

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

Høringsdokument

1. juni 2022

-

Fos §§ 6, 9 og 11

Forord

Innhold i denne høringen

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. fos § 28a.

Det er det konkrete forslaget til endringer i retningslinjer som nå er på høring. Endringene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød gjennomstrøket tekst foreslås fjernet.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra dette høringsdokumentet.

Innsending av hørings svar

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen **01.09.2022**. Hørings svar sendes til firmapost@statnett.no, og merkes med referanse 22/00562.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Vi ber om at det tas høyde for at høringsinnspillene publiseres og at personinformasjon og eventuell annen sensitiv informasjon utelates.

Forhold mellom retningslinjer og metoder

I august 2021 ble fire forordninger om retningslinjer med hjemmel i tredje energimarkedspakke (Elforordningen 714/2009) tatt inn i EØS-avtalen og gjennomført i norsk rett, og de gjelder nå som norsk forskrift. En viktig presisering er at retningslinjene er rettslig bindende forordninger selv om begrepet "retningslinje" brukes. De aktuelle forordningene omfatter:

- Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for *drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft* (SOGL)¹
- Kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for *kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering* (CACM)²
- Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for *balansering av elektrisk kraft* (EBGL)³
- Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for *langsiktig kapasitetstildeling* (FCA)⁴

Forordningene stiller krav om utarbeidelse av vilkår eller metoder. Metodene er mer detaljerte og tekniske regler av blant annet prosesser for utførelse av oppgaver. Metoder er det gjennomgående TSOene, og i noen tilfeller kraftbørsene (NEMO) som skal utarbeide forslag til, mens godkjenning i utgangspunktet skjer av en eller flere nasjonale regulatorer. Forordningene angir om metodene skal utarbeides europeisk, regionale eller nasjonalt.

Enkelte av metodene kan ha innvirkning på utøvelsen av systemansvaret, og RME har i vedtak om godkjenning av metoder forutsatt at Statnett sender endrede retningslinjer på høring, dersom aktuell

¹ Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (SOGL)

² Commission Regulation (EU) 1222/2015 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM)

³ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (EBGL)

⁴ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (FCA)

metode endrer hvordan Statnett utøver systemansvaret. Systemansvarlig velger i tillegg å legge inn henvisninger til relevante metoder, selv om metoden ikke endrer utøvelsen av systemansvaret. Dette for å bidra til å sikre at konsesjonærene er godt informert om relevant beskrivelse av praksis. Arbeidet med å henvise til vedtatte metoder vil pågå stegvis fremover ettersom RMEs godkjenning av metodene skjer etappevis.

I denne runden tas det inn tekst/henvisninger til enkelte metoder iht. CACM i retningslinjene til fos § 6 og henvisninger til metoder iht. SOGL i fos § 9.

Ved fremtidige oppdateringer av retningslinjene vil det være aktuelt å ta inn tekst og/eller henvisninger til flere metoder. Arbeidet med å oppdatere retningslinjene i medhold av fos § 28a for å beskrive Statnetts praktisering etter at metodene er godkjent er et omfattende arbeid hvor det over tid der det vil være behov for dynamisk tilpasning som også kan påvirke utformingen av retningslinjene.

1. Fos § 6 - Fastsettelse av handelskapasitet

1.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår endringer i retningslinjer for fos § 6 – fastsettelse av handelskapasitet. Endringene foreslås på grunn av innføring av flytbasert markedskobling. Flytbasert markedskobling (FB) endrer hvordan handelskapasiteten fastsettes. FB er en markedsløsning der en forenklet (nordisk) nettmodell introduseres direkte i markedsalgoritmen. Løsningen tar hensyn til hvordan produksjon og forbruk faktisk påvirker flyten på enkelte linjer og komponenter i kraftsystemet. Markedet vil dermed kunne bli bedre til å optimalisere bruken av overføringsnett. Dette bidrar til økt samfunnsøkonomisk effektivitet samtidig som operatørene får et mer forutsigbart utgangspunkt til å planlegge systemdriften.

I forslaget til retningslinjer for fos § 6 henvises det til to relevante metoder utarbeidet i medhold av CACM.

- "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".
- "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation".

Ved innføring av flytbasert markedskobling må aktørene i kraftbransjen forholde seg til en ny type informasjon om markedskapasitet, i form av såkalte PTDF-matriser og RAM. PTDF står for power transfer distribution factors og RAM står for Remaining Available Margin. PTDF-matrisene viser hvor kraften vil flyte i nettet ved produksjon og forbruk i de ulike budområdene, og RAM viser hvor stor flyt som samlet aksepteres på kritiske elementer i nettet.

Aktørene vil stå overfor flere handelsmuligheter enn i dag, og budgivingen vil bestemme hvilke handler som blir prioritert innenfor de relevante nettbegrensningene. Det samfunnsøkonomiske overskuddet vil øke, og det er forventet at en større del av dette vil tilfalle aktørene i form av produsent- og konsumentoverskudd.

Det oppdaterte forslaget til retningslinjer er planlagt gjeldende fra oppstart av flytbasert markedskobling. Tidspunkt for dette er foreløpig ikke endelig avklart, men det er forventet ila. 2023. Systemansvarlig vil komme med nærmere informasjon i god tid før oppstart av flytbasert markedskobling. Før innføring av flytbasert markedskobling må også de nordiske metodene vedtas av RME.

For å være ute i god nok tid, velger systemansvarlig å sende forslag til retningslinjer for fos § 6 som skal gjelder ved innføring av flytbasert markedskobling på høring i bransjen.

1.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6

1.2.1.1 Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på Flytbasert Markedskopling (FB). ~~Net Transfer Capacity (NTC). $NTC = TTC - TRM$, hvor NTC er handelskapasiteten gitt til markedet, TTC (Total Transfer Capacity) er handelskapasiteten inkludert TRM (Transfer Reliability Margin) som er en margin for variasjoner i kraftflyt.~~

Ved FB angis markedskapasitetene 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.
- Markedskapasitetene utgjør dermed en matrise med en linje for hver CNEC, en kolonne for hvert budområde, samt en kolonne med RAM. I kolonnene for budområder angis PTDF for aktuelt budområde og snitt, i kolonnen for RAM oppgis RAM i MW for aktuelt snitt.

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

Systemansvarlig leverer daglig 24 nasjonale D-1 (dagen før driften) og D-2 (to dager før driften) nettmodeller (IGM – Individual Grid Model) til Nordic-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 – Common Grid Models). Deretter benytter Nordic-RCC CGM for å beregne markedskapasitetene (PTDF og RAM) for Norden basert på den felles nordiske beregningsmetoden. Nordic-RCC beregner først kapasiteter per time for døgnmarkedet. Når markedsresultatet fra døgnmarkedet er kjent, gjør Nordic-RCC beregningen for intradagmarkedet, dette også på timenivå. Intradagkapasiteter vil midlertidig angis som ATC⁵ (Available Transfer Capacity) begrensninger inntil en FB-løsning også er klagt i intradagplattformen (SIDC). ATC beregnes på bakgrunn av FB-matrisen og vil dermed baseres på samme nivå av driftssikkerhet som FB-løsningen.

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

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

~~Systemansvarlig fastsetter handelskapasitet for handelskorridorer tilhørende de norske budområdene for døgnmarkedet og intradag-markeder på timesbasis. Dette omfatter kapasiteter internt mellom de norske områdene og handelskorridorer fra/til norske områder gjennom mellomlandsforbindelser. For mellomlandsforbindelser fastsettes og koordineres den endelige handelskapasiteten av begge parter i samråd, hvor den laveste foreslåtte handelskapasiteten normalt blir gjeldende.~~

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

For termiske grenser og statiske spenningsbegrensninger, blir den maksimale flyten som tillates handelskapasiteten for (startpunktet for beregning av RAM) beregnet av Nordic-RCC gjennom bruk av CGM og felles nordisk beregningsmetode. Dynamiske begrensninger hver korridor fastsettes av systemansvarlig som leverer disse direkte til Nordic-RCC⁶. Dynamiske begrensninger fastlegges gjennom med 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 flythandelskapasitet. Dette gjøres ved å endre produksjonsnivå og geografisk fordeling av produksjonen i simuleringmodellen for å finne driftssituasjoner i hvert budområde, og i kraftsystemet som helhet, som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - o ~~termisk begrensning på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – kraftsystemdata)~~
 - 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)
- ~~Ulik produksjonsfordeling internt i området eller i naboområder har betydning for hvor flaskehals oppstår, dvs. hvilke snitt som først blir fullastet. Dersom ulik produksjonsfordeling i stor grad påvirker hvor flaskehals oppstår, angis det et bånd (variasjonsområde) for kapasitet ut fra et budområde og/eller mot hvert av naboområdene. Størrelsen på båndet angir forventet normal variasjon i kapasitet basert på produksjonsfordeling.~~
- ~~For NO4 angis de totale maksimale eksport- og importkapasitetene ut/inn av området som en sumbegrensning. For NO3 angis den totale maksimale importkapasiteten som en sumbegrensning. En sumbegrensning inneholder alle områdets handelskorridorer og er basert på snitt hvor flere av handelskorridorene inngår på tvers. Sumbegrensningen med tilhørende bånd blir fastsatt på lik metode som for en enkelt korridor.~~
- ~~For de aller fleste områder vil maksimal kapasitet mot ett eller to områder bli fylt opp først, mens det kan være ledig kapasitet mot andre områder. Kapasitet mot disse områdene vil da bli prognosert slik at summen inn eller ut av området blir så høy at første flaskehals blir fullastet. Dette er forhold som bestemmes av fysiske lover for elektrisk lastflyt. Uten en slik reduksjon i markedskapasitet, ville markedet klarere fysisk flyt som setter driftssikkerheten i fare. Ledig kapasitet mellom delområder som ikke lar seg utnytte på grunn av forskjellen mellom økonomisk flyt og fysisk flyt, oppstår ofte mellom NO1-NO3, NO5-NO2 og NO5-NO3. Ved prognosering av en kapasitet ses det på flere relevante forhold, som forventninger om driftskoplinger i nettet og produksjonsfordeling i områdene. Prognosen sammenlignes deretter med et lignende historisk referansetidspunkt for å finne riktig kapasitet.~~
- ~~Sumbegrensning på flyt NO2->NO1 pluss NO5->NO1 (NO1A->NO1) oppstår ved høyt forbruk i NO1. Flyt på de to korridorene begrenses da av faren for ustabilitet etter et gitt ledningsutfall.~~

Det er angitt en sikkerhetsmargin (FRM/TRM) på alle CNECforbindelsene. FRM benyttes for å sørge for nødvendig driftsmargin i normaldrift ved normale flytvariasjoner. Verdien på TRM fastsettes på hver CNECkorridor 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

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

guideline on capacity allocation and congestion management". ~~samløde driftserfaringer av normale flytvariasjoner erfaring av fordeling av regulerstyrke i de ulike områdene, og erfaringer med andre variasjoner som hyppige endringer i forbrukspunkter. TRM-verdien trekkes fra TTC for å få NTC-verdien.~~

Utteksling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Uttveksling 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 ~~utveksling~~ import av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

~~Systemansvarlig kan redusere handelskapasiteten utenfor de normale båndene i tilfeller som opplistet under, men er ikke begrenset til kun disse situasjonene men er ikke begrenset til kun disse situasjonene:~~ Handelskapasiteter vil normalt variere fra dag til dag og time for time, basert på forskjeller i innsendte nettbegrensninger og modell, herunder planlagte og ikke-planlagte driftsstanser og last- og produksjonsfordeling. Kapasiteter kan også være redusert som følge av, men ikke begrenset til, tilfeller som opplistet under:

- ~~Planlagte driftsstanser av komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett~~
- ~~Feil på komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett~~
- ~~Høy last som kan medføre begrensninger i overføring på grunn av spennings- eller stabilitetsforhold~~
- ~~Termiske forhold der overføringer begrenses av høy utetemperatur~~
- Utilgjengelighet av systemvern
- Reservert kapasitet for automatiske og manuelle reserver, aFRR og mFRR
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser
- ~~Flytforhold i nettet der forventet fysisk utnyttelse av korridoren er utenfor angitte Kapasitetsbånd~~

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

~~Handelskapasiteter som gis til intradag-markedet tar utgangspunkt i handelskapasiteter fra døgnet markedet og korrigeres fortløpende for endringer i flytforhold, endringer i planlagte driftstanser eller driftsforstyrrelser.~~

1.2.1.2 Annet ledd

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

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Fastsatte handelskapasiteter for alle nettbegrensninger, inkludert PTFD og RAM, publiseres daglig på ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) og NUCS (<https://nucs.net>) før markedsklarering i Day-Ahead.
- Systemansvarlig vil for øvrig etterleve alle kravene til publisering av data i artikkel 25 i "Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management".
- Systemansvarlig publiserer årlig (Y-1) og månedlig (M-1), sammen med de andre nordiske TSOene, en forventet handelskapasitet mellom hvert budområde basert på en nordisk Y-1/M-1 CGM og tilhørende nettbegrensninger. Kapasiteter vil beregnes basert på metoden "Long-term capacity calculation methodology of the Nordic capacity calculation region in accordance with Article 10(1) of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", for et høylast- og et lavlastscenarie. For Y-1 vil det bli beregnet kapasiteter høylast og lavlast scenarier per kvartal og for M-1 vil det bli beregnet ett høylast og ett lavlast scenarie. Kun utkoplinger med varighet for hele kvartaler, og hele måneder, vil bli hensyntatt i henholdsvis Y-1 og M-1.
- Frem til introduksjon av FB i det langsiktige markedet, vil beregningen av langsiktige kapasiteter bruke den samme metodikken som benyttes ved beregning av Intradagkapasiteter (ATC) og publiseres som ATC-kapasiteter. (Forventet handelskapasitet vil være tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS).
- Ved planlagte driftstanser som forventes å redusere tilgjengelig handelskapasitet, vil det bli publisert markedsmeldinger på NUCS, som beskriver forventet reduksjon i forbindelse med driftstansen, i forhold til publiserte kapasiteter fra Y-1 og M-1 prosess.
- ~~Systemansvarlig publiserer sammen med de andre nordiske systemansvarlige en grafisk oversikt over maksimal handelskapasitet per korridor, som oppdateres løpende ved endringer (Denne informasjonen finnes tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS): [Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\)](#).*~~
- ~~Oversikt og endringer av maksimal handelskapasitet og tilhørende bånd publiseres gjennom markedsmeldinger.~~
- ~~Ved behov for kapasitetsreduksjoner utenfor de angitte båndene informeres markedet av systemansvarlig gjennom markedsmeldinger.~~
- På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:
 - Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering
 - Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.
 - Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser
- ~~Andre relevante parameter i kapasitetsfastsettelsen, så som FTRM for hver korridor, publiseres gjennom et felles nordisk dokument (denne informasjonen finnes tilgjengelig via nettsidene til Nordic Unavailability Collection System (NUCS) Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market)~~

~~Endring i intradag kapasiteter informeres normalt ikke gjennom markedsmeldinger, så lenge ikke kapasiteten på forbindelsen settes til null.~~

* Retningslinjeteksten oppdatert med ny lenke. Endringer er informert om i høring 21-3.

2. Fos § 9

2.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Systemansvarlig foreslår noen endringer i retningslinjene til fos § 9 annet ledd. Endringene gjøres for å samordne retningslinjene med godkjente metoder. I tillegg gjøres det noen mindre språklige justeringer. Det foreslås også endringer i vilkår for FFR og det foreslås et nytt mFRR kapasitetsmarked.

Endringer som følge av godkjente metoder iht. SOGL

I SOGL er det krav om at TSOene utarbeider en rekke metoder på europeisk, regionalt eller nasjonalt nivå. De enkelte metodene skal godkjennes av RME som enkeltvedtak. Det er foreløpig 8 metoder tilhørende SOGL som er vedtatt av RME. Av disse 8 er det særlig 3 som er relevante for retningslinjene for fos § 9.

De 3 relevante vedtatte metodene er:

- "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".
 - Tatt inn henvisning i denne runden.
- "Amended Nordic synchronous area proposal for **additional properties of FCR** in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation Ytterligere egenskaper for FCR".
 - Retningslinjene vil oppdateres senere da en oppdatert versjon av metoden er på nordisk høring nå.
- "Nordic synchronous area methodology for **the minimum activation period to be ensured by FCR providers** in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation og All Continental Europe and Nordic TSOs' proposal for **assumptions and a Cost Benefit Analysis methodology** in accordance with Article 156(11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation".
 - Retningslinjer og tilhørende markedsvilkår vil oppdateres på et senere tidspunkt

I retningslinjene til fos § 9 foreslår vi nå å fjerne noe av teksten knyttet til dimensjonering av FCR, og heller vise til den vedtatte nordiske 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'. Metodens artikkel 3 og 4 beskriver dimensjoneringen av FCR i Norden. Forslaget endrer ikke utøvelsen av systemansvaret.

De andre godkjente metodene knyttet til FCR vil ikke tas inn som henvisninger i retningslinjene i denne runden, da det fremdeles pågår nordisk arbeid knyttet til dem.

Retningslinjene til fos § 9 vil på senere tidspunkt kunne oppdateres med andre relevante metoder ettersom de vedtas av RME.

Nytt mFRR kapasitetsmarked

Det planlegges å innføre et nytt mFRR kapasitetsmarked med et eget vilkårsdokument. Det nye nasjonale kapasitetsmarkedet for mFRR er et steg på veien mot et felles nordisk kapasitetsmarked og inngår som en del av ny nordisk balanseringsmodell NBM. Et felles nordisk mFRR-kapasitetsmarked vil gi en mer effektiv utnyttelse av reguleringsressursene og gi aktørene tilgang til et større og mer effektivt marked. Daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt på morgenen D-1 (dagen før driftsdøgnet) vil bidra til bedre disponering av ressursene og en mer effektiv reserveportefølje. Usikkerheten rundt alternativkostnaden for disponering av produksjonsapparatet vil reduseres desto nærmere driftstimen reserven anskaffes. Videre vil hyppige oppkjøp øke sannsynligheten for at de rimeligste reservene velges i løpet av perioden.

Det nasjonale kapasitetsmarkedet for mFRR benytter den nordiske handelsplattformen Fifty Nordic MMS, som også benyttes for aFRR.

Aktørene må tilpasse sine IT-systemer til nye budformater og markedsplattformer. De må også tilpasse seg til daglige oppkjøp om morgenen D-1. Hviletid og varighetsbegrensninger i aktiveringen vil tillates i et mFRR-kapasitetsprodukt, men det blir en metode for å sammenligne bud med ulike restriksjoner innenfor ett produkt fremfor å ha to separate produkt med egen etterspørsel slik som i dagens regulerkraftopsjonsmarked (RKOM) - RKOM høykvalitet uten begrensninger og RKOM med begrensninger.

Forslag til markedsvilkår for nytt mFRR kapasitetsmarked ligger vedlagt og er planlagt gjeldende fra 05.05.2023. Ved innføring av nytt mFRR kapasitetsmarked går Statnett over til daglig anskaffelse av mFRR-kapasitet og vil ikke lenger benytte RKOM-uke markedet.

Endringer i kapasitetsmarkedet for mFRR (i forhold til dagens RKOM)

- Leverandører må oppfylle gjeldende vilkår i aktiveringsmarkedet for mFRR for å kunne gi bud i kapasitetsmarkedet for mFRR, noe som blant annet innebærer krav til responstid, aktiveringstid og avstilling.
- Aktørene skal benytte den nye handelsplattformen Fifty Nordic MMS som er den samme som blir benyttet for kapasitetsmarkedet for aFRR, og som vil bli benyttet i felles nordisk marked.
- Oppkjøp av mFRR-kapasitet vil bli gjort i en daglig auksjon med lukketid 07:30 D-1 (dagen før driftsdøgnet). Det vil være mulig å legge inn bud i en periode på 7 dager før driftsdøgnet. Dette er samme lukketid som i kapasitetsmarkedet for aFRR.
- Aktørene kan koble bud i kapasitetsmarkedene for mFRR og aFRR slik at bud som ikke blir valgt i aFRR automatisk vil inngå i auksjonen for mFRR. Dette vil legge til rette for økt deltakelse i balansemarkedene for leverandørene.
- Valuta for markedet vil være euro.
- Det vil fortsatt være mulig å gi bud med begrensninger i varighet og hviletid etter aktivering, men i ett produkt.
- Det vil være mulighet for å koble bud sammen på ulike måter i kapasitetsmarkedet for mFRR.
- Leverandører som skal delta i kapasitetsmarkedet for mFRR må være balanseansvarlig for reguleringsobjektet. I det nye kapasitetsmarkedet vil dermed rollen RKOM-aktør utfases.

Avkortning ved manglende overholdelse av forpliktelse

I dagens RKOM benyttes følgende avviksfaktorer A ved redusert effektvolum:

- *RKOM Høykvalitet A=25*
- *RKOM Med begrensninger: Produksjon A=25, Forbruk A=2*

Det foreslås å endre regel for avkortning ved manglende overholdelse av forpliktelse. Godtgjørelsen vil reduseres basert på ukentlig beregning som i dag, men avkortningsfaktoren settes til $A=2$ for alle. Bakgrunnen for dette er følgende:

- Ukentlig beregning: Ved overgang til daglig oppkjøp av mFRR-kapasitet vil avregning og fakturering i Fifty MMS fortsatt foregå ukentlig. Fifty har utfordringer i forbindelse med prioriteringer og begrenser derfor omfanget av utviklingsoppgaver.
- Avkortningsfaktor: Harmonisering på tvers av reserveprodukter
- Likebehandling av forbruk og produksjon
- Dagens avkortningsfaktor $A=25$ gir ikke insentiver til å gi bud for hele uken hvis manglende leveranse inntreffer tidlig i uken, da avkortningen vil bli høyere enn kompensasjonen leverandøren mottar ved tilslag på sine bud.

Statnett vil vurdere regler for avkortning ved manglende overholdelse av forpliktelse underveis i driften av det nye markedet

Tidslinje for kommende markedsendringer knyttet til mFRR kapasitetsmarked, RKOM og driftsforstyrrelsesreserver

Etter planen skal markedene for RKOM-uke og RKOM-sesong i løpet av 2023 erstattes av henholdsvis mFRR kapasitetsmarked (daglig) og driftsforstyrrelsesreservemarkedet (DFR).

Nytt mFRR kapasitetsmarked er planlagt innført fra 05.05.2023 og vil erstatte kjøp i RKOM-uke fra denne dato.

DFR er planlagt å skulle anskaffes slik at bud er tilgjengelige for aktivering når nytt mFRR aktiveringsmarked settes i gang i oktober/november 2023. Avhengig av nøyaktig tidspunkt for GoLive medfører det at RKOM-sesong enten vil kortes ned eller ikke gjennomføres for 2023/2024-sesongen, og erstattes av DFR.

Krav for å delta i RKOM-uke eller senere i mFRR kapasitetsmarked er at man må kunne levere bud i mFRR aktiveringsmarked i tråd med gjeldende vilkår. Det medfører at for å kunne tilby mFRR-reserver etter 1.mars 2023 må den tekniske transisjonen i forbindelse med mFRR aktiveringsmarked gjennomføres, se [implementasjonsguiden⁷](#) for mFRR aktiveringsmarked for mer informasjon.

Oppdaterte markedsvilkår for FFR

Systemansvarlig har i tidligere høringsrunder mottatt innspill på kravet om at leverandør som ikke har balanseansvar for reguleringsobjektet som bys inn i FFR-markedet må innhente samtykke fra reguleringsobjektets balanseansvarlig for dette. Dette vil ikke bli avklart før regler for skille mellom BRP og BSP roller er avklart på generell basis. Rollen som uavhengig aggregator er foreløpig ikke etablert i Norge, men systemansvarlig foreslår nå å tillate deltagelse i FFR-markedet uten å være BRP. I første omgang foreslås unntak fra samtykkekravet for reguleringsobjekt under 10 MW, men for alle reguleringsobjekt over 20 kW skal balanseansvarlig likevel informeres om deltakelsen. Leverandør skal også inngå en skriftlig avtale med eier av reguleringsobjektet om at de til enhver tid forsikrer seg om at hele FFR-kapasiteten som deltar i FFR-markedet ikke inngår i andre forpliktelser. Dette gjøres for at systemansvarlig skal kunne kontrollere og holde oversikt over markedsdeltakelse. Formålet med å tillate uavhengig aggregator stegvis er for å innhente erfaringer om rollen.

Ved å innføre rollen som uavhengig aggregator blir det enklere for potensielle aktører å aggregere små laster, som for eksempel husholdningsapparater, uten å måtte søke opp balanseansvarlig for lastene og innhente samtykke. FFR er et svært energifattig produkt og det har ikke finansielle konsekvenser av noen betydning for balanseansvarlig om en ressurs deltar i markedet. Det forventes derfor en liten

⁷ [BSP Implementation Guide mFRR energy activation market som finnes på nordicbalancingmodel.net](#)

økning i likviditeten i markedet. Innføring av rollen som uavhengig aggregator vil ikke føre til nevneverdige utgifter for Statnett eller aktørene da ingen endringer i systemene kreves.

Systemansvarlig foreslår også en tydeliggjøring av prekvalifiseringsprosessen for nye reserver i FFR-markedet. Det foreslås at leverandører i utgangspunktet prekvalifiserer sine reserver i forkant av anskaffelsesrunden for FFR, men at prekvalifiseringen også kan gjennomføres etter tilbudet er akseptert. Med tidligere prekvalifisering kan leverandørene installere tekniske løsninger og gjennomføre tester spredt ut over en lengre periode, slik at de kan være klare for leveranse ved oppstart av FFR-sesongen. Dette øker sjansen for at leverandøren får levert sitt produkt og reduserer systemansvarliges behov for å etterbestille FFR-kapasitet.

Merk; forslag til oppdaterte markedsvilkår for FFR som sendes ut på høring inneholder tekst som p.t. er til godkjenning hos RME. Denne teksten er markert med oransje skriftfarge.

Det oppdaterte forslaget til markedsvilkår for FFR ligger vedlagt og er planlagt gjeldende fra 01.01.2023.

2.2 Forslag til oppdaterte 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 finnes i appendix 1 til LFCR annexet.**

Reserveproduktene er beskrevet nærmere i vedlegg til retningslinjen til fos § 8a første ledd.

Systemansvarlig benytter følgende reserveprodukter for å sikre effektreserver:

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

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

Tilstrekkelige effektreserver inkluderer reserver for både opp- og nedregulering, ~~da nedreguleringsreserver også er nødvendig for å utføre systemansvarliges oppdrag.~~

Nedenfor er krav til effektreservene prinsipielt beskrevet, samt hvordan systemansvarlig sikrer disse effektreservene gjennom markeder og systemkritiske vedtak. Markeder for reservene beskrives i vilkår. I vilkårene fastsettes kriterier for deltagelse i markedet, regler for budgivning og aksept av bud, samt prinsipper for rapportering og avregning. Vilkår for de ulike markedene er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Primærreserver (FCR)

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

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

Dimensjonering av FCR

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

Krav til mengde tilgjengelige FCR-reserver i Norden og fordelingen av dette mellom de nordiske landene gjennom en fordelingsnøkkel er beskrevet i artikkel 3 og 4 i Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation. Fordelingsnøgkelen ~~Dagens krav til FCR-N er 600 MW. Denne mengden blir fordelt mellom de nordiske TSOene gjennom en fordelingsnøkkel. Denne~~ 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 ~~Systemansvarlig~~ dimensjonerer FCR-D_{opp} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er bortfall av det største tilknyttede kraftverk/importerende HVDC-forbindelse for oppregulering og ~~Systemansvarlig dimensjonerer FCR-D_{ned} etter den største dimensjonerende hendelsen i nettet, som vanligvis er~~ 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".

Ved manglende reserver

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

Sekundærreserve (aFRR)

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

Dimensjonering av aFRR

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

Marked for aFRR

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

Ved manglende reserver

Systemansvarlig sikrer ikke aFRR gjennom systemkritiske vedtak etter fos.

Tertiærreserve (mFRR)

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

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

Dimensjonering av mFRR

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

I tillegg til dette kravet **må systemansvarlig ta høyde for at det kan være ubalanser i systemet eller anstrengt nettsituasjon når feilen skjer.** ~~har s~~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.**

~~Regulerkraftopsjonsmarkedet (k~~~~Kapasitetsmarked for mFRR)~~~~)*~~Endringene knyttet til mFRR kapasitetsmarked skal gjelde fra 05.05.2023

Reservekravet nasjonalt for mFRR i retning opp og ned anskaffes normalt gjennom en analyse av forventet mengde frivillig innsendte bud til regulerkraftmarkedet og deretter kjøp av overstigende kravvolum i kapasitetsmarkedet for mFRR, ~~regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)~~. Analysen av forventet mengde frivillig bud i regulerkraftmarkedet baserer seg på tilgjengelige prognoser av forbruk, kraftutveksling, planlagte driftsstanser blant produksjonsenheter og vindkraft i Norge/Norden. Prognoser av flaskehals internt i Norge og i Norden og vurdering av tilgjengelighet av reserver i de ulike områdene vil også tas med i vurderingen.

Vilkårene **for** deltakelse i kapasitetsmarkedet for mFRR "Vilkår for **kapasitetsmarkedet for mFRR**" ~~tilbud,~~ ~~aksept,~~ ~~rapportering og avregning i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)~~" er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

Manglende reserver

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

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

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

Fast Frequency Reserves (FFR)

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

Dimensjonering av FFR

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

Marked for FFR

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

Ved manglende reserver

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

3. Fos § 11

3.1 Bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen

Statnett foreslår å endre prisgrensene i aktiveringsmarkedet for mFRR, jf. kapittel 7.3 i "Vilkår for tilbud, aksept, aktivering og prising i aktiveringsmarkedet for mFRR (regulerkraftmarkedet)".

Foreslått endring er som følger:

Øvre prisgrense for tilbud i regulerkraftmarkedet er ~~5000~~ 10 000 EUR/MWh. Nedre prisgrense for tilbud i regulerkraftmarkedet er -10 000 EUR/MWh. Hvis øvre prisgrense i intradagmarkedet blir endret og satt høyere enn dagens verdi på 9 999 EUR/MWh, så skal den øvre prisgrensen i regulerkraftmarkedet økes med tilsvarende verdi som for intradagmarkedet. Nedre prisgrense vil bli redusert med tilsvarende negative verdi. For omregning til prisgrense i NOK benyttes siste offisielle valutakurs fra den europeiske sentralbanken i overgangsfasen: Prisgrensene vil ikke omregnes til NOK. ~~Øvre prisgrense for tilbud i regulerkraftmarkedet er 5000 EUR/MWh.~~

De foreslåtte grensene vil også gjelde for overgangsfasen frem til automatisert balansering, men vil ved oppstart av overgangsfasen ikke lenger omregnes til NOK. Det er nå tydeliggjort i nytt forslag til vilkårttekst. De foreslåtte grensene vil også oppdateres i vilkårsversjon som er planlagt gjeldende fra innføringen av automatisk balansering.

En fullverdig beskrivelse av bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen finnes i eget vedlagt dokument ved navn "Høringsnotat – Innføring av nye maksimums- og minimumsprisgrenser i aktiveringsmarkedet for mFRR i Norge".

Endringen foreslås innført fra 1. november 2022, noe som i tilfelle vil kreve en raskere behandling enn normalt fra RME.