

# Møtereferat

Sak: Forum for systemtjenester 2022

Møtedato/Sted: 04.11.22 / Nydalen/Teams

Møteleder: Bernt Anders Hoff

Ansvarlig/adm. seksjon:  
Reservemarkeder (LUR)

Kopi til: Energi Norge, Norsk  
Industri, Distriktsenergi, Offshore  
Norge, Norwea, RME

Vår referanse.:

Neste møte: TBD

Dato: 04.11.22

Signatur:

.....

Møtereferatet skal distribueres til alle møtedeltagere.  
Presentasjoner fra møtet er publisert på [statnett.no](https://statnett.no)

## Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
0.	Velkommen og praktisk informasjon om møterom	Bernt Anders Hoff



#	Sak	Ansvarlig
	<p>- Gjøre det sammen i Norden og med aktørene</p> <p>- Lage et fundament som vi kan bygge videre utvikling av systemdriften på</p> <p>Innspill/spørsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Q1: <i>Må perioden for flytbasert testing vare i 1 år?</i></li> <li>• A1: <i>For å få godkjent oppstart av ekstern parallellkjøring, har regulatorene satt krav om at en rekke kvalitetsindikatorer bl.a. knyttet til oppetid på prosessene skal overholdes i løpet av en tre måneders periode. Vurderingen av indikatorene skal deretter sammenfattes i en rapport som skal sendes inn og godkjennes av regulatorene. Etter den har blitt godkjent, skal parallellkjøringen fortsette i 6 måneder før vi kan gå live. Det betyr i praksis opp mot 12 måneder fra oppstart til endelig idriftssettelse.</i></li> <li>• Q2: <i>Hvis flytbasert ikke blir godkjent, kan mFRR EAM starte opp uansett?</i></li> <li>• A2: <i>mFRR EAM er avhengig av oppstart av flytbasert markedskobling for at TSOene skal være i stand til å håndtere problemer med transittflyt, særlig mellom Norge og Sverige. Nå som flytbasert markedskobling trolig forsinkes, vil TSOene se på muligheten for alternative løsninger for å sikre oppstart av mFRR EAM.</i></li> </ul> <p><b>Orientering om plan for idriftsetting av mFRR EAM</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementeringsbonus – blir en premie for de som klarer å nå fristen</li> <li>• Setter i gang testing. Statnett vil hjelpe aktørene så godt som mulig med å komme i mål før fristen 1.mars.</li> <li>• Etter det skal det startes med funksjonell verifikasjonstest. Fullskala øvelser ut mot alle aktørene, teste hvordan markedsresultatene vil bli med de nye løsningene.</li> <li>• Planen er å fullautomatisere fra Statnett sin side fra neste høst.</li> </ul>	<p>Nina Wahl Gunderson</p>

2.	<p><b>Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Nye tekniske krav</b></li> <li>• <b>Veikart for implementering</b></li> <li>• <b>Dialog fremover med aktører: Referansegruppe for implementeringsfasen</b></li> </ul> <p><b>Orientering om nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vi skal ha tekniske krav som er <ul style="list-style-type: none"> <li>- Teknologinøytrale</li> <li>- Harmoniserte i Norden</li> <li>- Funksjonelle</li> <li>- Mulig å teste lokalt</li> <li>- Skal møte behovene i det nordiske kraftsystemet</li> </ul> </li> <li>• De nye kravene stiller høyere krav til aktivering og deaktivering av reserver. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Grunnstammen til kravene er ytelse og robust stabilitet.</li> <li>- Sammenlignet med i dag blir det tøffere krav til ytelse, men stabilitetskriteriene minner om stabilitetsmarginer beskrevet i NVF. Forskjellen er at de nye nordiske kravene skal vurdere stabilitetskriteriene opp mot det nordiske kraftsystemet.</li> </ul> </li> <li>• De ulike kravene er beskrevet i <i>“Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area”</i>.</li> <li>• FCR-D: Dagens nordiske krav stiller kun krav til aktivert kapasitet og ikke til aktivert energi. De nye kravene vil stille krav til begge. Nytt krav til aktivert kapasitet er også strengere enn det som er gjeldende krav i Norden i dag.</li> <li>• Har ikke vært stilt krav til stabilitet i Norden før, men det vil innføres nå. Stabilitetskravet er basert på at FCR-enheter skal bidra med å dempe oscillasjoner i systemet i en situasjon med lite rotasjonsenergi. FFR kan bidra med respons, men de bidrar ikke med stabilitet. Derfor dette nye stabilitetskravet.</li> <li>• Vil stilles strengere krav til både aktivering og deaktivering. Vil skille mellom statisk og dynamisk FCR-D. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Innføring av statisk/dynamisk FCR-D vil føre til at det settes en grense for hvor mye statisk FCR-D vi kan tillate å ha. Denne grensen vil avhenge av situasjonen i kraftsystemet til enhver tid.</li> </ul> </li> <li>• Tillater modusskifte fordi vi har sett at en del enheter sliter med å oppfylle FCR-D-kravene.</li> <li>• Sinusresponstest for prekvalifisering av FCR-N og FCR-D trengs kun å gjøres en gang.</li> <li>• SVK har utviklet et IT-verktøy for å evaluere kravetterlevelse. Dette verktøyet oppdateres nå, så det er ikke helt klart for bruk enda. Tanken er at også aktører kan bruke det i testing for å se om man etterlever kravene.</li> <li>• Overgang til nye tekniske krav til FCR vil gi behov for fysiske endringer i anlegg og kontrollsystem.</li> </ul> <p>Hvordan blir implementeringsfasen fremover?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statnett kommer ikke til å kreve at oppstart av prekvalifisering i 2023, men tenker at det vil skje i 2024. Fremdeles et mål om å nå nordisk tidsfrist selv om oppstart utsettes et år.</li> <li>• Mål om å unngå at alle prekvalifiseringer hopper seg opp mot slutten av transisjonsfasen.</li> <li>• På sikt er det tenkt å gå bort fra kravet om grunnleveranse for å redusere/fjerneoverleveranse av FCR.</li> <li>• Spørsmål til aktørene: Hvilken interesse er det for oppstart av FCR-D til sommeren, hvor klare er dere (aktører) for dette?</li> </ul>	Oda Skeie
----	--	-----------

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spørsmål til aktørene: Har dere som aktører noen tanker / innspill til grensesnitt?</li> <li>• Spørsmål til aktørene: Hvor mye til hjelp vil det være å utsette implementering av sanntidsdatastrøm?</li> </ul> <p>Markedsvilkår – hvordan blir det fremover?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Henvisning til nye tekniske krav blir ikke tatt inn i markedsvilkårene i denne høringsrunden som starter 1. desember.</li> <li>• Oppdatering av markedsvilkår vil komme i runden som sendes på høring senest 1. juni, og vil da være godkjent og gyldig fra 1. januar 2024.</li> <li>• Ønsker tett kontakt med bransjen over det neste året for å klargjøre prekvalifisering.</li> <li>• Spørsmål til aktørene: Hva er ønske fra bransjen om hyppighet på slik dialog? Evt. er det andre formater som er mer nyttige?             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kommentar: Det hadde vært fint å ha både aktørmøter med flere aktører og bilateral kontakt mellom aktør og TSO.</li> <li>- Svar: Statnett ser på muligheten for å ha en dedikert ressurs som skal holde i kontakt med bransjen.</li> <li>- Innspill: Det er nok ikke så dumt å ha regelmessige møter, og så tilpasse agendaen etter hva man skal diskutere. Slike regelmessige møter gir også en viss trygghet for aktørene.</li> <li>- Innspill: Fint for de som var med på piloten kan dele på disse erfaringene.</li> </ul> </li> </ul> <p>Innspill/spørsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Bygger de oppdaterte kravene på ENTSEO-E rapporten datert 2022-07-22 (dvs. samme som Svenska kraftnät, Fingrid og Energinet jobber med)?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Ja, det er de til nå mest oppdaterte kravene. Kravene om begrenset energireservoar er ikke med der. De tekniske kravene til respons (ytelse og stabilitet) er satt og kommer ikke til å endres.</li> </ul> </li> <li>• <i>Siden det tillates leveranse med "avvik" fra enkelte krav – blir markedet skilt i "høykvalitet" og "lavkvalitet" som i RKOM?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Det vil være en kvote som innføres etter hvert på hvor mye statisk FCR-D som kjøpes opp. Kvoten kommer til å være basert på den driftssituasjonen man er i. Den vil aldri være høyere enn 50%, og ofte ligge ganske langt under. Det er ingen begrensning på FCR-D dynamisk. Så maks 50% kan være statisk, men det er kun hvis forholdene ligger til rette for det. Vi ser at forbruk ikke når kravene for å være dynamisk, så dermed faller de under den kategorien for statisk.</li> </ul> </li> <li>• <i>Kommer Statnett til å jobbe med en mal for prekvalifiseringssøknad (förkvalificeringsansökan)? Og finnes det ytterligere dokumentasjon rundt testene og kravene til disse?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Ja, det vil finnes noen slags maler internt i Statnett. Det spørres litt hvilket grensesnitt man ender opp med for søknader. For å gjennomføre tester er det også en testrapport for å sammenstille resultat fra testingen, og der kan Statnett bidra med en mal.</li> </ul> </li> <li>• <i>Gjelder de ytterlige testene fortsatt for FCR-N?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Det som går på å teste internt frekvenssignal og timen med aktiv FCR-N gjelder uansett om du skal levere FCR-N eller FCR-D?</li> </ul> </li> </ul>	
--	--	--

#	Sak	Ansvarlig
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Finnes det en detaljert beskrivelse av hvordan data skal settes opp for å kunne importeres av det nye IT-verktøyet?</i> - Svar fra Statnett: Format for hvordan data skal settes opp/logges er definert i "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"</li> <li>• <i>Har dere noen oppfatning om mange aggregat vil slite med å kvalifisere seg?</i> - Svar fra Statnett: Ikke noe antall, men hvis man skal ta erfaring fra de nordiske pilotene ser man at kraftverk med Kaplan og elvekraftverk kan slite mer med å oppfylle kravene enn de øvrige.</li> <li>• <i>Skal det tolkes dithen at markedet (med de nye kravene) først åpner i 2024?</i> - Svar fra Statnett: Nei, de nye tekniske kravene vil gjelde fra 1.1.2024. I 2023 kommer vi til å jobbe for å forberede prekvalifisering. Hvis man er ny aktør vil det nok være mest aktuelt å følge kravene som gjelder i dag frem til nye krav blir gjeldene.</li> <li>• <i>Er det avklart hvordan handel av FCR kommer til å skje i følge de nye tekniske kravene? D-1 eller D-2 eller både og (med håndtering av gjenkjøp D-0)?</i> - Markedsvilkår for FCR ligger ute og omtaler allerede markedsdesign for FCR. Markedsdesign for FCR-D vil speile det for FCR-N og ha både D-2 og D-1.</li> <li>• <i>Hvordan går Statnetts tanker rundt en eventuell kvote for sentralt styrte ressurser (eller stegvis styrte ressurser)?</i> - Svar fra Statnett: Det er nordisk krav til sentralt styrte ressurser, men det er også en diskusjon vi har nordisk.</li> <li>• <i>Når vil man avvikle grunnleveransen?</i> - Svar fra Statnett: Vi må sikre separaterdriftsegenskaper i det norske nettet for å sikre forsyningsikkerheten. Det vedtaket gjør er å sikre at vi har frekvensregulering i hele Norge. Her må det gås opp hvor det er viktig at vi har separaterdriftsegenskaper. Det blir ikke noe hardt "nå kutter vi grunnleveransen", det vil skje gradvis. Det må være et samarbeid med aktørene, da vi er avhengige av å vite hvor vi har separaterdriftsegenskaper, og sikre at vi fortsatt har sikker drift når vi går bort fra dette vedtaket.</li> <li>• <i>Vil det være stor forskjell for Statnett for å sende inn data i sanntid og i intervaller?</i> - Svar fra Statnett: SOGL gir oss mulighet til å samle inn sanntidsdata. I dag var vi ikke prosesser for å benytte sanntidsdata, men ønske om det på sikt. Mulig vi ikke krever sanntidsdatastrøm til å begynne med. Aktørene burde være i stand til å lagre målinger lokalt som TSO kan etterspørre.</li> <li>• <i>Er IT-verktøyet noe som må lastes ned hos aktørene?</i> - Svar fra Statnett: IT-verktøyet er hovedsakelig ment som et verktøy for TSOene, slik at testresultater evalueres likt over hele Norden. Men vi har også sett at det kan være nyttig for aktørene å bruke det. Så langt er det kun en alpha-versjon som kan lastes ned (Python-program). Kan gjøre noen innledende tester, putte inn variabler for å sjekke underveis hvordan man ligger an, så man slipper å kjøre fullt testprogram for prekvalifisering for å få disse svarene. For å kunne gjøre noen evalueringer utenom testprosessen. IT-verktøyet peker ikke på hvor feilen ligger, men SVK jobber med å opprette et miljø som videreutvikler dette verktøyet, så på sikt er det et mål å få inn det.</li> </ul>	

3.	<p><b>Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR</li> <li>• Deltagelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen</li> <li>• Marked for raske effektreserver (FFR)</li> <li>• Systemansvaret – Retningslinjer</li> </ul> <p><b>Orientering om aFRR kapasitetsmarkedet</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erfaringer fra norsk marked</li> <li>• Status nordisk marked</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ny markedsløsning for norsk marked (Fifty NMMS) startet desember 2021. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gode erfaringer så langt. Kun 4 dager med gjenåpning for å få flere bud.</li> <li>- 0 dager der algoritmen ikke løser optimalt, og 0 dager med fallbacksituasjoner.</li> <li>- Hoveddel av reserver kjøpes inn i NO2 og NO5.</li> </ul> </li> <li>• Snart oppstart av nordisk marked for aFRR CM. <ul style="list-style-type: none"> <li>- De nasjonale markedene er åpne, med unntak av Energinet, som blir med når nasjonalt marked åpner.</li> <li>- Planlagt felles nordisk Go Live 7.desember 2022.</li> <li>- Første leveransedag blir 8.desember</li> </ul> </li> <li>• Hva gjør vi i Norge dersom felles nordisk aFRR kapasitetsmarked blir utsatt? <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fortsetter med nasjonale markeder men uten kapasitetsreservasjon</li> <li>- Planen er å starte oppkjøp av aFRR i NO3/NO4 uansett (første Gate Closure 7.des) – er under arbeid</li> </ul> </li> <li>• PM: Felles nordisk aFRR kapasitetsmarked starter opp som planlagt.</li> </ul> <p><b>Orientering om deltakelse og prekvalifisering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktuelle reserver: Produksjon, forbruk eller energilager som oppfyller de tekniske kravene. Bør/må ha SCADA-system.</li> <li>• Oppkjøp av aFRR i NO3 og NO4 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Positiv respons fra aktører</li> <li>- Mulig fra 7.desember i år å sende inn bud i aFRR CM fra NO3 og NO4.</li> <li>- Oppstartstidspunkt for å akseptere bud fra NO3/NO4 er uten forbehold om regulatorgodkjenning for nordisk aFRR CM.</li> <li>- Ved oppstart vil Statnett maksimalt kunne akseptere volum på 50 MW for hver reguleringsretning i NO3/NO4.</li> </ul> </li> </ul> <p>Innspill/spørsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Er de 50MW totalt oppkjøp i NO3/NO4 med eller uten mulighet for å eksportere?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Det er begge deler. Maks kjøp er 50 MW i sum foreløpig.</li> </ul> </li> <li>• <i>Vil det komme ut informasjon etter bestemmelsespunkt neste uke?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: 8.november ble <a href="#">dette</a> publisert. Nordisk aFRR kapasitetsmarked planlegger altså fortsatt oppstart 7.desember i år.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Informasjon om hvordan man leverer aFRR</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ønsket reservevolum må prekvalifiseres.</li> </ul>	<p>Knut Gomnæs</p> <p>Kristian Wang Høiem</p>
----	--	---

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Søknadsskjema og markedsvilkår er tilgjengelig på <a href="http://statnett.no">statnett.no</a>, sammen med implementasjonsguide for markedssystemet.             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vedleggene i markedsvilkårene oppdateres så de skal være enklere å følge. Vil fordeles som et dokument med tekniske krav og et som beskriver prekvalifiseringsprosessen. De vil sendes ut for kommentering før jul og publiseres over nyttår.</li> </ul> </li> <li>• Leverandør må ha inngått egen balanseavtale med Statnett for å kunne delta i markedet.</li> <li>• Nye leveranser er ikke forbeholdt reserver i NO3 og NO4. Det kan også søkes om deltakelse fra reserver i andre budområder.</li> <li>• Nye tekniske krav             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Største endring er step size på 1 MW, for å kunne ta imot lavere budverdier.</li> <li>- Full activation time er maks 5 minutter, men Statnett foretrekker 2 minutter eller raskere.</li> <li>- Nøyaktighet til leveransen skal ikke avvike mer enn 10% fra setpunkt.</li> </ul> </li> <li>• Krav til kommunikasjonssystem             <ul style="list-style-type: none"> <li>- To redundante systemer. Pågår avklaringer internt i Statnett om lavere redundans kan aksepteres.</li> </ul> </li> <li>• Selvtest utføres av BSP             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Får testprofil fra Statnett basert på ønsket prekvalifisert volum</li> <li>- Testdata logges på format bestemt av Statnett</li> <li>- Resultater sendes til Statnett som vil vurdere om responsen til reserven er tilfredsstillende.</li> </ul> </li> <li>• Signaltest utføres i samarbeid med Statnett             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Testen er todelt:                 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Verifisering av signaler sendt fra Statnett til BSP</li> <li>- Verifisering av respons og signaler sendt fra BSP til Statnett</li> </ul> </li> <li>- Selvtest må ha blitt gjennomført og godkjent på forhånd</li> <li>- Kommunikasjonslinjer mellom SCADA-systemer må etableres</li> </ul> </li> <li>• Reguleringsobjektet er godkjent for leveranse når alle tekniske krav er møtt.             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Må også integreres i markedssystemet.</li> </ul> </li> <li>• Prekvalifiserte reguleringsobjekter er gyldig i 5 år.             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Etter 5 år gjøres det en vurdering om en rekvalivering er nødvendig.</li> <li>- Endringer i kontrollsystem, kommunikasjonsløsninger eller volum fører automatisk til behov for rekvalifisering.</li> </ul> </li> </ul> <p>Innspill/spørsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Hvem har ansvar for å ta kontakt med lokal nettilknytning?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: I søknadsskjema er det en egen bolk knyttet til DSO. Denne må fylles ut og Statnett viderefremidler informasjonen og involverer DSO.</li> </ul> </li> <li>• <i>Vil det bli strengere krav til redundans etter hvert (siden det avklares internt hvorvidt man kan godta lavere enn 2 redundante systemer)?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Vi holder på med å avklare hvordan dette bør gjennomføres.</li> </ul> </li> <li>• <i>Er informasjonen som presenteres her ny, eller er det elementer som har vært tidligere?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Informasjon om at DSO må involveres er nytt. Vi</li> </ul> </li> </ul>	
--	--	--



<p>arbeider med å oppdatere vedleggene til vilkårene, og de vil publiseres snart.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Angående klarering med DSO:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Dette er i forhold til SOGL. Der står det at det skal være en involvering av DSO. Vi skulle gjerne vært tydeligere på hvordan dette blir kommunisert.</li> <li>- Oppfølgingsspørsmål: Vil dette påvirke tidsløpet?</li> <li>- Svar fra Statnett: Selv om noen ikke er klare vil vi åpne uansett, så det er ikke så mange avklaringer. Andre uavhengigheter kan føre til at ting tar lengre tid. SOGL stiller krav til hvor lang tid man kan bruke på den formelle prekvalifisering.</li> </ul> </li> <li>• <i>Hvor store handelsvolum aFRR kan gå mellom prisområdene og landene i det felles nordiske markedet?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: I normalsituasjon opptil 10%. Forutsetning for reservasjon er at det er mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn å gi kapasiteten til Day Ahead (energimarkedet), slik beregning gjøres av algoritmen i Nordic MMS (IT-løsningen for kapasitetsmarkedet).</li> <li>- Oppfølgingsspørsmål: 10% av overføringskapasitet eller 10% av aFRR-volum?</li> <li>- Svar fra Statnett: 10% av overføringskapasitet.</li> </ul> </li> <li>• Tror Statnett at volumkravene til aFRR kommer til å bli større for Norden samlet sett?</li> <li>• Vi har et visst volum kvartalsvis, hvordan blir det på et nordisk nivå? <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Reservekravene blir oppdatert av RGN (Regional Group Nordic). De skal komme med en oppdatering av hvilke reservekrav som gjelder. Vi håper de kommer før midten av november.</li> </ul> </li> <li>• <i>Vil endringene av retningslinjene sendes på høring?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Det blir ikke endring av vilkårene, men 2 vedlegg til vilkårene. Det jobbes med en oppdatering av vedleggene, men det skal ikke være noe nytt med tanke på juridiske krav. Vedleggene vil sendes til aktørene for kommentering før jul og vil publiseres etter nyttår.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Orientering om nasjonalt marked for raske effektreserver (FFR)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• FFR kjøpes i nasjonalt marked, med felles tekniske krav for Norden.</li> <li>• Statnett ønsker å benytte markeder som verktøy for å håndtere systemdrift.</li> <li>• De nordiske kravene til FFR har en tredelt aktiveringskombinasjon som gir lik respons: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1,3 s responstid ved 49,7 Hz</li> <li>- 1 s respons ved 49,6 Hz</li> <li>- 0,7 s respons ved 49,5 Hz.</li> </ul> </li> <li>• Første sesong er unnagjort. Statnett valgte et sesongmarked med en fast profil av FFR-leveringen og en fast mengde som kunne bestilles daglig ved behov. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Minste budvolum for Profil og Flex var hhv. 1 MW og 5 MW.</li> <li>- Mulig behov for FFR også utenfor sesong.</li> <li>- Sesongen ble avsluttet slutten av oktober, men har anskaffet FFR for neste uke (uke 45) ved å ta kontakt med aktørene.</li> </ul> </li> <li>• Hvordan levere FFR? <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gjeldende markedsvilkår og tekniske krav ligger på <a href="http://statnett.no">statnett.no</a></li> <li>- Kjøper kapasitet. Viktig å ha volum som raskt kan aktiveres ved behov.</li> <li>- Spørsmål sendes til <a href="mailto:FFR@statnett.no">FFR@statnett.no</a></li> </ul> </li> </ul> <p>Innspill/spørsmål:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Blir dette kjøpt inn av SVK og de andre TSOene? Er det plan å slå sammen i et felles nordisk marked etter hvert?</i></li> </ul>	
---	--

#	Sak	Ansvarlig
	<p>- Svar fra Statnett: Ligger i pipeline, men per nå er det forskjellige markedsløsninger. Det er et felles nordisk behov, med en fordelingsnøkkel der hver enkelt TSO er ansvarlig for å dekke sin andel av behovet. For 2022 var Statnetts andel 39%.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Vil man fortsette med sesongbasert innkjøp?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Foreløpig er det sesongbasert, men vi ser på mulighet for å endre på dette til nærmere driftstimen. Det ser ut som vi vil ha økt behov for FFR fremover. Større andel av konverterbasert produksjon gjør at vi ser at systemstabiliteten påvirkes. Mindre inertia gjør at vi trenger mer rask respons før FCR-D for å opprettholde frekvensstabilitet.</li> </ul> </li> <li>• <i>Er det mulig å bestille FFR en annen dag enn fredag ettermiddag? Det er ofte mye som skjer fredag ettermiddag. Lettere å få mobilisere og ta imot den planleggingen en annen dag enn fredag. Om det må være fredag er det lettere før lunsj enn ut på ettermiddagen.</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Siden produksjonen er lavere i helgene i forhold til hverdagene er det historisk sett større behov for FFR i helgetimene. Å gjøre bestillinger på fredag gjør at vi har bedre forutsetninger til å forutse behovet. Vi vil strebe etter å sende bestilling til samme tidpunkt før lunsj for å være forutsigbare.</li> </ul> </li> <li>• <i>Dere sier det vil være et økende behov for FFR fremover. Er kapasiteten for neste år satt?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Kapasiteten for 2023 er ikke satt, men vil publiseres sammen med utlysningen i januar.</li> </ul> </li> <li>• <i>Hvilke typer teknologi er det som har bidratt til nå i Norge?</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Forbruk. I pilotprosjektet var også pumpekraft med, men det hadde litt for lang hviletid. Vi er interessert i alle typer reserver som kan reagere så raskt som inntil et sekund. FFR er et energifattig produkt, men vi er avhengig av nok effektrespons. Her er batteri også en god teknologi for å levere denne typen reserve.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Informasjon om systemansvar/retningslinjer</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statnett ønsker at aktørene følger med på oppdateringer av retningslinjene. <ul style="list-style-type: none"> <li>- To årlige muligheter for oppdatering av retningslinjer – godkjenning innen sommeren og godkjenning innen nyttår.</li> <li>- Høring på 3 mnd, etterfulgt av høringsinnspill, oppdatering, utsending av oppdaterte retningslinjer, og så godkjenning.</li> </ul> </li> <li>• Det vil sendes ut flere retningslinjer på høring 1. desember. Håper aktørene vil sette seg inn i disse.</li> <li>• Dersom det kommer noe fra de europeiske forordningene som vil påvirke oss, vil det komme inn i våre retningslinjer.</li> </ul>	<p>Oda Skeie</p>

<p>4.</p>	<p><b>Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Økt tilgang på reserver og fleksibilitet</li> <li>• Eksternt innlegg: Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/Dangrid</li> </ul> <p><b>Informasjon om muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet er avgjørende for å balansere systemet, håndtere flaskehals og hendelser i kraftsystemet, samt for å kunne gi raskere nettilknytning og redusere/utsette nettinvesteringer</li> <li>• Det er nesten utelukkende regulerbar vannkraft som sørger for balansering av det norske kraftsystemet i dag.</li> <li>• Fleksibilitet i distribusjonsnettet, både forbruk, småskala produksjon og ulike lagringsenheter, blir viktigere i tiden fremover på grunn av de omfattende endringene i kraftsystemet.</li> <li>• Ny felles nordisk modell for balansering av kraftsystemet er under implementering. Dette er en stor omlegging som ikke bare omfatter Statnett/TSOer, men hele kraftbransjen.</li> <li>• Det er stort fokus på mFRR blant nye aktører, men Statnett ønsker å se aktører i de øvrige reservene også. FCR og aFRR er teknisk mer krevende for leverandører fra forbrukssiden, men er også aktuelt. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Flere nye løsninger gir muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene.</li> <li>- Statnett skal være teknologinøytrale, og jobber for en standardisert tilgang til markedene.</li> </ul> </li> <li>• Statnett ønsker å oppnå en verdikjede for fleksibilitet der alle involverte er fornøyde og tjener på det. <ul style="list-style-type: none"> <li>- F.eks. om aktører installerer teknologier og fjernstyrer forbruk hos kunder, og dermed kan aggregere fleksibilitetstjenester som Statnett kan bestille.</li> <li>- Eller aktører som gjør tiltak i byggene/anleggene sine, slik at de skal tåle en utkobling. Dette kan de tilby som en balansetjeneste til Statnett.</li> <li>- Statnett jobber med å gjøre de implisitte fleksibilitetstjenestene (som responderer på prissignaler i energimarkedet) til eksplisitt fleksibilitet som kan bestilles og aktiveres ved behov.</li> <li>- Ettersom de fleste kunder er tilknyttet distribusjonsnettet er Statnett avhengig av å få med aktører og DSO på denne prosessen.</li> </ul> </li> <li>• Trenger et regelverk som bestemmer hvordan fleksmarkedet skal fungere, og en aggregatorrolle som kan håndtere mange små aktører inn mot våre balansemarkeder. Et godt stykke unna å oppnå det ønskede fleksmarkedet i dag, men det jobbes mot det.</li> <li>• Det jobbes med en ny europeisk grid code om demand side flexibility, som skal gi føringer for hvordan samarbeidet mellom TSO, DSO og småskala operatører kan opprettes. Det er lenge til den eventuelt vil bli implementert i Norge, men Statnett er med på prosessen og ønsker å påvirke beslutningene, og ønsker så langt det er mulig å følge det som gjøres der.</li> </ul> <p>Innspill/spørsmål:</p>	<p>Bjørn H. Bakken</p>
-----------	--	------------------------

#	Sak	Ansvarlig
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statnett har kjørt noen piloter tidligere. Er det noen piloter som går nå?               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svar fra Statnett: Det er ingen piloter på fleksibilitet hos oss nå, men Enova har nylig hatt en ny utlysning, og vi skal ha dialog med de om det er noen det er relevant at vi er med på.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Norwea (snart en del av Fornybar Norge) informerer om vindkraft som leverandør av systemtjenester</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bildet i dag:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 5000 MW installert effekt</li> <li>- Middelproduksjon på 16,57 TWh</li> <li>- Kan dekke 40% av privat forbruk i Norge</li> </ul> </li> <li>• Norge har en ambisjon om 30 GW tildelt innen 2040.               <ul style="list-style-type: none"> <li>- En så stor andel uregulerbar kraft byr på utfordringer knyttet til balansering.</li> </ul> </li> <li>• Det er allerede krav til levering av reaktiv effekt for vindkraft i dag. Men står kompensasjonen i forhold til produsentens ev. kostnad? Det er ganske ukjent farvann for mange i dag, og vanskelig å svare på.</li> <li>• Vindparker er unntatt kravet om å bidra med frekvensregulering, men kan delta om man ønsker det.               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bare i FCR eller i flere av reservemarkedene?</li> <li>- Er kompensasjonen konkurransedyktig?</li> </ul> </li> <li>• En rekke utfordringer knyttet til vindkraft som leverandør av systemtjenester. For at vindkraft skal kunne delta i reservemarkedene trengs det en pakke av kompensasjonsordninger for å gjøre det lukrativt for vindkraftaktører å delta.</li> </ul> <p><b>SFE/Dangrid om Potensielle systemtjenester fra vindkraftverk – aktive og reaktive effektreserver</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moderne vindkraftverk består gjerne av flere selvstendige turbiner, som gjør det vanskelig å regulere, og er store i utstrekning.</li> <li>• Det finnes flere reguleringsmuligheter for vindkraft.               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Regulering på parknivå.</li> <li>- Aktiv effekt</li> <li>- Reaktiv effekt</li> <li>- Rask respons og god kapabilitet</li> </ul> </li> </ul>	<p>Norwea</p> <p>Arne Jakobsen (Norwea)</p> <p>Kasper Pedersen (SFE/Dangrid)</p>
5.	<p><b>Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2023</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Varsel om vedtak er sendt ut til relevante aktører og er tilgjengelig på Statnett sine <a href="#">nettsider</a>.</li> <li>• Innspill kan sendes innen til <a href="mailto:firmapost@statnett.no">firmapost@statnett.no</a> innen 11.november. Systemansvarlig fatter endelig vedtak i etterkant av dette.</li> <li>• Nytt av året er at vedtaket i fos §9 gjelder for alle konsesjonærer med produksjonsanlegg over 10 MVA, ikke bare vannkraft.</li> </ul>	<p>Kristian Wang Høiem</p>

#	Sak	Ansvarlig
6.	<p><b>Oppsummering og evaluering</b>  <b>Hybrid møte: Hvordan fungerte det?</b>  <b>Hva synes de som møttes fysisk?</b>  <b>Hva synes de som fulgte med på teams?</b></p> <p>Tilbakemelding om god lyd og at det fungerte fint, men dog noen som synes det var dumt at alle på Teams var mutet.</p>	Bernt Anders Hoff

## Aksjonspunkter

#	Aksjoner	Hvem	Når
1.	<p>Publisere møterefertat og presentasjoner på Statnett.no  <a href="https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/forum-for-systemtjenester/">https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/forum-for-systemtjenester/</a></p>	Statnett	Nov