindelse med gjennomføring av driftsstansen.

Koordinering med andre konsesjonærer:

- Det forutsettes at konsesjonær har koordinert driftsstansen med berørte parter før rapportering. Med koordinering menes å identifisere alle parter som blir berørt, bekrefte at disse er kontaktet og oppsummere tilbakemeldinger/bekreftelser fra disse. Dette skal oppgis i driftsstansen ved rapportering. Det skal også oppgis hvorvidt produksjon blir berørt av driftsstansen. Partene skal så langt det lar seg gjøre koordinere sine behov for driftsstanser for å minimere de samlede konsekvensene av disse.

Ut- og innkoblingstidspunkt:

- **Ut- og innkoblingstidspunkt avgrensner utkoblingsperioden.** Tidspunktene refererer til når anleggene planlegges koblet **skal kobles** ut og inn, dvs. henholdsvis når strømmen brytes og når anleggene er strømførende igjen. Tidspunktene refererer mao. til den systemmessige virkningen anleggene har ved de angitte tidspunktene. Tid for andre nødvendige koblinger, markering, sikring og inspeksjon av anlegg (MSI), samt avsikring og klargjøring for innkobling (**MSI**) skal være inkludert i utkoblingsperioden. Tiden man kan arbeide på anlegget vil derfor **kunne** normalt være kortere enn den innmeldte utkoblingsperioden. **Eksempler:**
 - Med utkoblingstidspunkt for en overføringslinje menes normalt det tidspunktet effektbryter planlegges koblet ut, dvs. når forbindelsen ikke lenger fører strøm. Det kan gjenstå andre koblinger etter dette tidspunktet samt markering, sikring og inspeksjon (MSI) av anlegget. Arbeid på anlegget kan ikke starte før alt dette er utført og leder for sikkerhet (LFS) har gitt klarsignal.
 - Med innkoblingstidspunkt for en overføringslinje menes normalt tidspunktet for planlagt innkobling av effektbryteren som innebærer at forbindelsen igjen er strømførende. Det kan være andre nødvendige koblinger før dette tidspunktet. Avslutning av arbeidet, avsikring og klargjøring for innkobling må derfor skje i tilstrekkelig tid før planlagt innkoblingstidspunkt. -
- Det skal klart komme frem hvilke perioder anleggsdelen er utilgjengelig for kraftsystemet.
- Det forutsettes at det planlegges for minimum utetid i hver enkelt utkobling.
- Anleggsdeler med ulike utetider skal rapporteres som separate driftsstanser.
- Arbeid som går over flere perioder, der anleggsdelen er tilgjengelig i mellomtiden, skal rapporteres som separate driftsstanser. Det må oppgis hvorvidt driftsstansen er en del av en overliggende plan.

Fleksibilitet på tidspunkter:

- Det skal angis om det er fleksibilitet på de angitte ut- og innkoblingstidspunkter. Dette er viktig informasjon for systemansvarlig ved samordning mot andre driftsstanser og ved vurderinger opp mot last- og produksjonsforhold.

Gjeninnkoblingstid:

- Det skal angis hvorvidt det er mulig, og i løpet av hvor lang tid, å koble inn igjen anlegget, dersom det skulle bli behov for dette underveis i arbeidet. Muligheten for gjeninnkobling og tilhørende gjeninnkoblingstid vil kunne være avgjørende for behandling av driftsstansen, og det er viktig at dette er nøye vurdert.
- Gjeninnkoblingstiden skal angis som den lengste tiden det kan ta å koble inn anlegget i løpet av driftsstansen, inklusive tid til avsikring og klarmelding. Ved varierende gjeninnkoblingstid i løpet av arbeidet, kan dette kommenteres.
- Gjeninnkoblingstid over to timer må særskilt begrunnes.

Innkobling på natt/helg:

- Normalt skal anleggene kobles inn i perioder hvor det ikke pågår arbeid.
- For arbeid som pågår mer enn én dag, skal det angis om anleggene kan kobles inn på natt og helg, tidspunkter for dette, og eventuelle kommentarer som angir konsekvensene av innkoblingen.

Behovseier:

- Behovseier er den som har ønske om/behov for driftsstansen, f.eks. prosjektleder eller prosjektplanlegger, eller i noen tilfeller den som registrerer driftsstansen.
- Behovseier vil få varsling på epost ved registrering og endring av driftsstans, og eventuell påminnelse en viss tid før planlagt utkobling.

Midlertidig gjenopprettingsplan (GO-plan) under gjennomføring av planlagt driftsstans:

- Dersom det rapporteres driftsstans som vil gi N-0 drift eller av andre årsaker gir en vesentlig svekket forsyningssikkerhet, skal konsesjonær utarbeide, og skriftlig rapportere, plan for effektiv gjenoppretting av normal drift ved driftsforstyrrelser som kan oppstå under gjennomføring av driftsstansen. Systemansvarlig, ved Driftsstanskontoret, vil angi hvilken konsesjonær som har ansvar for utarbeidelse av gjenopprettingsplanen i de tilfeller der denne er en annen konsesjonær enn den som har rapportert driftsstansen. Frister og krav for utarbeidelse av midlertidig gjenopprettingsplan er nærmere beskrevet i retningslinjene for fos § 12.

Krav til forespørsel om omprioritering:

- Konsesjonær må opplyse om årsak til endring/avlysning av vedtatt driftsstans ved forespørsel om omprioritering i Fosweb.

Frister for rapportering og behandling av driftsstans

Systemansvarlig differensierer håndteringen av planlagte driftsstanser basert på om behovet for driftsstans rapporteres innen 1. september foregående år (årsplan), eller om behovet rapporteres etter dette tidspunktet.

Følgende frister gjelder:

	Siste frist rapportering	Frist behandling	Omfatter
Årsplan	1. september	1. desember	Transmisjonsnett, inkludert utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett, samt produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett
Planlagte driftsstanser	Se nedenfor	3 uker etter rapportering	Se nedenfor
Ikke planlagte driftsstanser	Snarest og senest 12 timer etter hendelsen som utløste (behov for) driftsstans	Snarest	Uforutsette hendelser, inkl. driftsforstyrrelser med "varige" feil.
Omprioriteringer	Umiddelbart etter at behov for omprioritering blir kjent	3 uker etter rapportering	Alle omprioriteringer av vedtatte driftsstanser

Frister for rapportering av planlagte driftsstanser (etter årsplanfrist)

- Senest 3 mnd før utkoblingsdato
 - Driftsstanser for nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet som berører andre konsesjonærer (se første ledd) og som ikke er koordinert med alle berørte* før innmelding i Fosweb²⁰
 - Driftsstanser for produksjonsenheter tilknyttet transmisjonsnettet
 - Driftsstanser som innebærer at systemansvarlig
 - må fatte vedtak om produksjonstilpasning
 - må redusere handlingskapasitet

- 3 uker – 3 mnd før utkoblingsdato
 - Driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet som er koordinert med alle berørte* før innmelding i Fosweb²¹.
 - Driftsstanser for reaktive komponenter.
 - Driftsstanser for produksjonsenheter tilknyttet regionalnettet.

- Senest 1 uke før utkoblingsdato
 - Driftsstanser som er "i skyggen av" en vedtatt driftsstans. Dersom "opprinnelig" driftsstans avlyses vil de driftsstanser som ligger i skyggen også måtte avlyses. Det må etableres en kobling mellom "opprinnelig" driftsstans og de driftsstanser som ligger i skyggen av denne.

* Med driftsstans koordinert med alle berørte²² menes:

En driftsstans regnes som ferdig koordinert med alle berørte dersom konsesjonær med nettanlegg har blitt enig med alle berørte konsesjonærer om at driftsstansen kan gjennomføres uten bruk av systemansvarliges virkemidler. Slik enighet skal dokumenteres ved innmelding av driftsstansen og omfatter at:

- Alle underliggende konsesjonærer med nettanlegg har akseptert eventuell redusert leveringskvalitet.
- Alle eventuelle konsesjonærer med parallelførte nettanlegg har akseptert eventuell redusert leveringskvalitet.
- Alle berørte produsenter har akseptert eventuelle begrensninger i produksjonen uten at systemansvarlig benytter spesialregulering eller vedtak om produksjonstilpasning.
- Produsenter som har avtalt med konsesjonær at de skal stå under driftsstansen, må melde inn driftsstans for egne anlegg for samme tidsperiode som for nettanlegget. Produsenter må selv utarbeide markeds melding dersom dette er påkrevd.
- Produsenter som må redusere produksjonen i henhold til avtale med konsesjonær med behov for driftsstans, må i sine anmeldelser i markedet hensynta produksjonsbegrensninger som avtalt. Produsenter må selv utarbeide markeds melding dersom dette er påkrevd.

Et nettselskap kan vurdere om forskrift om leveringskvalitet § 2-3 første og annet ledd skal benyttes. For nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet må imidlertid nettselskap også forholde seg til innmelding av driftsstanser etter fos § 17 og herværende retningslinjer.

Dersom systemansvarlig etter vedtak mottar klage på en driftsstans som er vurdert som ferdig koordinert fra konsesjonær som rapporterer driftsstans, vil systemansvarlig sende driftsstansen tilbake til konsesjonær med beskjed om at driftsstansen må koordineres på nytt. Dette vil da bli vurdert som en driftsstans som ikke er tilstrekkelig koordinert før rapportering.

Under utdypes forutsetninger og konsekvenser ved fristene angitt i tabellen ovenfor:

Årsplan:

- Driftsstanser til årsplan gjelder planer for kommende kalenderår. Rapporterte driftsstanser med oppstart senere år, blir formelt behandlet ved årsplanleggingen for det aktuelle år.

²⁰ Flyttet stjerne (04.01.2023)

²¹ Flyttet stjerne (04.01.2023)

²² Endret tekst for å tydeliggjøre at systemansvarlig koordinerer "med alle berørte" (04.01.2023)

- Driftsstanser rapportert etter årsplanfristen vil ikke inngå i årsplanleggingen, og blir behandlet først etter at årsplan er lagt (dvs. etter 1. desember). Behandlingsfristen løper også fra dette tidspunkt.

Planlagte driftsstanser:

- Her menes planlagte driftsstanser som rapporteres etter at årsplan er lagt.

Ikke planlagte driftsstanser:

- Driftsstanser som følge av uforutsette hendelser og nødvendig feilretting, anses som ikke planlagte driftsstanser, og behandles etter tredje ledd.
- Ikke planlagte driftsstanser skal rapporteres så raskt som mulig etter at behovet eller hendelsen er kjent.
- Ved utfall eller nødutkobling med varige feil, skal driftsstans rapporteres til systemansvarlig når feilårsak er fastslått og forventet innkoblingstid er avklart, dog senest innen 12 timer etter utfall eller utkobling.

Omprioritering (endring og avlysning):

Behov for endring eller avlysning av vedtatt driftsstans må rapporteres systemansvarlig snarest mulig. Ønske om endring/avlysning rapporteres direkte via Fosweb. Systemansvarlig (ved driftsstanskontoret) må i tillegg kontaktes per telefon/epost ved ønske om nært forestående (<=1 uke) endringer. Akutte behov for endringer utenfor driftsstanskontorets arbeidstid må rapporteres systemansvarlig (ved regionsentral). Konesjonær må opplyse om årsak til endring/avlysning. Forespørsel om omprioritering må behandles og vedtas av systemansvarlig (ved Driftsstanskontoret) før endringene kan gjøres gjeldende.

3.9 Retningslinjer for fos § 22

Femtende ledd

Ved pålegg fra RME om etteranalyse av driftsforstyrrelser, vil systemansvarlig innhente tilgjengelig underlag fra de involverte konsesjonærer og med utgangspunkt i dette foreta en selvstendig analyse av driftsforstyrrelsen. Resultatet av analysen vil bli formidlet til RME og de involverte konsesjonærer, og ved avvik fra konsesjonærenes egen rapportering kan de bli bedt om å oppdatere sine FASIT-rapporter og sende de oppdaterte rapportene til FASIThub.

Alle hendelser hvor systemansvarlig har vært involvert på en slik måte at det utilsiktet har ført til avbrudd for sluttbrukere skal etteranalyseres og oversendes til RME innen rimelig tid etter driftsforstyrrelsen. Etteranalysen skal inneholde konsesjonærens egen rapportering av hendelsen. I tillegg skal etteranalysen redegjøre for hendelsesforløpet og hva som førte til avbruddet. Systemansvarlig skal også oversende andre opplysninger som er relevante for RME sin forståelse av den enkelte hendelsen. Kopi av etteranalyse og andre relevante opplysninger skal sendes til involverte konsesjonærer.

Vedlegg til retningslinjene til fos § 22: Opplysninger som skal rapporteres

Vedlegget inneholder den informasjon om driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger som skal rapporteres til systemansvarlig iht. fos § 22. Registrering og rapportering skal gjøres ved bruk av godkjent FASIT programvare (nettselskap) eller FASITweb (produsenter og sluttbrukere).

Tabellen inneholder ikke obligatoriske, generelle opplysninger (rapportnummer, feilnummer, diverse identifikatorer og statuser, grunnlag for beregninger, m.m.) som settes av FASIT-programmet i forbindelse med opprettelsen av en FASIT-rapport. Kolonne "Krav fra ledd" inneholder referanse til hvilke av leddene 1-7 i § 22 den enkelte opplysning er knyttet til.

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
1	Anleggseier	Rapporterende selskap	1234567
2	Beskrivelse	Beskrivelse av hendelsesforløp og konsekvenser (fritekst)	1234567
3	Tidspunkt for hendelse	Når hendelsen startet (første bryterkobling eller alarm)	1234567
4	Varighet av hendelse	Fra starttidspunkt til sluttidspunkt	1234567
5	Type hendelse	Driftsforstyrrelse, planlagt utkobling, systemvernuttløsning For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>driftsforstyrrelse</i> er obligatorisk	1234567
6	Årsak	Årsak til planlagt utkobling	67
7	Anleggsdel	Den anleggsdel som er årsak til en planlagt utkobling	67
8	Anlegg der hendelsen inntraff	Eget anlegg, nettselskap, kraftprodusent, sluttbruker, annet land For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>eget anlegg</i> er obligatorisk	1234567
9	Eier av anlegg	Navn på selskap der hendelsen inntraff	1234567
10	Systemspenning	Systemspenning på feil- eller utkoblingssted	1234567
11	Nettnivå	Nettnivå på feil- eller utkoblingssted	124567
12	Tidspunkt for bryterkoblinger	Minimum første og siste bryterkobling i hendelsen	1234567
13	Stasjon	Navn på den stasjon bryteren som kobles er en del av	1234567
14	Bryter/sikring	Navn på bryter/sikring som kobles	1234567
15	Koblingstype	Ut, inn, m.m.	1234567
16	GIK-respons	Vellykket, mislykket, GIK avslått, m.m.	1
17	Vernfunksjon	Type vern som trippet bryteren	12
18	Vernrespons, bryterrespons, totalrespons	Korrekt, ukorrekt	12
19	Medførte hendelsen avbrudd for sluttbrukere?	Avbruddskonsekvenser skal i så fall beregnes	14567
20	Medførte hendelsen samtidig manuell utkobling av alle lavspenningskurser på samme fordelings-transformator?	Dette medfører KILE-beregning selv om utkoblingen er i lavspenningsnett	7

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
21	Medførte hendelsen redusert leveringskapasitet til sluttbruker i regional- eller transmisjonsnett?	Dette medfører at det skal beregnes avbruddskonsekvenser, inkl. KILE	16
22	Berørt kraftstasjon	Navn på kraftstasjon som ble berørt av hendelsen	2

23	Tapt vann	Tapt vann i vannkraftverk pga. hendelsen (MWh)	2
24	Lastutfall	Målt eller estimert lastutfall hos sluttbruker (MW)	3
25	Berørte konsesjonærer	Navn på konsesjonærer som fikk avbrudd i sitt nett som følge av hendelsen	14567
26	Antall berørte sluttbrukere	Både antall unike berørte og totalt antall sluttbrukere, for alle berørte konsesjonærer (inkl. eget selskap)	14567
27	Avbrutt effekt	Både for første delavbrudd og totalt for alle delavbrudd i hendelsen, for alle berørte konsesjonærer	14567
28	Ikke levert energi	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer	14567
29	KILE	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer Lavspenningsnett: Kun når alle kurser kobles ut manuelt og samtidig	146(7)
30	Lengste avbruddsvarighet	Avbruddsvarighet for den sluttbruker som har vært lengst uten forsyning	14567
31	Feilsted	Navn på feilsted	1234
32	Geografiske koordinater på feilstedet	Hvis anleggsdel med feil er kjent, dvs. ikke relevant for <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i>	1
33	Kraftsystemenhet med feil	Kraftsystemenhet avgrenses av effektbrytere, og omfatter alle anleggsdeler som ligger mellom disse	12
34	Anleggsdel med feil	Anleggsdel som har feilet For sluttbrukere: - Kun <i>Krafttransformator > 100 kV</i> er obligatorisk	12(3)4
35	Komponent med feil	Kun når feilkarakter er <i>varig</i> (krever reparasjon)	124
36	AnleggsdelsID	Unik, lokal identifikator for anleggsdel med feil. Hentes fortrinnsvis fra anleggsdatabase i NIS, SCADA, FDV, DMS e.l. Ikke krav ved <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i> .	1234
37	Systemjording	På feilstedet	124
38	Feiltype		124
39	Feilkarakter	Varig, forbigående	124
40	Feilbefengte faser	0-3 faser, pluss ev. jord	1
41	Utetid	Tiden anleggsdel med feil er utilgjengelig	1
42	Ekstern feilårsak	Feilårsak som ligger utenfor konsesjonærens "område" (omgivelser, andre mennesker, m.m.)	124
43	Intern feilårsak	Feilårsak som ligger innenfor konsesjonærens "område" (teknisk utstyr, eget personell, m.m.)	124

3.10 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 8a og 9

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 8a
 - o Vedlegg om systemdata
- Vedlegg til retningslinjer for fos § 9
 - o Vilkår for FCR-markedet