

# Statnett

## Demonstrasjonsprosjekt FFR

Evalueringsrapport 2021



Forsidebilde: Skjomen i Narvik, Statnetts bildedatabase

## Innhold

1	Introduksjon .....	1
2	Bakgrunn .....	1
2.1	Utfordringer og behov .....	1
2.2	Løsningsalternativ og valg .....	2
2.3	Oversikt over designvalg .....	3
2.4	Prosessplan .....	3
3	Evaluering .....	5
3.1	Markedsresultat for innkjøp av FFR .....	5
3.2	Dimensjonering av anskaffelse .....	6
3.3	Nordiske erfaringer .....	8
3.4	Vurdering av markedsdesign .....	10
3.5	Generelle vurderinger .....	14

## 1 Introduksjon

Denne rapporten tar for seg demonstrasjonsprosjektet for raske effektreserver (Fast Frequency Reserves, FFR) som ble gjennomført i 2021.

Målet med demonstrasjonsprosjektet var å teste ut markedsvilkår og lære mer om følgende:

- Er de nordiske produktkravene egnet til å sikre kraftsystemets behov for rask fleksibilitet?
- Er Statnetts markedsløsning egnet til å sikre kraftsystemets behov for rask fleksibilitet?
- Er manuelle rutiner for anskaffelse, avregning og verifisering av aktivert reserve effektive for Statnett og markedsaktørene, og kan vi utvikle IT-løsninger for dem?

Rapporten fokuserer på vurderinger knyttet til det valgte markedsdesignet for FFR og alternative markedsdesign, samt beskriver dimensjoneringsprosessene av FFR-behovet i Norden.

## 2 Bakgrunn

### 2.1 utfordringer og behov

Det nordiske synkronområdet består av Norge, Sverige, Finland og Sjælland. De fire TSOene samarbeider om å sikre systemstabilitet og å løse framtidige utfordringer som følger av mer fornybar energiproduksjon, flere utenlandsforbindelser og endringer i eksisterende produksjonssystem. Dette medfører utfordringer med å holde systemfrekvensen innenfor 49,0 Hz - 51,0 Hz ved utfall av produksjon eller import lik "referansehendelsen", altså utfall av største produksjonsenhet i det nordiske synkrone kraftsystemet, ofte også kalt dimensjonerende feil. Problemet er økende fordi vi forventer at produksjonssammensetning og driftsmønsteret i fremtiden vil medføre at mengden inertia - eller treghetsmoment - blir lavere i fremtiden. Treghetsmomentet er med på å redusere frekvensavviket ved laveste frekvens.

De nordiske TSOene har gjennomført systemstudier for å kartlegge problemet, utvikle effektive verktøy for å overvåke problemet og å finne løsninger. Rapporten 'Nordic report, Future System Inertia2'<sup>1</sup> er en overordnet analyse av problemstilling og forslag til løsninger. Det pekes i rapporten på rask økning av produksjon eller rask reduksjon/utkobling av forbruk som effektive virkemiddel i situasjoner med lav inertia i det felles nordiske synkrone kraftsystemet.

Etter Inertia2-rapporten er det laget en rapport i prosjektet Inertia2020. Denne rapporten danner grunnlaget for gjennomføring av en felles nordisk overvåking av tilgjengelig inertia og innkjøp av raske effektreserver som er nødvendige for å holde frekvensen over 49,0 Hz etter referansehendelsen. Aktiveringsfrekvensen for automatisk lastfrakobling (BFK) – dette er en del av systemvernet i Norden – er 48,8 Hz, og det er ønskelig å holde en definert margin til denne. Basert på analyser av kraftsystemet og utviklingen framover kan det antas at inertia i kraftsystemet under gitte omstendigheter allerede kan bli for liten.

Det er satt i gang flere samarbeidsprosjekter mellom de nordiske TSOene for å videre undersøke utviklingen av inertia i det nordiske kraftsystemet. Det sees både på hvordan inverter-basert produksjon (IBP) fra variable fornybare energikilder, energilager (f.eks. batteri) osv. vil påvirke inertia-nivået, og hvordan variabel fornybar produksjon kan bidra med systemtjenester for å bedre forsyningssikkerheten.

---

<sup>1</sup> 'Future System Inertia 2': <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>

## 2.2 Løsningsalternativ og valg

Det er flere virkemiddel som kan kompensere for manglende inertia. De kan prinsipielt deles i tre ulike kategorier, hver med sine egenskaper og kostnad ved beredskap og aktivering:

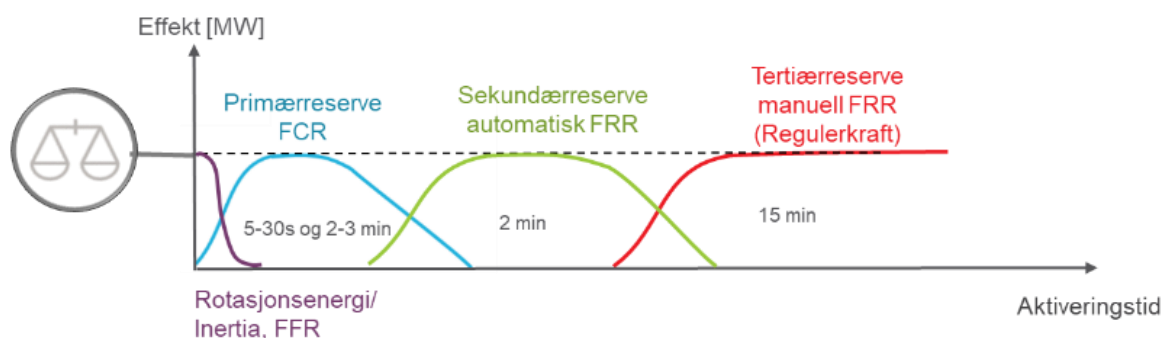
- Økt roterende masse
- Redusert dimensjonerende hendelse
- Rask innmating av aktiv effekt ved frekvensfall (inkluderer også EPC på HVDC-forbindelser mellom synkronområder)

Virkemidlene har ulike reaksjonstid, kostnad og tilgjengelighet. Analyser peker på at hurtige frekvensreserver i form av enten utkobling av forbruk eller injeksjon av aktiv effekt er et egnet og kostnadseffektivt tiltak, og de nordiske TSOene besluttet å sikre kraftsystemets behov for FFR i samarbeid fra og med 2020. Det nordiske samarbeidet bygger på:

- Felles tekniske produktspesifikasjoner.
- Nasjonale mekanismer for anskaffelse av reservekapasitet. Ansvar for å anskaffe nødvendig reservekapasitet deles mellom nordiske TSOer. Statnetts andel er 39% av nordisk behov til enhver tid. Fordelingsnøkkelen kan justeres fra år til år.
- Nordisk behov defineres av en kontinuerlig beregning av kraftsystemets stabilitet. Som resultat angir beregningen den FFR-mengde som er nødvendig for å sikre at systemfrekvensen ikke faller under 49,0 Hz ved en feil i kraftsystemet. Beregningen vil kjøres som kortsiktig prognose og som overvåkning i realtid.
- FFR skal kunne anskaffes når behovet er til stede. Størst behov viser seg å være fra og med mai til ut september.

Statnett gjennomførte et FFR pilotprosjekt sommeren 2018<sup>2</sup> der ulike teknologier ble tilbudt fra leverandører og utprøvd i skarp drift. Erfaringene fra denne piloten var verdifulle, blant annet fordi ikke alle teknologiene fungerte som forventet. Pilotprosjektet var en teknisk test.

Statnett gjennomførte videre et demonstrasjonsprosjekt i 2020<sup>3</sup> der markedsdesign og tekniske krav for innkjøp av FFR ble prøvd ut. Demoen ga verdifull erfaring om leverandørmarkedet og den valgte markedsløsningen, spesielt med tanke på at det tilbudte volumet var betraktelig lavere enn hva som ble forespurt.



<sup>2</sup> FFR 2018 – pilot for raske frekvensreserver: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fast-frequency-reserves-pilot-2018.pdf>

<sup>3</sup> Demonstrasjonsprosjekt for FFR 2020: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/ffrdemo2020/>

I videreføringen av demonstrasjonsprosjektet for 2021<sup>4</sup> var det nødvendig å videreutvikle markedsløsningen for innkjøp av FFR. Markedsløsningen må være tilpasset et varierende behov for frekvensreserver slik at virkemidlene kan leveres av tilbydere og håndteres av Statnett. Disse behovene gjelder både i driftsfasen, ved etterfølgende avregning av reservekapasitet, og verifikasjon og betaling etter en eventuell aktivering av reservene.

## 2.3 Oversikt over designvalg

FFR-reservekapasitet anskaffes i en markedsprosess. Reserver kan både være produksjonsenheter, forbruk og energilager. Når behov for FFR oppstår, armeres reserven slik at den er klar til å bli aktivert og levere effekt når frekvensen går under et forhåndsbestemt nivå.

Følgende punkter danner rammene for markedsdesignet:

- ❖ Reservekapasitet kjøpes i en markedsprosess som omfatter en hel sommersesong.
- ❖ Prekvalifisering kan gjøres etter markedsprosessen.
- ❖ To kontraktstyper tilbys:
  - Profil: Fast reserveleveranse på netter og helger gjennom sesongen.
  - Flex: Reserven skal leveres ved bestilling fra Statnett. Leveransen omfatter et forutbestemt maksimalt antall timer for hele sesongen. Leverandørene får betalt for alle timene uansett om de blir bestilt og brukt eller ikke.
- ❖ Separat betaling for reservekapasitet og aktivert effektrespons:
  - Markedspris betales for reservekapasitet.
    - Prisen bestemmes av den høyeste prisen blant valgte tilbud.
    - Ulike priser gjelder for FFR Profil og FFR Flex.
  - Om reserven ikke er tilgjengelig blir betalingen avkortet. Leverandør forplikter seg til å informere om utilgjengelighet så tidlig som mulig.
  - For aktivering av effektrespons betales kostnadsdekning basert på beløp som er oppgitt i leverandørens tilbud.

## 2.4 Prosessplan

FFR er et nytt produkt i det norske kraftsystemet, og både Statnett og markedsaktørene hadde behov for å lære og tilpasse oss til vi fant en god utforming av en permanent markedsløsning. I videreføring av demonstrasjonsprosjektet ønsket vi å lære mer om følgende:

- Er de nordiske produktkravene egnet til å sikre kraftsystemets behov for rask fleksibilitet?
- Er Statnetts markedsløsning egnet til å sikre kraftsystemets behov for rask fleksibilitet?
- Er manuelle rutiner for anskaffelse, avregning og verifisering av aktivert reserve effektive for Statnett og markedsaktørene, og kan vi utvikle IT-løsninger for dem?

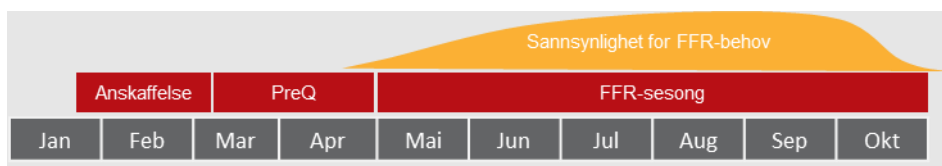
Det viktigste kriteriet for vurdering av de første to spørsmålene er markedsresponsen og hvorvidt vi fikk tilbud som dekket det norske behovet for FFR. Det var også viktig å høre markedsaktørenes vurderinger av produktkrav og markedsdesign. Det siste spørsmålet ble studert i diskusjon med berørte i Statnett, og med leverandører av FFR.

---

<sup>4</sup> Demonstrasjonsprosjekt for FFR 2021: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/ffrdemo2021/>

Statnett anskaffet i 2021 FFR i en forenklet markedsprosess, som var justert basert på erfaringene fra 2020. Statnett hadde ikke mulighet til å etablere et løpende kortsiktig marked med full IT-støtte som en del av demoprojektet, og anskaffelsen ble derfor i sin helhet gjort før sommersesongen. Kjøpet ble gjort under stor usikkerhet om behovet, derfor ville vi kjøpe mer enn vi regnet med å behøve. Markedsløsningen omfatter et sesonginnkjøp av reservekapasitet og godtgjørelse for kostnader etter eventuell aktivering. Statnett kjøpte FFR gjennom to kontraktstyper:

- FFR Profil som leveres som fast reservekapasitet en ukeprofil gjennom sommersesongen (cirka 1500 leveringstimer), og
- FFR Flex i form av en pott som kan bestilles fleksibelt av Statnett på ukentlig basis basert på en kortsiktig behovsprognose (inntil 400 leveringstimer).



Kombinasjonen av fast og fleksibel leveranse begrenset overdimensjoneringen, samt kompenserte for begrensningene som fulgte av at kjøpet måtte gjøres før behovet var kjent. En annen fordel med denne kombinasjonen var at det ga leverandørene forutsigbarhet om markedsvolumet for hele sesongen, og dermed en lettere oppgave med å tilby en pris. Det forespurte antallet leveringstimer for FFR Flex ble økt fra 200 timer i 2020, til 400 timer i 2021. FFR Profil var mindre relevant tidlig og sent i sesongen da behovet for FFR var forventet å være lavere, mens FFR Flex ble bestilt basert på behovsprognose og traff behovet mye bedre. Den endrede vektingen er derfor forventet å forbedre kostnadseffektiviteten, samt gjøre FFR Flex mer attraktivt for tilbydere.

Implementeringskostnaden er en viktig kostnadsdriver for leverandørene – den antatt viktigste for flere teknologier. Vi tror derfor at forutsigbarheten i et sesongmarked er viktig for markedsaktørene før FFR er godt etablert og leveringsevnen godt utviklet. Det var knyttet noe usikkerhet til hvorvidt leverandørene ville tilby volumet som Statnett hadde indikert som behov. Statnett betalte en markedspris per MW og time for reservekapasitet, mens godtgjørelsen etter eventuell aktivering ble gjort som kostnadsdekning. Aktiveringskostnadene ble spesifisert av leverandørene i tilbudene før innkjøpet.

## 3 Evaluering

I dette kapitlet går vi mer inn på vurderingene knyttet til det valgte markedsdesignet og alternative markedsdesign, samt gir noen generelle vurderinger av FFR-markedet og problemstillinger knyttet til dette.

### 3.1 Markedsresultat for innkjøp av FFR

Statnett kjøpte reservekapasitet gjennom to ulike kontraktstyper, FFR Profil og FFR Flex. Begge kontraktstypene er sesongoppkjøp, men med ulike leveransekrav.

- FFR Profil skal leveres gjennom hele sesongen alle netter fra kl. 22 til kl. 07, samt hele døgnet på lørdager og søndager. Statnett ønsket for sommeren 2021 å anskaffe 50 MW FFR Profil til bruk fra uke 20 (17. mai fra midnatt) til og med uke 36 (12. september til midnatt). Leveransen omfattet 1581 timer totalt.
- FFR Flex omfatter reserve for 400 timer som leveres etter bestilling fra Statnett. Bestilling skjer ukentlig. Statnett ønsket for sommeren 2021 å anskaffe 100 MW FFR Flex for bestilling fra og med uke 18 (3. mai) til og med uke 39 (3. oktober).

Statnett fikk tilbud på ca. 91 MW FFR Profil til priser opp til 295 NOK per MW og time, og ca. 138 MW FFR Flex til priser opp til 1200 NOK per MW og time. Vi valgte henholdsvis 51,18 MW og 38,3 MW, og markedsprisene ble bestemt av de høyeste prisene blant valgte bud, 112 NOK per MW og time for FFR Profil og 495 NOK per MW og time for FFR Flex. De valgte budene utgjorde et mindre volum enn Statnett ønsket i anskaffelsen. Dette medførte en økt risiko for mangel på FFR i timene med høyest behov, og økt risiko for utfordringer i systemstabiliteten. Statnetts vurdering var at til priser over de som ble bestemt var alternativer til FFR kostnadseffektive. Alternativene inkluderer reduksjon av dimensjonerende feil i ekstremtimene, samt bruk av EPC<sup>5</sup>, altså kortvarig effektrespons fra HVDC-forbindelser. Vurderingen var en avveining mellom en kjent kostnadsøkning ved valg av en høyere pris for innkjøpt kvantum og et ukjent antall timer med ekstremt høyt behov for FFR. Våre markedsanalyser basert på 33 hydrologiske år gir oss grunn til å anta at ekstremtimene er få.

Etter markedsprosessen gjorde vi en vurdering av regelverket for anskaffelser, og informerte deretter tilbyderne om at vi var villige til å kjøpe mer FFR Flex til den pris som var satt i markedsprosessen. Vi fikk da nye tilbud, deriblant fra aktører som ikke rakk å levere tilbud i den første markedsprosessen. Etter den ekstra anskaffelsen endte vi opp med totalt 51,18 MW FFR Profil og 88,5 MW FFR Flex.

#### Forlengelse av sesongen

Analyser utført før anskaffelsen av FFR for demonstrasjonsprosjektet 2021 indikerte at behovet for FFR ville strekke seg fra mai til ut september. Sesongen ble gjennomført etter planen, men ved inngangen til oktober viste det seg at det fremdeles var et relativt stort behov for FFR-kapasitet. Daglige analyser gjennomført av de nordiske TSOene viste at inertia-nivået i det nordiske kraftsystemet var uvanlig lavt til tider, og at det fortsatt var et behov for å anskaffe FFR. Det ble besluttet å søke om en forlenget dispensasjon for pilotprosjektet slik at Statnett kunne fortsette anskaffelsen av FFR-kapasitet ved behov. Sesongen ble forlenget og det ble besluttet å kjøpe 56,2 MW fra et utvalg leverandører basert på avtaler som inkluderte en pott på 50 timer til samme markedspris og vilkår som for årets sesong. Avtalen inneholdt også en opsjon på ekstrabestilling ved behov og oppbrukte timer.

<sup>5</sup> Kan bare benyttes i N-2 situasjoner, og etter avtale med TSO på motsatt side.



## Totale kostnader

Kostnadene av prosjektet som var knyttet til kjøp av reservekapasitet og aktiveringer ble håndtert som systemdriftskostnader. Innkjøpskostnadene ble totalt 27,7 MNOK og var innenfor den anslåtte kostnadsrammen på 25-30 MNOK. Statnett vil som operatør av transmisjonsnettet finansiere kostnadene gjennom fastsatte tariffer for transmisjonsnettet.

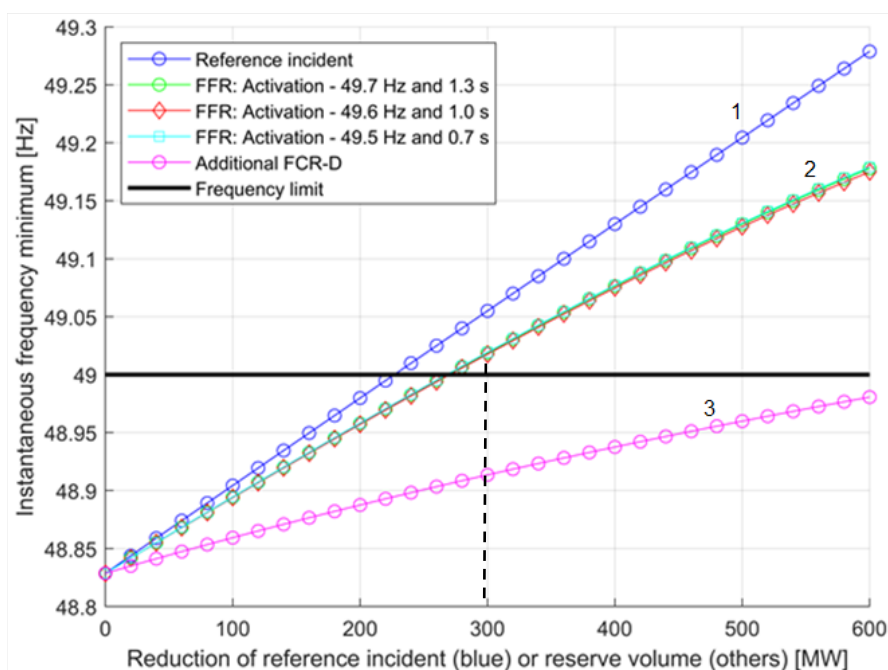
## 3.2 Dimensjonering av anskaffelse

### Dimensjonering av maksimalt FFR-behov i det nordiske synkronområdet

Anskaffelsen skal sikre at Statnett disponerer reservekapasitet som er tilstrekkelig for å dekke vår andel av det nordiske behovet til enhver tid. Andelen bestemmes av en fordelingsnøkkel godkjent av de nordiske TSOene. Fordelingsnøkkelen for FFR er basert på en modell med 3 beregnings-elementer hvor 1/3 reflekterer FCR fordelingen, 1/3 reflekterer belastningen på systemet ved utfall av de største nasjonale feiltillfellene og 1/3 reflekterer nytteverdien av rotasjonsenergi i de enkelte land. Statnetts andel for 2021 var beregnet til 39 %.

Dette behovet har ikke et tak, men våre analyser viser at det sjelden forventes overstige 300 MW samlet for Norden. Dimensjoneringen av sesonganskaffelsen gjøres under stor usikkerhet om faktisk behov, da dette varierer vesentlig fra år til år, og innenfor år og uke. De viktigste parameterne som påvirker behovet er den hydrologiske situasjonen, kjernekraftverk ute på revisjon og produksjon og import av vindkraft. Behovet kan dessuten ofte være lavt eller lik null, selv i perioder med stort gjennomsnittsbetov.

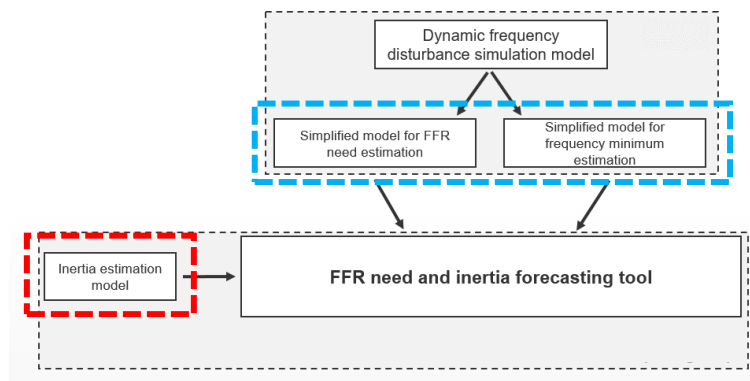
Figuren viser simuleringsresultater av hvordan FFR-mengde og -parametere påvirker den øyeblikkelige frekvensbunnen etter at en effektubalanse på 1450 MW oppstår i en situasjon der det nordiske kraftsystemets kinetiske energi etter forstyrrelsen er 100 GWs. En kinetisk energi på 100 GWs er antatt å være den laveste verdien i det nordiske systemet i nærmeste fremtid, og brukes som referanseverdi.



Figuren viser at med 100 GWs i det nordiske synkronområdet vil raske effektreserver (FFR) på rundt 300 MW være nok til å holde frekvensen over 49,0 Hz til enhver tid. Denne beregningen er basert på en modell som beskriver frekvensrespons utviklet i prosjektet "Future System Inertia 2"<sup>6</sup>.

### Dimensjonering av FFR-armering

Som nevnt tidligere blir behovet for armering av FFR prognostisert. Prognoseverktøyet som benyttes baserer seg på en regresjonsmodell som estimerer FFR-behov<sup>7</sup>, en regresjonsmodell som estimerer laveste frekvens etter utfall av dimensjonerende hendelse, og en maskinlæringsmodell som estimerer det totale inertia-nivået i kraftsystemet<sup>8</sup>. Begge regresjonsmodellene bruker det estimerte inertia-nivået og effekten til den dimensjonerende hendelsen som input. Regresjonsmodellen som estimerer FFR-behovet bruker også maksimalt tillatte frekvensavvik som input. Output fra denne regresjonsmodellen er FFR-behovet som skal til for å hindre at frekvensen går under den valgte terskel-frekvensen ved utfall av dimensjonerende hendelse. Det er dette behovet som fordeles mellom de nordiske TSOene ved bruk av fordelingsnøkkelen. Figuren under illustrerer hvordan prognoseverktøyet er satt opp. Regresjonsmodellene er innringet i blått og inertia-estimeringsmodellen i rødt.



Inertia-estimeringsmodellen er basert på en "top-down" tilnærming, som vil si at den benytter seg av prognostiserte verdier av produksjon fra forskjellige produksjonstyper og deres tilhørende estimerte treghetskonstanter. Ved bruk av historiske data, trenes denne modellen til å gjenkjenne sammenhenger mellom produksjon fra produksjonstypene og faktisk inertia i systemet. Den trente modellen brukes så til å estimere den kinetiske energien som fungerer som input i regresjonsmodellen for prognostisering av FFR-behovet. Prognoseverktøyet kjøres i en sky-løsning som alle de nordiske TSOene har tilgang til, og oppdateres hver dag. Erfaringen viser at modellen til tider estimerer for høy inertia. De nordiske TSOene ser derfor på hvordan estimeringen av FFR-behovet kan forbedres.

Basert på analyser av behovet i ulike hydrologiske år delte Statnett anskaffelsen i produktene FFR Profil og FFR Flex:

- FFR Profil sikrer en fast reservekapasitet gjennom sesongen i de timene der behovet oftest forekommer, det vil si på netter og helger. Ved å sikre en moderat del av det forventede maksimalbehovet i disse timene reduserer vi arbeidsmengden for bestilling både hos Statnett

<sup>6</sup> <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>

<sup>7</sup> Eriksson, R., et. al.: FFR volume estimation – Regression models and estimated future needs, version 1.0, Inertia2020 Working Group, 12 February, 2020.

<sup>8</sup> Aronsveen, E., et. al.: Forecasting inertia and the instantaneous frequency minimum, version 1.0, Inertia2020 Working Group, 27 January, 2020.

og leverandørene, og vi bidrar til forutsigbarhet for leverandører som vurderer å implementere tekniske løsninger for FFR.

- FFR Flex består av fleksibilitet som kan bestilles nærmere leveransetidspunktet og kombineres i tid og respons slik at Statnett kan dekke alle topper av reservebehov og alle timer. For at kombinasjonene skal være smidige ønsker Statnett å unngå at tilbud og leveranse av FFR Flex domineres av noen få store kilder. Den fleksible kontrakten gir forutsigbarhet til leverandørene ettersom den omfatter forpliktelse i et antall timer som er kjent på forhånd, og den gir Statnett ønsket fleksibilitet til en moderat kostnad.

Statnetts vurdering av volum i anskaffelsen er en avveining mellom usikkert behov, arbeidsmengde i systemdriften og innkjøpskostnad. Volum i en sesonganskaffelse blir nødvendigvis større enn forventet behov, men vår bruk av en fleksibel kontrakt gjør det mulig å begrense kjøpet av reserve som overskrider faktisk eller forventet behov.

### 3.3 Nordiske erfaringer

Anskaffelsen av FFR i Norden startet i mai 2020. Hver TSO har implementert et nasjonalt FFR-marked. Alle TSOene praktiserer marginalprising for reservekapasiteten, men for øvrig er det store forskjeller i markedsdesign:

- Statnett anskaffer FFR i et sesongkjøp med et forhåndsbestemt kvantum. Leveransen er delt i en fast profil og et kvantum som leveres ved bestilling fra Statnett når behovsprognosen tilsier det. Bare Statnett kompenserer leverandørene direkte for aktiveringskostnader.
- Svenska kraftnät anskaffer FFR daglig med kvantum som bestemmes av behovsprognosen. Leverandørene tilbyr sin reservekapasitet til en pris som er fast gjennom hele sesongen.
- Fingrid anskaffer FFR daglig i et marked som er integrert med kjøp av FCR slik at markedsaktørene kan bruke budene i FCR om de ikke blir valgt for FFR. Volumet bestemmes av behovsprognosen.  
I tillegg til det nasjonale markedet kan Fingrid anskaffe FFR gjennom mellomlandsforbindelser til Estland.
- Energinet anskaffer FFR daglig i et kortsiktig marked. Volumet bestemmes av behovsprognosen.

Ulikhetene i markedsdesign har ulike årsaker:

- Varierende tilgjengelig på fleksibilitet i form av industriforbruk, annet forbruk og batteriløsninger.
- Varierende muligheter for markedsaktører å implementere løsninger som kan brukes i flere markeder, spesielt FCR-D som Statnett ennå ikke har en markedsløsning for.
- Ulike IT-ressurser.
- Ulike vurderinger av incentiver for å oppmuntre til etablering av tekniske løsninger, spesielt forutsigbarhet i inntekt for leverandørene og reduksjon av kostnadsrisiko ved aktivering av effektresponsen.

Muligheter for utveksling av FFR mellom TSOene diskuteres, men det finnes ingen løsninger for dette i dag. Ulikhetene i markedsdesign og typer reserver gjør dette vanskelig.

Priser og kostnader for FFR varierer stort mellom de nordiske TSOene, og de laveste kostnadene finner vi hos Statnett og Fingrid. Statnetts vurdering er at den finske integrasjonen med FCR-markedet i kombinasjon med fleksibel last som kan tilby ulike reservetyper, gjør det mulig å anskaffe FFR i et kortsiktig marked uten å risikere at usikkerheten om markedsvolum og inntekter fører til at tilbudt

volum reduseres i uønsket grad. Mangelen av kompensasjon for aktiveringskostnader vil dog kunne redusere tilbudt volum fra prosessindustri og andre som risikerer at kostnadene i en time langt overstiger forventet inntekt. Vi mener videre at de høye prisene og kostnadene i Sverige kan forklares med at priser må settes før sesongen starter, uten forutsigbart volum og inntekt som kan sikre at implementeringen blir lønnsom. Når tilstrekkelige effektkvanta er implementert for FFR kan man forvente at prispresset blir dempet. Som i Finland vil den svenske løsningen være risikabel for leverandører med reelle aktiveringskostnader. De høye prisene og kostnadene i Danmark skyldes delvis begrenset tilbud. Høye priser kan bøte på dette, men manglende forutsigbarhet og kostnadsrisiko ved aktivering kan dempe tilbudet.

Tabell 1 sammenfatter priser og kostnader i de nordiske FFR-markedene frem til slutten av september 2021. Det uventede behovet for FFR senere på høsten er ikke reflektert i disse tallene, men de kvalitative observasjonene påvirkes lite av dette.

Tabell 1: Sammenlikning av de nordiske markedene i 2021 fra mai til oktober.

	NO	DK	FI	SE
Andel av nordisk behov (%)	39,0 %	8,0 %	18,0 %	35,0 %
Andel av antatt nordisk maks. behov på 300 MW (MW)	117	24	54	105
Totale kostnader mai - september (MNOK)	26,3	39,0	11,0	75,0
Relativ kostnad (laveste enhetskostnad = 1)	1,1	8,0	1,0	3,5
Betaling for implementering	Nei	Nei	Nei	Nei
Betaling for reservekapasitet	Ja, Markedspris (MP)	Ja, MP	Ja, MP	Ja, MP
Betaling for aktivering	Ja, Pay-as-bid	Nei	Nei	Nei
Pris for reservekapasitet (NOK per MW og time)	Profil: 112 Flex: 495	Månedsgjennomsnitt: 1595 - 4990	Gjennomsnitt: 420	Månedsgjennomsnitt: 1440 - 2800
Kostnad for aktivering (NOK per MW og aktivering)	0 - 4000	N/A	N/A	N/A

## Aktivering av FFR

I løpet av sesongen 2021 skjedde det fire hendelser som førte til at systemfrekvensen gikk under 49,7 Hz, se Tabell 2. Tre av disse hendelsene skjedde på et tidspunkt der FFR var armert, noe som førte til at disse reservene ble aktivert. Dokumentasjon på aktiveringene ble sendt til Statnett og verifisert. Dette foregår manuelt. Leverandøren skal kunne dokumentere tidsserier som viser målt frekvens og effekt minst to minutter før og minst ett minutt etter aktiveringen inntraff. Aktiveringskostnader skal være etter selvkost.

Tabell 2: Tabellen viser en oversikt over hendelser i kraftsystemet som førte til eller kunne ha ført til aktivering av FFR.

Tidspunkt	Hendelse	FFR aktivert	Laveste frekvens [Hz]
04.07.2021 kl. 08:13:49	Utfall Ofoten-Ritsem-Vietas, linje	Ja (Profil)	49,57
17.07.2021 kl. 15:13:43	Utfall Skagerak 4, import HVDC	Ja (Profil)	49,65
23.08.2021 kl. 02.24.56	Utfall Forsmark 2, svensk kjernekraft	Ja (Profil)	49,67
02.09.2021 kl. 12:04:15	Utfall NSL import	Nei	49,44

## 3.4 Vurdering av markeddesign

### Vurderinger som støtter designvalgene

FFR er en ny tjeneste med varierende behov, både fra år til år, uke til uke, og time til time. Selv i leveringssesongen kan behovet være lik null i mange timer og lange perioder. Markedet kan bli lite attraktivt for leverandører om vi ikke sikrer en viss forutsigbarhet i volum og inntekt. Statnett har derfor utformet markedsløsningen slik at ulike typer av usikkerhet reduseres for leverandørene:

- ❖ Risiko for implementering og prekvalifisering uten markedsdeltagelse. Dette unngås ved at leverandørene kan implementere tekniske løsninger når markedsresultatet er kjent.
- ❖ Risiko knyttet til usikker inntekt. Dette unngås ved at pris og volum er kjent før leveringssesongen.
- ❖ Risiko knyttet til ukjente kostnader for aktivert effektrespons. Dette unngås ved at Statnett betaler kostnader for aktivering. Beløpet avtales på forhånd.

Kombinasjonen av FFR Profil og FFR Flex gir Statnett en moderat grunnleveranse i de uketimer som har størst sannsynlighet for FFR-behov, kombinert med en leveranse som tilpasses en kortsiktig behovsprognoсе.

### Samfunnsøkonomi og leverandørkostnader

Statnetts vurdering er at leverandørenes kostnader for leveranse av FFR er knyttet til implementering, og for noen leverandører til effektrespons ved aktivering. Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å kjøpe et volum som er høyere enn det forventede eller faktiske behovet er derfor lavt. Statnetts dimensjonering av anskaffelsen kan likevel vise seg utilstrekkelig, og ekstra anskaffelse kan bli nødvendig grunnet den store variasjonen i behovet fra år til år.

FFR leveres ikke av kraftproduksjon, men av andre typer fleksibilitet: Batterier, industrilast, aggregert småskala last. Statnetts vurdering av leverandørenes lave kostnader for å levere FFR har sin grunn i at teknologiene som leverer FFR ikke forstyrres vesentlig i sine primærfunksjoner ved at en beredskap for FFR er armert. Leverandørenes øvrige prosesser forstyrres ikke av FFR så lenge effektresponsen ikke aktiveres.

### **Incentiver og kostnadsdrivere**

Vi ønsker å bruke incentiver som skiller mellom ulike kostnadsdrivere: implementering, reserver og aktivering. Dette er en veletablert praksis i andre reservemarkeder der reservekapasitet og faktisk effektleveranse kjøpes hver for seg. Unntaket er primærreserven, FCR. Separering av kapasitetskjøp og avregning av effektrespons er også motivert i analyser av for eksempel Müsgens og Ockenfels<sup>9</sup>.

#### *Implementering:*

Vi tilbyr ingen betaling for implementering, og kostnadene for dette må derfor dekkes av markedsprisene for leveranse. Prisene som tilbys antas å sikre at investeringen betales i det første året, gitt antall MW og leveransetimer som leverandørene får solgt i markedsprosessen.

#### *Reservekapasitet:*

Dette er det viktigste kostnadselementet, da vi kjøper mer enn 100 000 enheter<sup>10</sup> (MW per time) på ett år, og det er viktig at reservekapasiteten har priser som reflekterer underliggende kostnader pluss et eventuelt påslag for å motivere deltagelse i markedet. For de teknologiene som leverer FFR ser vi lav eller ingen faktisk kostnad for å tilby reservekapasiteten så lenge den ikke aktiveres. Denne vurderingen støtter seg på en antagelse om at leveranse av FFR-kapasitet ikke påvirker leverandørens primære forretningsprosesser i form av lavere produksjon eller økt bruk av innsatsfaktorer. Visse administrative kostnader kan forekomme. Prissettingen av reservekapasitet omfatter derfor først en vurdering av implementeringskostnader og et eventuelt ønske om laveste dekningsbidrag som motiverer deltagelse i markedet. Dette er spesielt relevant for en stor tilbyder som risikerer å bli den marginale i anskaffelsen, altså den hvis tilbudte pris definerer markedsprisen. Statnetts vurdering av lave eller ikke-eksisterende kostnader for leveranse av reservekapasitet gjør at ulempene ved å gjennomføre anskaffelsen en gang for ett helt år eller en vesentlig del av et år blir små. Om en leverandør av FFR ønsker å tilby sin fleksibilitet i andre reservemarkeder vil forventede priser i disse markedene representere alternativkostnader for leverandøren, og et mer kortsiktig marked for FFR kan være ønskelig for noen aktører.

#### *Aktivering:*

Dette er et uforutsigbart kostnadselement, da frekvensfall som medfører aktivering av effektrespons skjer sjelden, og i varierende omfang. En tilbyder kan ikke vite om reservekapasiteten blir aktivert ingen eller fem ganger i løpet av en sesong. For noen teknologier er aktiveringskostnaden lav eller ikke-eksisterende, mens for andre, spesielt for prosessindustri, kan denne kostnaden være vesentlig. Ved at den betales separat slipper leverandøren å ta hensyn til kostnadsrisikoen når prisen settes på tilbudt reservekapasitet, og Statnetts valg av leverandører basert på tilbudt reservepris vil dermed gi bedre samfunnsøkonomisk effektivitet, under forutsetning av at aktiveringskostnadene er lave sammenlignet med reservekostnadene. I 2021 utgjorde aktiveringskostnadene ca. 2 % av total kostnad.

For en langsommere effektrespons kunne man tenke seg aktivering basert på kostnad. Dette er ikke mulig for FFR som aktiveres innen ca. ett sekund. Å kompensere aktivering med en marginalpris vil derfor ikke bidra til bedre samfunnsøkonomisk bruk av ressurser, derfor betaler Statnett en kostnad som er oppgitt og beskrevet av leverandøren i tilbudet. Statnetts erfaring med kostnadsdekning til prosessindustri etter aktivering av belastningsfrakobling, er at dette kan være svært arbeidskrevende. Ved at kostnaden oppgis av tilbyderne på forhånd forenkles prosessen vesentlig. Aktiveringskostnadene varierte i 2021 fra 0 kroner til ca. 3500 kroner per MW og aktiveringshendelse.

<sup>9</sup> Economics and design of balancing power markets in Germany, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 55:392–401, February 2014

<sup>10</sup> Enhetene her defineres som total MW multiplisert med leveransetimene.

### **Fleksibilitet og forutsigbarhet**

Avkorting av betaling ved manglende leveranse er en implisitt mulighet for deltagelse for fleksibilitet som enten er varierende i effekt eller på andre måter usikker. For eksempel er det mulig for variabel last som lading av elbiler å tilby FFR basert på at inntjeningen for faktisk leveranse etter avkorting gir lønnsomhet.

Statnetts valg av sesonganskaffelse fremfor et kortsiktig marked motiveres delvis med at IT-støtte for et kortsiktig marked ikke finnes i dag, og det vil kreve utvikling og kalendertid å få dette på plass. Men vel så mye er valget motivert ved at et kortsiktig marked med lavt totalvolum og et behov som ofte er lik null kan ha vanskelig for å holde på interessen fra leverandørene. Dette kan vurderes igjen når Statnett starter anskaffelse av FCR-D, en reserve som kan tilbys av noen av FFR-teknologiene, men ikke av alle. Et døgnmarked for FCR-D vil ha et stort og forutsigbart volum, og man kan tenke seg en kombinert anskaffelse med FFR. Det er ikke åpenbart at dette vil være fordelaktig, da ikke alle FFR-teknologier er aktuelle for FCR-D.

### **Vurdering av alternative designvalg**

Vi har vurdert to alternativer til valgene som er beskrevet ovenfor: Anskaffelse av FFR nærmere driftstimen, og betaling for reservekapasitet, men ikke for aktivering.

### **Mulige konsekvenser av å anskaffe FFR nærmere driftstimen**

#### *Daglige anskaffelser:*

- Delingen av markedet i to kontraktstyper bortfaller. I stedet for FFR Profil og FFR Flex betyr dette en annen type kortsiktig kontrakt, vi kan kalle den "FFR straks" eller "FFR i morgen".
- Totalt anskaffet volum vil være lavere enn i en sesonganskaffelse, ettersom bestillingen kan tilpasses et mer presist estimat.
- Anskaffelseskostnadene vil høyst trolig reduseres ved at anskaffelsen aldri overstiger estimert behov.
- Samfunnsøkonomisk kostnad av FFR-leveranse vil ikke være lavere, da kostnaden ved reserveleveranse ikke anses være vesentlig. Dog risikerer vi en høyere kostnad for implementering om de mest effektive leverandørene ikke deltar i markedet.
- For daglig anskaffelse spiller det liten rolle om anskaffelsen skjer før eller etter døgnmarkedsklareringen i energimarkedet, ettersom FFR og energimarkedet ikke er gjensidig utelukkende for leverandørene. Det kan likevel være en fordel å gjennomføre anskaffelsen etter døgnmarkedsklareringen gitt at inertia-prognosen baserer seg på planlagt produksjon.
- Statnett mener at tilbudt volum vil reduseres ved daglige anskaffelser, og at vi kan risikere at tilstrekkelige reserver ikke er tilgjengelige for systemdriften:
  - Usikkerhet i volum og inntekt vil trolig redusere interessen for implementering og deltagelse i markedet, selv om leverandører med varierende fleksibilitet vil ha lettere for å delta i FFR-markedet. Når implementert FFR-kapasitet er større er det mindre viktig å tilby forutsigbare volum for å lokke nye aktører. Det kan allikevel være viktig å tilby en viss forutsigbarhet for å beholde leverandørenes interesse.

- Arbeidskrevende markedsdeltagelse kan også redusere interessen for deltagelse i markedet. Dette gjelder spesielt teknologi med stabil fleksibilitet som industrilast eller batterier, da disse leverandørene er tilfredse med en sesonganskaffelse.
- Den viktigste nytten ved en daglig anskaffelse er at det kan bli mulig for leverandører av FFR å tilby sin fleksibilitet i ulike reservemarkeder. Dette gjelder ikke alle leverandører av FFR, da kravet til energileveranse i andre markeder er vanskelig eller umulig å oppfylle for visse, for eksempel elektrolysebasert industri og UPS-løsninger for datasenter.
- Statnett vil behøve nye IT-systemer for et kortsiktig marked.
- Markedsaktørene vil også behøve nye IT-systemer for et kortsiktig marked. Dette gjelder ikke nødvendigvis aktører som allerede leverer andre typer reserver, men FFR har vist seg å være attraktivt for helt nye tilbydere av fleksibilitet.

#### *Ukentlige anskaffelser:*

- Arbeidsbelastningen ved markedsdeltagelse er mindre enn for daglige anskaffelser.
- Vi vurderer øvrige fordeler og ulemper til å være nesten de samme som for daglig anskaffelse.

#### **Mulige konsekvenser av å opphøre med kompensasjon for aktiveringskostnader**

- Leverandører som har kostnader knyttet til effektresponsen – typisk for prosessindustri som reduserer lasten i en kort periode – må da vurdere sannsynligheten for en eller flere aktiveringer i en kontraktperiode, og ta hensyn til dette i prisen som tilbys for reservekapasiteten.
- Om reservekapasiteten kjøpes for en kortere periode nærmere leveringstimen må en liten risiko for en stor kostnad veies mot en relativt liten inntekt i den korte perioden. Selv med positiv forventningsverdi kan risikoen føre til at fleksibiliteten ikke blir tilbudt som FFR. Om leveringskontrakten er lengre blir regnestykket noe mer forutsigbart, og da reduseres risikoen for at volum forsvinner fra markedet.
- I det lange løp kan det vise seg at mer enn nok FFR tilbys fra teknologier som ikke behøver å ta hensyn til aktiveringskostnader. Da vil det være uproblematisk å fjerne kompensasjonen for aktivering, selv om vi mister tilbudt volum fra prosessindustri.



### 3.5 Generelle vurderinger

#### FFR som produkt

Nytten av demonstrasjonsprosjektet 2021 og nytten av FFR er at verdiskapingen i et kraftsystem med mye vindkraft og tett kobling til det europeiske kontinentet kan oppnås med fortsatt høy nordisk driftssikkerhet. Kraftsystemet kan utnyttes mer effektivt i perioder med lav last, høy fornybar produksjon og høy import i det nordiske kraftsystemet.

Uten FFR må de nordiske TSOene bruke preventive virkemidler som fører til mindre effektiv energiproduksjon og høyere kostnader, som f.eks reduksjon av dimensjonerende hendelse. Den overgripende vurderingen er at FFR er samfunnsøkonomisk fordelaktig sammenlignet med å innføre begrensninger i marked gjennom kapasitetsbegrensninger på kjernekraft og HVDC-forbindelser. Vi har ikke identifisert andre virkninger av demonstrasjonsprosjektet for produsenter eller konsumenter som ikke deltar i prosjektet.

#### Krav om BRP

I demonstrasjonsprosjektet har Statnett krevd at "leverandører må ha egen balanseavtale med Statnett eller delta via en annen balanseansvarlig med tilsvarende avtale" for å delta i FFR-markedet. Statnett sin oppfatning var at dette gjaldt BRP for den aktuelle ressursen som ble tilbudt. Dette ble feiltolket av en tilbyder og vi endte opp med en FFR-leverandør som ikke hadde balanseavtale for den lasten som var tilbudt. I Norge har vi per dato ikke opprettet rollen som uavhengig aggregator/ tjenestetilbyder (BSP).

I de oppdaterte markedsvilkårene ble teksten i klausul 4 (kriterier for deltagelse) endret for å gjøre det eksplisitt at BRP for lasten som tilbys skal involveres. Statnett skriver:

*"Leverandører må enten ha egen balanseavtale med Statnett for reguleringsobjektet som tilbys, eller få samtykke fra den balanseansvarlige for deltagelse i FFR-markedet. Leverandører uten egen balanseavtale må dokumentere at den balanseansvarlige samtykker til at ressursen tilbys i FFR-markedet."*

I vilkår gjeldende fra 1.1.2022 krever Statnett samtykke fra den balanseansvarlige og denne gis anledning til å nekte en leverandør som ikke er balanseansvarlig å delta. Dette vil i praksis bety at det åpnes for at uavhengig aggregatører deltar dersom BRP samtykker til dette. FFR skiller seg ut ved å være et svært energifattig reserveprodukt og det har ikke finansielle konsekvenser av noen betydning for BRP om en ressurs deltar i markedet. En praksis med å åpne opp for leverandører som ikke er balanseansvarlig dersom BRP samtykker er ikke ventet å sette presedens for andre reserveprodukter, men kan være fordelaktig for å stimulere deltagelse i markedet (flere aktører, større tilbudt volum og lavere pris).

Det har også vært diskutert om Statnett skal åpne opp for unntak fra kravet om å være balanseansvarlig for det tilbudte reguleringsobjektet, og at dette skal behandles fra sak til sak. Etter nærmere vurdering konkluderer prosjektet at det er å foretrekke at reglene er tydelige slik at vi unngår omkamper/ diskusjoner med ulike parter i tilbudsfasen. Dette vil også møte RME sin forventning om at vi er tydelige på gjeldene praksis i retningslinjer og vilkår.

#### Deltakelse og videreutvikling av FFR-markedet

Som nevnt tidligere har Statnett i den tidlige fasen av etableringen av FFR markedet lagt vekt på forutsigbarhet for leverandørene, og det å bygge opp leverandørsiden for å øke likviditeten i

markedet. Dette for at det skal tilbys nok volum slik at Statnett er i stand til å dekke det forpliktete FFR-behovet. Det er forventet at attraktiviteten av å tilby FFR vil øke når Statnett begynner å kjøpe FCR-D opp, da dette markedet etterspør en betydelig mengde reservekapasitet som potensielle leverandører av FFR også kan tilby. Inntil da forblir FFR et lite marked og det er derfor viktig at aktører som ikke har balansering av kraftsystemet som sin prioritet ser nytten av å delta i FFR markedet med sine reserver. Vi forventer også at kostnadene fremover vil gå ned da flere tilbydere allerede har installert utstyr som gjør det enklere med videre deltakelse i markedet.

Hvilke aktører som kan tilby reservekapasitet avhenger av størrelsen på reservevolumet, hvor raskt de kan levere og reservens tilgjengelighet. Slik markedsløsningen er i dag vil aktører med variable laster ha en usikkerhet knytte til inntjening da de kan risikere avkortning når lasten de tilbyr er utilgjengelig. For å bøte på dette kan disse aktørene prise inn denne usikkerheten i tilbudet slik at de får forventet inntjening selv om de forventer å bare kunne levere f.eks. 70% av tiden. Aktører kan også ha utfordringer med å oppnå minste budvolum. Størrelsen på minste budvolum ble satt med hensyn på å holde den ekstra arbeidsmengden den manuelle bestillingen av FFR Flex ville påføre operatørene hos Statnett til et minimum. For aktørenes del kan dette i de fleste tilfeller løses ved å aggregere de små lastene slik at minste budvolum oppnås. Det stilles ingen krav til hvor i landet reservene må befinne seg, heller ikke til hvilken type reserver den aggregerte porteføljen må bestå av. Her kan forskjellige aktører gå sammen om å tilby reservevolum i FFR-markedet. Statnett har behov for reservevolum i forskjellige størrelse, gjerne delelige, slik at behovet kan dekkes uten risiko for over- og underlevering.

I 2021 var den høyeste andel bestilt timer fra en leverandør på Flex-kontrakt 236 timer. Det kan derfor tenkes at Statnett vil redusere antall kjøpte timer i kontraktstypen FFR Flex. Endringer i dette vil være basert på en helhetsvurdering av faktisk bestilte timer og forventet behov og tilbud. Et slikt tiltak forventes å ha liten negativ konsekvens for leverandørene da det forventes at de relevante aktørene har implementert løsningene de har behov for og fått betalt ned det meste av sine investeringskostnader innen den tid.

I Statnetts veikart over milepæler for utvikling av systemdrift- og markedsløsninger<sup>11</sup> vises Statnetts prioriteringer de nærmeste årene. Å gjøre store endringer på markedsløsningen nå kan være krevende og vil beslaglegge ressurser fra andre mer prioriterte oppgaver Statnett er pålagt å gjøre. Det vil derfor være hensiktsmessig å ikke sette i gang store endringer i markedsløsningen og implementering av tekniske løsninger knyttet til dette. Statnett ønsker derfor heller å justere markedsparameterne basert på det allerede etablerte handlingsrommet i en overgangsperiode, og vurdere videreutviklingen av FFR-markedet parallelt med utviklingen av FCR-D-markedet og arbeidet som utføres på å skille tjenestetilbyder (BSP) og balanseansvarlig (BRP), samt uavhengig aggregering av raske reserver. Å gå fra to til én kontraktstyper har ulike konsekvenser, der en konsekvens kan være å miste aktører. Når det gjelder anskaffelse nærmere driftstimen er dette som nevnt avhengig av IT-utvikling. Dette inkluderer også videreutvikling av prognoseverktøyet, da usikkerheten i dagens prognose overskygger fordelene av å anskaffe nærmere driftstimen.

<sup>11</sup> [systemdrifts--og-markedsutviklingsplan-2022-2030.pdf \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/systemdrifts-og-markedsutviklingsplan-2022-2030.pdf)