

Fast Frequency Reserves 2018

- pilot for raske frekvensreserver



Innhold

Definisjoner	3
Sammendrag	4
Executive summary	7
1. Introduksjon	10
2. Lav roterende masse i kraftsystemet skaper utfordringer	11
3. Pilot for raske frekvensreserver	13
4. Prekvalifisering av 5 ulike teknologier	16
4.1 Opplegg for prekvalifisering	16
4.2 Teknologiene	16
4.3 Læringspunkter prekvalifisering.....	21
5. Aktivering av FFR den 18 juli.....	22
6. Teknisk læring fra piloten	24
7. Veien videre.....	27
Vedlegg 1 Inertia, uksgjennomsnitt for døgnets timer 2017	29
Vedlegg 2 FFR pilot – krav til prekvalifisering og rapportering.....	31
Vedlegg 3 Oppdragsbeskrivelse FFR pilot.....	34

Definisjoner

AGC	Automatic Generation Control
BFK	(automatisk) Belastningsfrakobling
BRP	Balanseansvarlig (Balance Responsible Party)
BRO	Kunde/ressurseier (Balance Reserve Owner)
BSP	Balansetjenestetilbyder (Balance Service Provider)
EPC	Emergency Power Control
FCR	Frequency Containment Reserves
FFR	Fast Frequency Reserve
UPS	Avbruddsfri strømforsyning (Uninterruptible Power Supply)

Sammendrag

Bakgrunn

Kraftsystemet går gjennom store strukturendringer som påvirker systemdriften. Hovedendringene er:

- Økt overføringskapasitet mellom synkronområder
- Mer fornybar produksjon i kraftsystemet, i tillegg til flere småskala og distribuerte produksjonsenheter
- Avvikling av kjernekraftverk
- Nye forbruksmønstre som følge av elektrifisering og smarte styringssystemer

Disse endringene har en effekt på den roterende massen i systemet, som bidrar til viktig treghet eller "inertia" i systemet. Større variasjoner i inertia påvirker systemets evne til å holde seg stabilt ved store og plutselige ubalanser. Denne evnen kalles "transient frekvensstabilitet".

De nordiske TSOene har studert inertia-relaterte utfordringer og potensielle løsninger i felles prosjekter. Følgende typer av tiltak er evaluert:

- Reduksjon av dimensjonerende feil i systemet
- Sette krav til minste nivå av inertia i systemet
- Introdusere raske aktive effektreserver som kan komplettere det tradisjonelle FCR-produktet

Den nordiske studien konkluderte med at raske aktive effektreserver, eller Fast Frequency Reserves ("FFR"), er det mest lovende tiltaket sett fra et teknisk og samfunnsøkonomisk perspektiv.

Pilotens innhold

Basert på konklusjonen fra de nordiske studiene, gjennomførte Statnett i 2018 et pilotprosjekt for FFR. Målet var å få kunnskap om tilgjengeligheten på et slikt nytt reserveprodukt, utfordringer og muligheter relatert til tekniske og markedsmessige aspekter. I tillegg var det et mål å informere norske interessenter på et tidlig tidspunkt om systemdriftens fremtidige behov. Før piloten hadde vi estimert at det ikke ville bli et driftsmessig behov for FFR under pilotperioden, dvs. at FFR som ble handlet i piloten ikke var nødvendig for å opprettholde systemstabiliteten.

De følgende elementene var inkludert i piloten:

- Kjøp av leveranseevne og prekvalifisering
- Kjøp av reserver gjennom fire uker i juli og august, om natten (23-09)
- Avtalt avregningsprosedyre i tilfelle aktivering
- Evaluering av prosjektet

Forutsetninger for anskaffelsen var at leveranseevne og potensiell aktivering skulle avregnes til tilbudt pris, mens reserver skulle betales til prisen for siste bud som ble akseptert, det vil si marginalprising.

Produktkravene var delt inn i krav knyttet til responsen og krav til prekvalifiseringen og testing. Kravene knyttet til responsen var de følgende:

- Aktivering ved et frekvensnivå på 49,6 Hz
- Tid for fullaktivering av reserven fra 49,6 Hz: 2 sekunder
- Varighet: 30 sekunder (det vil si at FFR skal være aktivert i minimum 30 sekunder)
- Hviletid 15 minutt (det vil si at FFR skal være mulig å aktivere på nytt maksimum 15 minutter etter forrige aktivering)

Anskaffelse

Statnett mottok tilbud fra en stor bredde teknologier, både fra forbruk og produksjon. Det var også en blanding mellom eksisterende og nye balansetjenestetilbydere og aggregatorer. Tilbudene inneholdt følgende teknologier:

- Rask respons fra vannkraft i produksjonsmodus
- Rask utkobling av forbruk i pumpekraftverk
- Rask reduksjon av forbruk i smelteverk (elektrolyseprosess)
- Rask utkobling av forbruk fra en aggregert portefølje av industriforbruk
- Rask reduksjon av forbruk gjennom å midlertidig stanse lading i en aggregert portefølje av el-biler
- Raskt skifte i kraftforsyningen fra nett til batteri (UPS) i et datasenter

Summen av tilbudt FFR i anskaffelsesfasen var rundt 114 MW. Basert på tilbudene ble fem leverandører valgt.

Prekvalifisering

På grunn av den store bredden i teknologi, ble prekvalifisering gjort på fundamentalt ulike måter. I noen tilfeller ble eksterne måleenheter brukt til å verifisere om responsen var i samsvar med kravene. I andre tilfeller kunne forenklede metoder bli brukt for å sjekke for eksempel tripping av enkeltenheter. Dette var for eksempel tilfelle for pumpekraften, hvor frekvensrelé ble brukt til frakobling av pumpen.

Blant leverandørene som ble valgt i anskaffelse av evne, klarte alle utenom en å prekvalifisere seg på en tilfredsstillende måte. Leverandøren som ikke passerte testen leverte FFR fra en vannkraftsstasjon med en Peltonturbin. Selv om enheten ble justert for å oppnå raskere respons, oppfylte den ikke kravene til responstid. I tillegg ble en Francisturbin testet, og da med lignende resultat. Pilotprosjektet konkluderer ikke på om dette vil være tilfelle for alle vannkraftstasjoner, men anerkjenner at det er vanskelig for tradisjonell vannkraft å øke hastigheten på responsen til de nivåer som var kravet i piloten. Videre forbedring i responstid kan sannsynligvis bli gjort, men det vil nok kreve mer detaljerte analyser av effekten på vannveier med videre.

For å kunne være balansetjenestetilbyder i Norge i dag, må du være balanseansvarlig eller samarbeide med kundens balanseansvarlige. FFR har kort varighet og lite energiinnhold, men relasjonen mellom balansetjenestetilbyder og balanseansvarlig er fortsatt viktig. Det deltok to aggregatorer i piloten. Den ene var en tredjeparts aggregator uten tidligere relasjon til de balanseansvarlige for kundene. I dette tilfellet var det nødvendig med ekstra informasjon og dialog med de balanseansvarlige. I framtidig utvikling av FFR krav vil vi prioritere en løsning der balansetjenestetilbyderen er balanseansvarlig eller samarbeider med kundens balanseansvarlige.

Driftserfaring

Ved oppstart av piloten var det en forventning om at det ikke kom til å bli noen hendelser av en slik størrelse at FFR kom til å bli trigget under testperioden. Men, som resultat av at en finsk kjernekraftstasjon Olkiluoto 2 (880MW) fikk en ikke planlagt utkobling, gikk den nordiske systemfrekvensen ned til triggernivået for FFR og reservene ble aktivert. To av fire leverandøren klarte å levere, og to leverandører klarte ikke å levere på tidspunktet for aktivering, av følgende grunner:

- Reserveenheten var frakoblet pga. uønsket utløsning av frekvensvernet
- Enheten for frekvensmåling som skulle trigge aktivering var midlertidig utilgjengelig

Konklusjoner

Piloten ble en suksess. Vi fikk verdifull kunnskap om tilgjengelighet av FFR fra ulike teknologier og til ulike priser og kostnader.

Følgende overordnede observasjoner kan gjøres for de tekniske aspektene av FFR:

- Det finnes FFR ressurser tilgjengelig i markedet som kan møte kravene til 2 sekunders responstid. Evnen til å levere var allerede tilstede eller mulig å installere på veldig kort tid.
- Kapasitet finnes først og fremst innen teknologi som bruker kraftelektronikk for rask kontroll av forbruk, inkludert UPS teknologi. Rask respons kan også oppnås der et frekvensrelé sender utkoblingssignal til effektbryter som kobler ut forbruk, for eksempel pumpekraftverk. Tradisjonell vannkraft kan bli justert til å ha en raskere respons, men ser ut til å ha utfordringer med å respondere på tiden satt som krav i piloten.
- Basert på et grovt estimat på FFR-behovet i kraftsystemet i Norden (200-400 MW), har vi grunn til å tro at den norske andelen av reservene kan fremskaffes til 2020.
- Aggregert forbruk kan tilby FFR, men ny teknologi gir nye utfordringer. Sammenlignet med lokal måling av frekvens og styring, vil reserver levert ved hjelp av skyløsninger og sentral frekvensmåler gi ekstra trinn i aktiveringskjeden og også risiko til verdikjeden.
- Det er også viktig å ta hensyn til risikoen ved å at den totale FFR leveransen kommer fra få og større enkeltenheter. Feil i leveranse ved en systemfeil vil kunne føre til store konsekvenser.

- Minimum varighet var satt til 30 sekunder, som uten problem kunne leveres av alle som leverte tilbud i piloten. Om det ble satt krav til lengre varighet *kunne* dette potensielt gi utfordringer til enkelte aktører. Avhengig av teknologi vil varighet inntil et minutt ikke bli et stort problem. En ny aktivering etter 15 minutter trenger heller ikke være noe stort problem. Påfølgende aktiveringer utover to kan imidlertid bli et problem.
- Det er behov for å se nærmere på strategier for frekvensmåling å få presis og sikker aktivering av FFR reserver. Dette inkluderer oppløsning av måling og filtrering for å unngå aktivering på grunn av spenningsforstyrrelser, og geografisk plassering av målingen. Frekvensen kan ha lokale variasjoner på grunn av for eksempel nettdeling og separatudrift.
- Det er behov for felles format og klare spesifikasjoner på krav til prekvalifisering og verifisering av evne, tilgjengelighet og aktivering. Dette vil bli en utfordring så lenge det er ulike teknologier som konkurrerer i samme marked. Både leverandører og TSOer må ha verktøy som gir god oversikt over hva som er tilgjengelig og hva som har blitt aktivert.

De følgende overordnede observasjoner og vurderinger kan gjøres for de økonomiske aspektene av FFR:

- FFR er et kostnadseffektivt tiltak for å håndtere utfordringer som forårsakes av lav inertia i kraftsystemet.
- Priser og kostnadsstrukturer av evne, reserve og aktivering er substansielt ulike for de ulike teknologiene. Den separate prisingen av disse elementene var viktig for den samfunnsøkonomiske forståelsen.
- Vår forståelse er at de fundamentale kostnader for å levere reserve er alternativkostnaden til leverandører, det vil si effekten på driftskostnader i vanlig drift. Om reserveleveransen har liten eller ingen konsekvens på lønnsomheten i annen virksomhet, da er den fundamentale reservekostnaden lav eller ingen.
- De fundamentale eller samfunnsøkonomiske kostnadene for FFR er de totale kostnadene for ressursene som er brukt for å levere reserveproduktet. I en markedsløsning vil denne kostnaden sammenlignes med kostnaden for alternative virkemiddel for å sikre kraftsystemets stabilitet.
- I tillegg til priser, så kan markedsprosessen påvirke volumet som blir tilbudt. Reservetjenester fra stabil last kan tilby FFR i sesong og i korte kontrakter (ukemarked). Variable laster med større usikkerhet kan ha nytte av et fleksibelt markedsdesign, for eksempel gjennom fleksible og korte kontrakter ned til enkelttimer av dagen.

Veien videre

Resultatene og kunnskapen fra piloten vil bli benyttet videre i utvikling av en felles nordisk FFR spesifisering, og etablering av markedsløsninger for anskaffelse av reserve. Målet, per Q3 2018, er å ha dette på plass i 2020.

Fortsatt utvikling av nordisk spesifisering kan resultere i mindre eller større endringer i FFR spesifiseringene som dannet grunnlaget for i piloten. Mindre endringer vurderer vi kan håndteres av teknologiene som var med i piloten. Større endringer, for eksempel knyttet til varighet, kan resultere i større utfordringer med å få tilgang til FFR reserver.

Det fortsatte arbeidet med å sikre systemstabilitet er en del av Statnetts system og markedsutviklingsplan, <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/systemdrifts-og-markedsutviklings/>

Executive summary

Background

The power system is going through big structural changes that have an impact on the system operation. The main changes are:

- Increased transfer capacity between synchronous areas
- More renewable production in the power system, including small-scale and distributed power production units.
- Decommissioning of nuclear power plants
- Consumption patterns due to electrification and smart control systems

These changes have an impact on the kinetic energy of the system, also referred to as the system inertia. Larger variations in the system inertia have an impact on the system's ability to maintain stability during large and sudden imbalances. This ability is referred to as "transient frequency stability".

The Nordic TSOs have studied inertia-related issues and potential solutions in a number of joint projects. The following measures to prepare for low-inertia situations have been evaluated:

- Limitation of the size of dimensioning incidents in the system
- Set a requirement on minimum inertia in the system
- Introduce fast active power reserves that can supplement the traditional FCR product in stabilizing the frequency

The Nordic study concluded that fast active power reserves, or Fast Frequency Reserves ("FFR"), is the most promising measure seen from a technical and socio-economic perspective.

Pilot project scope

Based on the conclusion from the Nordic studies, Statnett carried out a pilot for "FFR". The aim was to gain knowledge about the availability of such a new reserve product, challenges and possibilities related to technical and market aspects, as well as provide the Norwegian stakeholders with a heads-up on the future possible system needs. Upfront the pilot we estimated that there would be no operational needs for FFR during the pilot period, i.e. the contracted FFR was not necessary to maintain the system stability.

The following elements were included in the pilot:

- Procurement of capability including pre-qualification
- Procurement of reserves during four weeks July – August, night time (23-09)
- An agreed settlement routine in case of an activation of the reserves
- Evaluation of the project

Capability, as well as potential activation, was remunerated with the prices offered, i.e. "pay as bid", whereas the reserves were to be paid the price of the last bid accepted, i.e. marginal pricing.

The product requirements were divided into requirements for response and requirements for the pre-qualification test. The requirement for response was the following:

- Activation for a frequency triggering point of 49,6 Hz
- Time for full activation (FAT) from 49,6 Hz: 2 seconds
- Duration: 30 seconds (i.e. FFR shall be able to be activated for a minimum time of 30 seconds)
- Resting time 15 min (i.e. FFR should be able to be activated after maximum 15 minutes after previous activation)

Procurement

Statnett received tenders with a wide range of technologies, sources including both demand response and generation. There was also a mix of existing and new balance service providers and aggregators. The tenders included the following technologies:

- Fast response from hydro power in generation modus
- Fast load disconnection via pump power disconnection
- Fast load reduction in a smelter (electrolysis process)
- Fast load disconnection by an aggregated portfolio of industrial costumers
- Fast load reduction by temporarily stopping the charging in an aggregated pool of electrical vehicles
- Fast switch in power supply from grid to battery power (UPS) to a data center

The total volume of offered FFR in the tendering phase was approximately 114 MW. Based on the tenders, five providers were chosen.

Pre-qualification

Due to the large span in technology, pre-qualification was done in fundamentally different ways. In some cases, external signal devices was utilized in order to verify the response according to set requirements. In other cases, simplified approaches could be utilized in order to check for example the tripping of individual units. This was the case for pumped storage, where frequency relay was utilized for complete disconnection.

Among the providers chosen in the capability procurement process, all providers except one managed to prequalify in a satisfying manner. The provider failing to pass the test was providing FFR from a hydro power plant with a Pelton turbine. Despite tuning of the unit for faster response, it did not fulfil the requirement on response time. In addition, a Francis turbine was tested with similar results. The pilot project does not conclude that this would be the case for all hydro power stations, but acknowledge that it is difficult for traditional hydropower to increase the speed of response down to the levels set in this pilot. Further improvements in speed can probably be done, but it will most likely require more detailed analyses of the impact on waterways etc.

In order to be a balance service provider (BSP) in Norway today, you have to be a balance responsible party (BRP) or cooperate with the BRP of the balance resource owner. FFR has a short duration and little energy content, still the BRP-BSP relation is of importance. In the pilot, two aggregators participated. One of them was a third-party aggregator with no former relation to the BRPs of the consumers. In this case, extra information and dialogue with the BRPs was required. In further development of FFR requirements, we will prioritize a solution where the balance service provider is the BRP or cooperate with the BRP of the balance resource owner.

Operational experience

When starting the pilot, the assumption was that there would not be power system errors of a magnitude that would cause FFR to be triggered during the test period. However, as a result of the trip of a Finnish nuclear power plant Olkiluoto 2 (880 MW), the frequency in the Nordic system reached the trigger level for the FFR and the reserve was activated. Two out of four providers successfully activated the FFR, while two providers failed at the time for activation, for different reasons:

- The reserve source was temporarily disconnected due to unexpected activation of the frequency relay.
- Temporary unavailability of the unit for frequency measurement that should have triggered the reserve activation.

Conclusions

The pilot can be considered as successful. Valuable insight has been achieved related to the availability of FFR from different technologies and on prices and costs.

The following, high level observations can be made regarding the technical aspects for FFR:

- There are FFR resources available in the market that meet the requirements for 2 seconds response time. Capability was already there or possible to install in a very short time.
- The capacity is foremost to be found within technology utilizing power electronic for fast control of consumption, including UPS technology. Fast response may also be obtained with a frequency relay which sends a signal for disconnection of a circuit breaker connected to consumption, e.g. a pump storage plant. Traditional hydro power can be tuned to have a faster response, but seems to face challenges with the response time used in the pilot.
- Seen from a very rough estimate about the needs of FFR in the Nordic system (200 – 400 MW), the belief is that the required Norwegian share of reserves can be available by 2020.
- Aggregated demand can provide FFR, however new technology provides new challenges. Compared to local measurement and unit control, delivering reserves with the help of cloud services and centrally located frequency measurements adds an extra step and also risk to the value chain.

- It is also important to consider the risk of having the total FFR volume provided from a few large providers. Failing in delivery the reserve during a system disturbance has a potential of leading to large consequences.
- The minimum duration was set to 30 seconds, which without any problem could be provided by all tenderers/technologies. Challenges *could* potentially rise for certain providers if longer duration would be required. Dependent on technology, duration up to 1 minute would not represent a problem. A new activation after 15 minutes does also not necessarily represent difficulties. However, more than two recurring activations may cause challenges.
- Strategies for frequency measurement in order to have precise and secure activation of FFR reserves needs to be further understood. This includes resolution of measurement and filtering to avoid activation of reserves due to voltage disturbances, as well as geographical position of the measurement. The frequency may have local variations due to e.g. net split and island operation.
- There is a need for a common format and clear specification for requirements on prequalification and verification of capacity, availability and activation. This will be a challenge as long as there are different technologies competing in the same market. Both providers and TSOs must have tools providing a good overview of what is available and what has been activated.

The following observations and assessments can be made regarding the economic aspects of FFR as a resource:

- FFR is a cost efficient measure for handling low inertia challenges.
- Prices and cost structures of capability, reserve and activation differ substantially between technologies. The separate pricing of these elements was important for this understanding.
- Our understanding of the fundamental costs of reserve provision is the alternative cost for the provider, i.e. the impact on operational costs in ordinary operation. If the reserve provision has little or no impact on the profitability of other operations, then the fundamental reserve costs are low or none.
- The fundamental or socioeconomic cost of FFR is the total cost of resources consumed in order to provide the reserve product. In a market solution, this cost will be compared to the cost of alternative measures for securing the power system stability.
- In addition to the prices, the market process and operation of the reserve resources may have an impact on the FFR volume offered. Reserve provision from stable load can offer FFR in seasonal or short contracts (weekly markets). Variable loads with larger uncertainty would benefit from a flexible market scheme, e.g. through flexible or shorter contracts down to specific hours of the day.

Way forward

The results and insights from the pilot will be brought further into development of a Nordic common FFR specification, as well as establishment of market solutions for procurement of the reserve. The current aim (Q3 2018) is to have this in place in 2020.

The continued development of a common Nordic specification might result in smaller or larger changes to the FFR specifications created within the frames of this pilot. Minor changes are assumed to be able to be accommodated by the technologies within this pilot. However, larger changes regarding, for example for the requirement on duration, might result in larger challenges acquiring FFR reserves.

The continued work within the area of securing system stability is part of Statnett's systems operations and market development plan, see (<http://www.statnett.no/en/Market-and-operations/Systems-operations-and-market-development-plan/>).

1. Introduksjon

Denne rapporten gir en innføring i piloten for raske frekvensreserver som Statnett og 5 aktører gjennomførte sommeren 2018.

Målet med piloten var å undersøke tilbud og kostnader for raske frekvensreserver, Fast Frequency Reserves (FFR). FFR kan være et driftsverktøy for kraftsystemet i lavinertiasituasjoner. Pilotprosjektet besto i å definere behov og produktkrav, deretter gjennomføre anskaffelse og prøvedrift av FFR.

De følgende aktørene deltok i piloten:

- SFE med rask respons fra vannkraft i produksjonsmodus
- BKK med rask utkobling av forbruk i pumpekraftverk
- Hydro med rask reduksjon av forbruk i smelteverk (elektrolyseprosess)
- Tibber med rask reduksjon av forbruk gjennom å midlertidig stanse lading i en aggregert portefølje av el-biler
- Fortum/Basefarm med raskt skifte i kraftforsyningen fra nett til batteri (UPS) i et datasenter

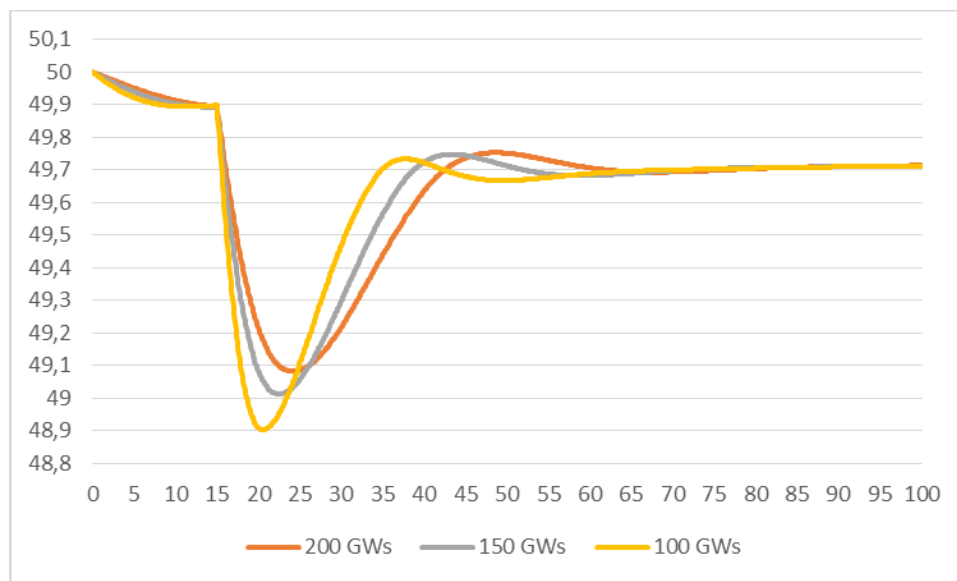
Rapporten beskriver de ulike teknologiene og deres funksjonalitet for raske frekvensreserver. Vi beskriver også hendelsesforløpet i piloten, med fokus på aktiveringen av reserven som skjedde 18 juli. Denne dagen var det et utfall av finsk kjernekraft som gjorde at den nordiske frekvensen falt under 49,6 Hz og som da aktiverte FFR-reservene. Læringspunktene i rapporten er knyttet opp til de tekniske aspektene ved piloten. Læringspunktene knyttet til de markedsmessige og økonomiske aspektene ved piloten er oppsummert på overordnet nivå i sammendraget.

2. Lav roterende masse i kraftsystemet skaper utfordringer

Økt overføringskapasitet ut av det nordiske kraftsystemet fører til at den nordiske kraftproduksjonen oftere vil levere enten svært høye eller svært lave volum. Økt andel av ny fornybar produksjon (vind, sol, småskala vannkraft) bidrar ytterligere til at tradisjonell kraftproduksjon i perioder vil stå stille.

Vannkraftverk og termiske kraftverk har stor roterende masse i rotor i synkrongeneratoren respektive i turbin. Ny fornybar produksjon, som sol og vind, er ofte tilknyttet nettet via kraftelektronikk og bidrar dermed i utgangspunktet ikke med roterende masse, det vil si "naturlig" inertia.

Lavere kraftproduksjon fra vannkraft og termiske kraftverk skaper utfordringer for systemstabiliteten, da den roterende massen bidrar til viktig treghet eller "inertia" som motvirker raskt frekvensfall ved feil i produksjon eller import. Lav inertia medfører både at frekvensfallet skjer hurtigere og at frekvensen faller mer, se figur 1. Ved frekvensfall under 49,0 Hz aktiveres automatisk frekvensstyrt lastutkobling (BFK) for å stabilisere kraftsystemet.



Figur 1 Frekvensfall ved dimensjonerende hendelse (utfall av Oskarshamn 3) ved ulike nivåer av inertia i det nordiske kraftsystemet. Den horisontale akse viser tid i sekunder [s], med utfall ved 15 sekunder.

Inertia i det nordiske synkronsystemet overvåkes i sanntid. Inertianivået er lavest fra rundt slutten av mai til tidlig oktober. Se detaljert tabell og figurer i Vedlegg 1 som viser sesong og døgnvariasjon for inertia i det nordiske systemet. De kritiske timene med lavest inertia er nattetid om sommeren. Det er i utgangspunktet ingen overraskelse, men kvantifisering gjør at vi kan forutse og sette i verk tiltak for å unngå at kombinasjonen av inertia, størrelse på dimensjonerende feil og egenskapene til primærreservene (FCR) medfører uakseptabel risiko for frekvensstabiliteten.

De nordiske TSO-ene har analysert systemdriftsutfordringer samt potensielle tiltak ved lav inertia i systemet (ENTSO-E, 2017). For å sikre frekvensstabiliteten er følgende tiltak identifisert som mulige:

- Reduksjon av dimensjonerende feil og dermed konsekvensene av den største mulige feilen i kraftsystemet
- Stille minstekrav til inertia i kraftsystemet for å sikre ønsket systemtreghet
- Bruk av raske reserver som kan balansere forbruk og produksjon når en feil oppstår

Når det gjelder det andre kulepunktet, har såkalt "syntetisk inertia"¹, fra anlegg som normalt ikke bidrar med inertia blitt vurdert. Gjennom tilpasning av funksjonalitet i kraftelektronikken, kan frekvensrespons eller en inertia-liknende respons sikres også fra disse typer av anlegg. Det pågår for tiden mye arbeid i utviklingsmiljøer for å etablere løsninger og krav til "syntetisk inertia", men foreløpig finnes det ikke noen standardiserte løsninger for dette.

Raske reserver (kalt "Fast Frequency Reserves", eller FFR) ble vurdert som en teknisk og økonomisk effektiv løsning. Nødvendig mengde raske reserver vil avhenge av mengden inertia, egenskapene til FCR (reaksjonstid og volum), frekvensstyrt nødkraft (EPC) på HVDC-forbindelser, lastens selvregulering og størrelse av utfall. Aktuell frekvens ved utfall vil også påvirke hvor stor frekvensdippen ved utfall vil bli. Raske reserver i form av forbruk som kobles ut eller produksjon som reguleres opp hurtig kan komplementere inertia og bremse frekvensfall ved feil i kraftsystemet.

¹ *"Synthetic inertia is defined as the controlled contribution of electrical torque from a unit that is proportional to the rate of change of frequency measured at the terminals of the unit."* (ENTSO-E, 2017).

3. Pilot for raske frekvensreserver

Produktkrav

Statnett stilte følgende krav til FFR i pilotprosjektet (se Vedlegg 2 og 3 for flere detaljer):

- Aktiveringssignal: Lokal frekvensmåling, det vil si måling lokalisert ved reserveenheten eller hos aggregator. Det var ingen sentralisert måling eller styring fra Statnett.
- Effekterespons utløses ved 49,60 Hz
- Responstid for full aktivering: Maksimum 2 sekunder etter at aktiveringsfrekvensen er målt
- Varighet: Minst 30 sekunder
- Maksimal hviletid (frist for ny beredskap): 15 minutter, med mulighet for å avtale unntak
- Minstevolum: 5 MW, med mulighet for å avtale unntak

For effektleveranse fra aggregert last, stilte vi ingen krav til lastenes beliggenhet. Last kunne derfor aggregeres fra flere budområder til ett tilbud.

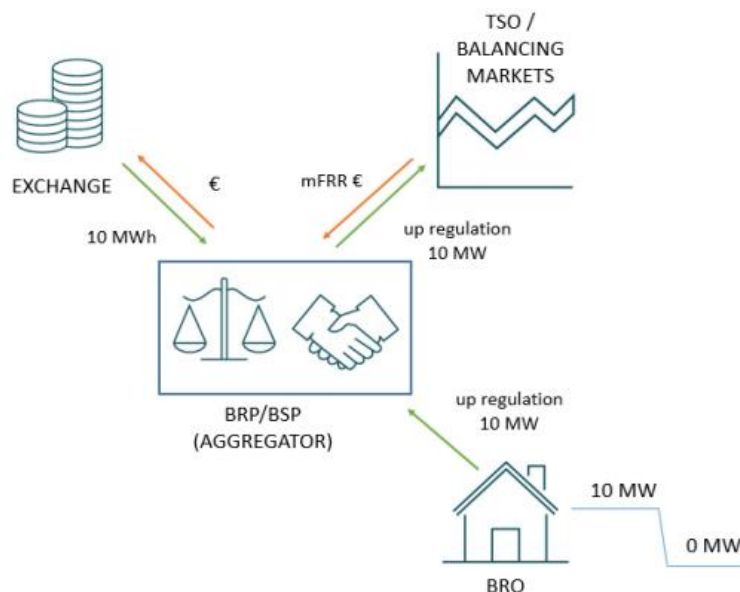
Systemkrav

Pilotprosjektet stilte ingen krav til samlet volum. For bruk av FFR i fremtiden vil volumet bli bestemt av de nordiske TSO-ene.

Pilotprosjektet stilte ingen krav til geografisk fordeling av FFR, men sammen med driftsplanleggingsmiljøet gjorde vi en vurdering av FFR-leveranse i områder med risiko for separatdrift, og leveranse fra last som omfattes av systemvern (BFK). I videre arbeid med FFR må vi gjøre grundigere vurderinger omkring bruken av FFR i separatdriftsområder som ett tema og samtidighet FFR og BFK som ett tema. I en framtidig markedsløsning vil en måtte gjøre en samlet vurdering av eventuelle nettmessige begrensninger på både transmisjon- og regionalnettsnivå.

Krav om balanseansvar

Vi stiller i dag krav til at alle som skal delta i våre reservemarkeder skal være balanseansvarlig (BRP) eller delegere dette ansvaret til en tredjeparts BRP. Dette var også et krav i piloten. FFR har kort varighet og lite energiinnhold, men relasjonen mellom balansetjenestetilbyder og balanseansvarlig er fortsatt viktig. Mer spesifikt sa vi i piloten at om aktøren ikke eide reserverressursen selv, måtte de enten være BRP for ressursen eller samarbeide med BRP for ressursen, se figur under (Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, 2018). Aggregator er balansetjenestetilbyder (BSP), kunden som eier lasten er ressurseier (Balance Resource Owner – BRO).



Figur 2 Piloten satte krav til at BSP var den samme som BRP, eller at BSP samarbeidet med BRP til kunden.

Tidslinje

Tiden fra oppstart av piloten til implementering og drift var kort, ca. 6 måneder for Statnett, og ca. 4 måneder for aktørene. Vi informerte om pilotprosjektet i februar, startet anskaffelsen i mars, valgte leverandører i mai og startet prøvedriften i juli. For at dette skulle være mulig, ble tekniske løsninger designet, implementert, testet og dokumentert av tilbyderne, og ingen kommunikasjonsløsning opp mot Statnett var nødvendig.

Figuren under viser tidslinjen i prosjektet.

1/1 Oppstart prosjekt	
28/2 Møte med aktører	
	18/3 Skriftlig innspill fra aktører
9/4 Anskaffelse publiseres	
	3/5 Tilbud
11-14/5 Første runde forhandling.	
26/6 Valg av tilbud reserve (planlegging av driftsfasen)	5 aktører deltar i piloten
Senest 29/6 Prekvalifisering ferdigstilt	Dokumentasjon av prekvalifisering.
11/7 – 8/8 Drift	18/7 Aktivering inntreffer grunnet kjernekraft i Finland
1/8 – 15/10 Evaluering og prosjektavslutning	Dokumentasjon av drift og aktivering

Figur 3 FFR prosjektets tidslinje – Statnett på venstre side og aktørene på høyre side.

Anskaffelsen

Store forbrukere og andre leverandører ble invitert til å levere tilbud på FFR. Vi bad i forespørselen om følgende:

- Tilbud på implementering, test og dokumentasjon på FFR, med beskrivelse av teknisk løsning, testmetode for prekvalifisering og verifikasjon av leveranse i drift. Volum i MW, pris per MW. Godtgjørelse til budpris.
- Tilbud på reserve i nattetimene fra juni til august (eksakte timer og uker ikke spesifisert). Volum i MW, mulighet for å tilby deler av sommeren og variere prisene. Godtgjørelse til markedspris bestemt av det dyreste budet som ble valgt.
- Pris for aktivering, per gang. Aktivering var ikke forventet i pilotprosjektet, men om det skulle skje, måtte prisen være avtalt. Godtgjørelse til budpris.

Vi informerte aktørene om at vi ønsket et stort teknologimangfold i reserveporteføljen, og at vi med grunnlag i dette kunne komme til å fravike ren kostnadsoptimering. Vi oppfordret også leverandører som så utfordringer med våre produktkrav (eks. hviletid, minste budstørrelse) til å levere tilbud, men der full aktivering innen 2 sekunder var et absolutt krav.

Ved å be tilbyderne å angi pris på evne, reserve og aktivering hver for seg fikk vi en god innsikt i underliggende kostnader. Det ble mulig for tilbyderne å angi pris på implementering uten hensyn til

usikkerhet omkring volum og pris i en senere reserveleveranse, og reserveleveransen kunne prises uten hensyn til risiko og kostnader ved en eventuell aktivering. Vi ba dessuten tilbyderne om å forklare kostnadsdrivere for evne, reserve og aktivering.

Videre flagget vi at om prisene på leveringsevne og beredskap tilsa det, kom Statnett til å forhandle om prisene og så vurdere muligheten for en kortere driftsperiode. Vi forespeilet en driftsperiode bestående av nattetimer fra juni til august og et ønsket volum på 100 MW, med forbehold om at budsjettet kunne begrense antall timer og antall MW.

Statnett mottok tilbud fra en stor bredde teknologier, både fra forbruk og produksjon. Det var også en blanding mellom eksisterende og nye balansetjenestetilbydere og aggregatorer. Summen av tilbudt FFR i anskaffelsesfasen var rundt 114 MW. Følgende teknologier var inkludert i tilbudene:

- Rask respons fra vannkraft i produksjonsmodus
- Rask utkobling av forbruk i pumpekraftverk
- Rask reduksjon av forbruk i smelteverk (elektrolyseprosess)
- Rask reduksjon av forbruk gjennom å midlertidig stanse lading i en aggregert portefølje av el-biler
- Rask utkobling av forbruk fra en aggregert portefølje av industriforbruk
- Rask skifte i kraftforsyningen fra nett til batteri (UPS) i et datasenter

Basert på tilbudene, ble fem leverandører valgt. Innkjøpt volum var 91,25 MW, og driftsfasen ble satt til 4 uker. Vi ønsket en driftsfase som samsvarte med perioden FFR gjør mest nytte. Dette er om natten om sommeren. Driftsfasen ble dermed gjennomført i 28 netter fra 11/7-2018 kl. 23 til den 8/8-2018 kl. 9, det vil si 10 timer per døgn, og totalt 280 timer.

4. Prekvalifisering av 5 ulike teknologier

4.1 Opplegg for prekvalifisering

Prekvalifiseringen besto i test og dokumentasjon utført av tilbyderne med veiledning fra Statnett.

Leverandørene av FFR skulle dokumentere at de klarte å levere avtalt mengde innen kravet på 2 sekunder og at de klarte å holde leveransen i 30 sekunder når frekvensen gikk under 49,6 Hz. For å få aktivering måtte leverandørene påtrykke en testfrekvens som hadde et spesifisert forløp ned til 49,6 Hz. Alternativet var å sette aktiveringsfrekvensen til en verdi som naturlig ville oppstå i prekvalifiseringen. Begge metoder ble benyttet for å teste at aktivering inntraff.

Mengden FFR som kunne leveres ble også testet i prekvalifiseringen. På grunn av de store forskjellene i teknologi så var det også store forskjeller i hvordan testing og dokumentasjon av aktivert mengde ble gjennomført.

Leverandørene måtte dokumentere eller sannsynliggjøre at avtalt last var aktivert innen 2 sekunder. Det er ikke vanlig å ha målinger med finere tidsopløsning enn 1 sekund, og i noen tilfeller var samplingstiden lenger. Det kan da være vanskelig å dokumentere responstiden uten å installere spesiell måleutrustning. En pragmatisk løsning for å holde kostnadene nede og for å sikre rask gjennomføring, var å akseptere bruk av den måleutrustningen som allerede var installert.

4.2 Teknologiene

Vannkraft

FFR fra vannkraft betyr rask økning i effektproduksjon. SFE deltok i piloten, og to ulike turbiner ble testet:

- 1 Peltonturbin med 5 nåler med fallhøyde på 665 meter og nominell effekt på 85 MW
- 1 Francisturbin med fallhøyde på 378 meter og nominell effekt på 57 MW

Hypotesen før testen var at Peltonturbinen skulle være egnet for FFR-respons, mens Francisturbinen skulle ha noe større vanskeligheter med å oppfylle kravene.

Basert på frekvensmålingen så vil produksjonen for en turbin endres i henhold til programmert statikk, og dette gir responsen som betegnes som FCR. For piloten ble det i tillegg det lagt inn en FFR-funksjon i regulatoren som skulle respondere ved 49,6 Hz. Det ble gjennomført omfattende testing med forskjellig produksjon på de ulike kraftverkene. Testingen ble gjennomført ved at det ble påtrykt et eksternt frekvenssignal og det ble gjort omfattende målinger på responsen. Påtrykt frekvens var i henhold til Statnetts krav, se vedlegg 2.

Peltonturbinen ble testet med et ønsket lastpåslag, delvis 2,5 MW og delvis 5 MW. Produksjon før lastpåslag var henholdsvis 20 MW, 45 MW og 68 MW. Konklusjonen var at Peltonturbinen ikke var i stand til å levere ønsket FFR innen 2 sekunder. I tillegg ble det observert kraftige pendlinger i vanntrykk og tilhørende pendlinger i produksjonen. Etter 2 sekunder ble det observert en mindre effektøkning, mellom 0 og 1 MW.

For Francisturbinen ble det beregnet hvor mye turbinen måtte åpnes for å få ønsket FFR volum i et gitt arbeidspunkt. Tilløpstunnelen var 10 km før svingekammer og trykksjakt. Ved store lastendringer ble det målt pendling med 140 sekunders periodetid.

En test ble utført ved en produksjon på 25 MW. På grunn av begrensninger på servoens åpnehastighet ble ønsket åpning oppnådd først 2,4 sekunder etter åpnekommando. Åpning gav et initialt trykkfall og etter 1,3 sekunder var det målbar respons i effekt. Effektøkningen var ca. 2,25 MW etter 3,2 sekunder. Aktiveringstiden var altså for lang i forhold til det som var krav i piloten. Etter 2 sekunder var det oppnådd en effektøkning på ca. 1 MW.

Tester ved andre produksjonsnivå viser den samme tendensen. Det er en forsinkelse i respons enten på grunn av etterslep ved åpning av ledeapparatet eller på grunn av treghet i vannveien. Felles for alle

er at det oppnås noe innen 2 sekunder, men at full leveranse først oppnås etter 3 - 4 sekunder, avhengig av produksjonsnivå ved trigging.

Med bakgrunn i resultatene fra testing, gikk ikke vannkraft videre som teknologi i denne piloten. Pilotprosjektet konkluderer ikke på om dette vil være tilfelle for alle vannkraftstasjoner, men anerkjenner at det er vanskelig for tradisjonell vannkraft å øke hastigheten på responsen til de nivåer som var kravet i piloten. Videre forbedring i responstid kan sannsynligvis bli gjort, men det vil nok kreve mer detaljerte analyser av effekten på vannveier med videre.

Pumpekraft

FFR fra pumpekraftverk betyr rask utkobling av pumpekraftverk. BKK deltok i piloten med en pumpekraftturbine med installert effekt på 56 MW og fallhøyde på 450 meter. Leveranse av FFR fra pumpe betyr da at denne var i drift i pumpemodus om natten når FFR skulle leves. Det er vanlig å pumpe når kraftprisen er lav (natt) og kjøre generator drift når prisen er høy. Dette betinger at prisforskjellen mellom dag og natt kan forsvare dette driftsmønsteret. Drift av pumpe om natten gjorde det mulig å levere FFR i perioden 23:00 til 09:00.

Det ble gjennomført en fullverdig utløsertest og stopp for underfrekvensvernet i pumpemodus. For å sikre utkobling i testfasen, ble aktiveringsfrekvensen satt til et høyere nivå enn 49,6 Hz og såpass høyt at naturlig frekvensvariasjon ville gi aktivering av frekvensvernet. Det var en forsinkelse på 0,5 s fra målt aktiveringsfrekvens til start utkobling.

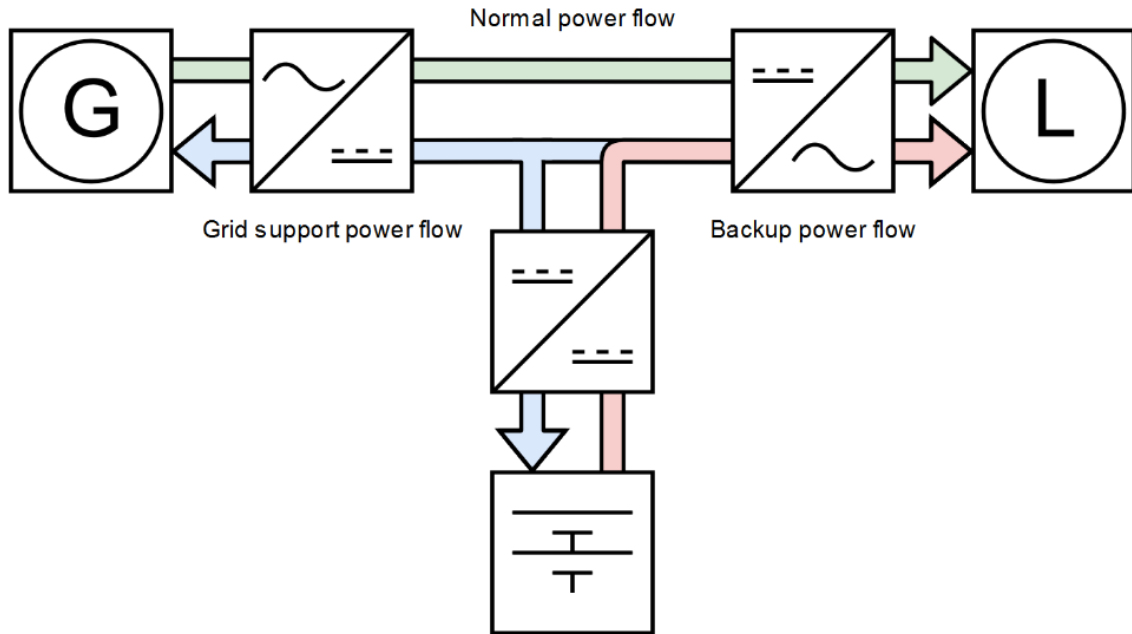
Leverandøren reservert seg mot kravet om å være klar til ny utkobling innen 15 min. Erfaringer med start av pumpekraftverket tilsa at dette ikke alltid kunne innfris. Repetitive utkoblinger kan med andre ord være et problem for pumpekraft.

Under prekvalifiseringsprosessen ble det klart at den sentrale kontrollfunksjonen (AGC) måtte vurderes og justeres for at ikke FFR-responsen automatisk skulle balanseres ut ved at den totale produksjonen ble redusert.

UPS i datasenter

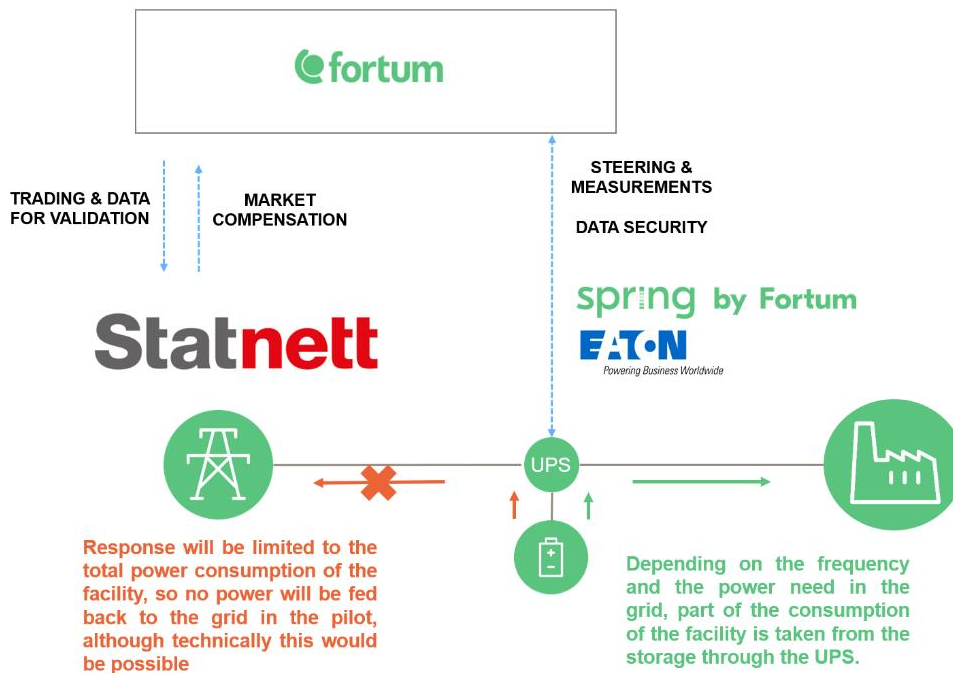
I piloten deltok Fortum med aggregert respons fra batteri i to datasenter med avbruddsfri strømforsyning (uninterruptible power supply, UPS). Eaton var samarbeidspartner på teknologi og Basefarm var eier av datasentrene. Samlet kapasitet var 1,15 MW.

I normale driftssituasjoner forsynes forbruk "bak" en UPS med effekt fra nett. Dersom UPSen mister strømforsyningen tar det innebygde batteriet momentant over forsyningen av forbruket "bak" UPSen. Sett fra nett innebærer dette en rask reduksjon av effektforbruk, noe som gir tilsvarende resultat som en effektinjisering. Batteri i datasenter er tilgjengelig for respons døgnet rundt, da dette inngår som en del av nødreserven til datasenteret. Figuren under viser effektflyt for UPS fra nett til last for normal bruk og for reserveløsning og FFR.



Figur 4 Effektflyt for UPS for normal bruk og for reserveløsning og FFR (Fortum 2018).

Det følgende oppsettet ble brukt i piloten:



Figur 5 Roles of control, measurement and data security during the pilot project (Fortum 2018).

Et UPS "debugger tool" ble brukt i testingen, blant annet for å påtrykke en ekstern frekvens. Sekvensen var 50,0 Hz → 49,70 Hz → 49,60 Hz → 49,0 Hz → 50,0 Hz. Denne sekvensen var derimot ikke helt etter kravspesifikasjonen, se Vedlegg 2 Figur 16, som spesifiserer en ramping av frekvensen som passerer 49,6 Hz. Ved å bruke akkurat 49,6 Hz som inputfrekvens i testen kan det medføre usikkerhet om når aktivering (P2) burde skje for å kunne ivareta 2 sekunders responstid (t_2). Mer om dette i kapittel 6 Teknisk læring fra piloten.

Leverandøren benyttet installert FCR-funksjonalitet i UPSen, noe som medførte at responsen i form av rampingen av effekt avvek noe fra Statnett sin spesifisering. Se mer om konsekvensen av dette under kapittel 5 Aktivering av FFR den 18 juli.

Testingen viste at UPSene reagerte svært raskt, med ca. 20 ms responstid. Dette ble dokumentert med oscilloskop-målinger. Måling av effekt fra nettet og fra batteriet hadde dårligere tidsopløsning og var mindre egnet til å verifisere nøyaktig responstid.

UPS med større kapasitet enn minste forbruk for datasenteret kan i teorien levere strøm inn på nettet. I piloten ble responsen til batteriet avgrenset slik at vi ikke fikk mating inn på nettet. Dette er midlertidig en mulighet gjennom plusskunderordningen (NVE, 2017), som per dags dato gjør det mulig å mate inntil 100 kW tilbake til nettet. For større effektvolum vurderes konsesjonsplikt av NVE.

Industri

Hydro deltok i piloten med 30 MW industrielt forbruk fra deres smelteverk på Husnes. FFR ble i dette tilfellet levert med delvis nedkjøring av effekt til elektrolyse. Fra kraftsystemets synsvinkel innebærer dette en rask redusering av effektforbruk, noe som gir tilsvarende resultat som en effektinjisering.

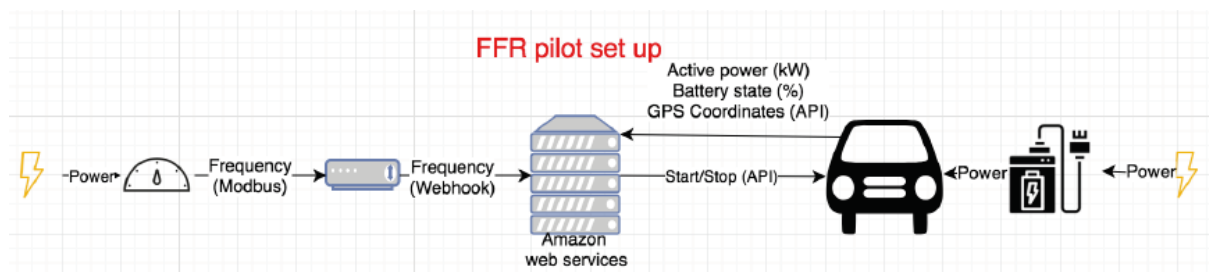
Til deteksjon av lav frekvens (49,6 Hz) ble det benyttet et vanlig frekvensvern, som i dag også benyttes for systemvern (BFK). Aktuell elektrolyselast som ble benyttet i denne piloten er forsynt via tyristorstyrte likerettere. Deteksjon av lav frekvens fra nevnte frekvensvern medfører signal sendt til elektrolysens styringssystem om å redusere tilført effekt. Implementering i tilsvarende anlegg vil kunne kreve innkjøp og montasje av nytt utstyr, programmering av reguleringsystemer og releer, endring av anleggsdokumentasjon, mv.

Det ble kjørt fullskala tester i forkant med flere utkoblinger, som alle ga lik effektkurve. Aktiveringsfrekvens ble satt til 49,95 Hz og vernet ble satt i drift når frekvensen var over 50 Hz. Når frekvensen så gikk under 49,95 Hz på grunn av naturlige variasjoner, ble vernet aktivert. For å oppnå 30 MW innen 2 sekunder var det nødvendig å sette total aktivert FFR høyere enn 30 MW. Testene viste imidlertid at reduksjon av 30 MW ble gjennomført innen 1 sekund. Ved den faktiske aktiveringen 18. juli som følge av utfall av finsk kjernekraft, ble det redusert 39,62 MW i løpet av 2 sekunder. Ved en permanent ordning vil det bli utført nødvendige endringer i styringen som gir et mer nøyaktig volum. Aktivering, utetid og ramping ble dokumentert i forkant av testperioden og alt fungerte etter spesifiseringen.

Evne til å levere FFR, samt den reelle utkoblingen den 18. juli, ble for industrien dokumentert ved bruk av spenningskvalitetsmålere med høy nøyaktighet og oppløsning (Elspec Power Quality Analyzers).

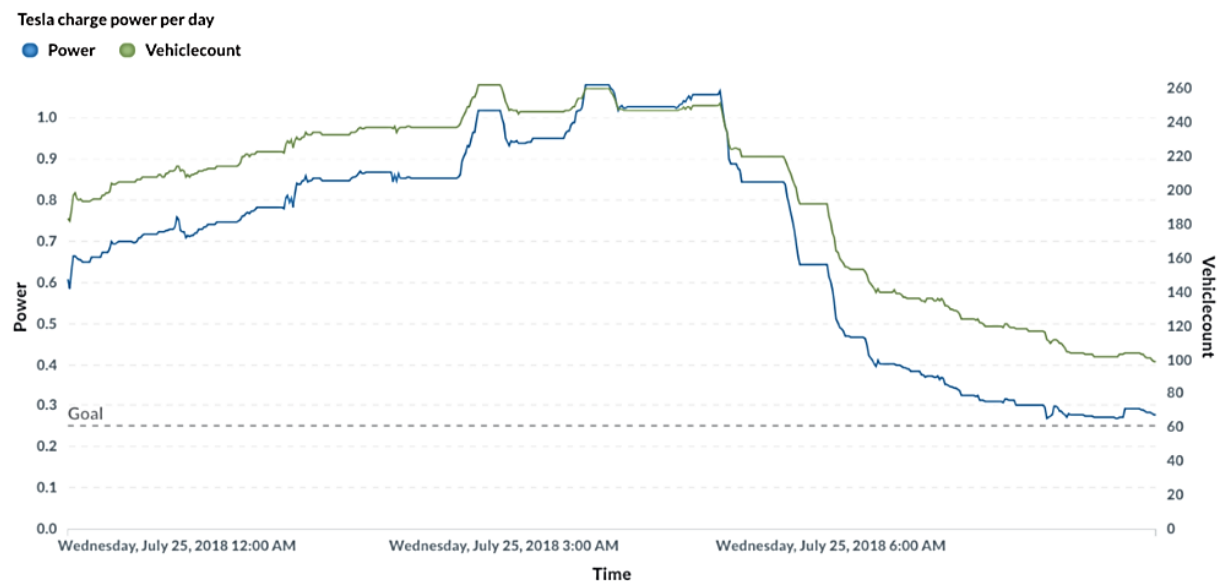
Aggregert last fra elbiler

Tibber deltok i piloten som en aggregator for en portefølje elbiler. Mekanismen besto av at Tibber målte frekvensen sentralt og sendte kommando for å stoppe ladingen for de utvalgte bilene i porteføljen. Kommandoen ble sendt fra Tibbers tekniske plattform til bilenes eget grensesnitt (API). Garantert leveranse var på 0,250 MW, noe som tilsvarer ca. 80-90 biler fra Tibbers totale kundeportefølje. Hvor mange biler det trengs for å kunne levere et gitt volum er avhengig av hvor mye hver enkelt bil lader på det aktuelle tidspunktet. Sett fra nett innebærer stans av lading en rask redusering av effektforbruk, noe som gir tilsvarende resultat som en effektinjisering.



Figur 6 Leveranse av FFR fra elbiler (Tibber 2018).

I utgangspunktet er det fra bileiernes side behov for elbillading gjennom hele natten, og en viss effekt vil da alltid være tilgjengelig for utkobling. Ladesyklusen kan styres gjennom natten slik at bilene er fulladet til et gitt tidspunkt på døgnet, f.eks. kl. 07.00 om morgenen. Bilene i Tibbers portefølje vil alltid lades på de prismessig mest gunstige tidspunktene, men ladingen kan avbrytes i korte tidsintervall ved behov, og dermed også gi en alternativ verdi til kundene, som får direkte kompensert for reserven de tilbyr. Figuren under viser et eksempel på hvordan en portefølje el-biler lades gjennom natten.



Figur 7 Eksempel på hvordan en portefølje av el-biler lades gjennom natten målt i MW (Tibber 2018).

Det ble gjort flere tester:

- Et mindre antall biler for å verifisere at kommunikasjonen fungerte og at responstiden var innenfor kravet
- Utkobling av nødvendig mengde biler fra porteføljen, til enhver tid tilsvarende minst 0,250 MW

Responstiden var innenfor 2 sekunder på begge testene. Utkobling av en større mengde biler viste derimot at man ikke utelukkende kunne basere seg på bilenes eget grensesnitt (API) for rask utkobling. Bare 1/3 av porteføljen responderte som planlagt. Leverandøren vil derfor i videre utvikling bruke en teknisk løsning som ikke er avhengig av responstid fra bilens eget API og ulike begrensninger per bilprodusent.

4.3 Læringspunkter prekvalifisering

Løsninger for rask respons finnes allerede i bruk, og det er liten tvil om at teknologier som benytter kraftelektronikk har potensiale til å reagere raskt ved aktivering. Men responstid på 2 sekunder setter store krav til den teknologien som benyttes. Den fysiske prosessen som kontrolleres kan sette begrensninger på hurtigheten, og dermed gi variasjoner for hvor raskt det er mulig for de ulike teknologier å respondere. I piloten så vi at:

- Både retning og styrke av strømmen i en UPS-enhet kan endres svært raskt.
- Elektrolyseanlegg er induktive laster, men tilført effekt kan, avhengig av teknologi i likeretteranlegg, justeres raskt.
- Utkobling av en effektbryter tar kort tid, men en regulering av effekten i et vannkraftverk tar lengre tid på grunn av fysisk åpning av ventiler/ledeapparat og akselerasjon av vann i vannveier. En av grunnene til at FFR er nødvendig i kraftsystemet, er blant annet at FCR fra vannkraft og termiske kraftverk ikke er rask nok, hvilket også har blitt bevist gjennom denne piloten.

Et krav i prosjektet var at FFR skulle leveres i 30 sekunder før ramping tilbake til normalt effektforbruk. 30 s er en rimelig kort tid og alle de aktuelle teknologiene har utholdenhet til å levere FFR i 30 sekunder uten store konsekvenser for de prosessene som blir berørt.

Ramping tilbake til normalforbruk eller normalproduksjon kan gjøres for de teknologiene som har kontinuerlig drift. Dette er ikke mulig for f.eks. pumpekraftverk der FFR leveres ved at effektbryteren kobles ut. I prekvalifiseringsdokument fremførte vi følgende ønske knyttet til ramping: *Ved deaktivering av respons, er det ønskelig at effekt rampes tilbake til opprinnelig driftspunkt.*

De enhetene som leverer FFR skal være klar til ny aktivering etter 15 min normaldrift. Hvis FFR skal leveres på nytt fra et pumpekraftverk, så må det gjennom en hviletid og en oppstartprosedyre. 15 min kan være for kort tid til å starte opp en pumpe på nytt, men det kan variere mellom de ulike pumpene. Andre teknologier kan oppfylle dette kravet uten problemer.

Piloten satte krav om lokal frekvensmåling og styring, der "lokal" betyr at det ikke var et sentralt målesignal av frekvens og styring fra Statnett. Se vedlegg 2 og 3 for flere detaljer knyttet til kravene i piloten. For store enheter er det naturlig at frekvensmålingen er lokal og tilknyttet det vernet/styresystemet som skal sørge for levering av FFR. Hvis FFR leveres av et antall mindre enheter som aggregeres, for eksempel biler som lader, vil både målingen og styringen kunne skje sentralt hos aggregator gjennom et overordnet kontrollsystem. Dette kan medføre ekstra utfordringer som må løses, da det setter større krav til kommunikasjon og koordinering mellom de ulike ledd i verdikjeden. Se mer om dette i kapittel 6 Teknisk læring om piloten. Her står det også om at en frekvensmåling kan bli for lokal. Tabellen under gir et sammendrag av oppfyllelsen av kriterier per teknologi.

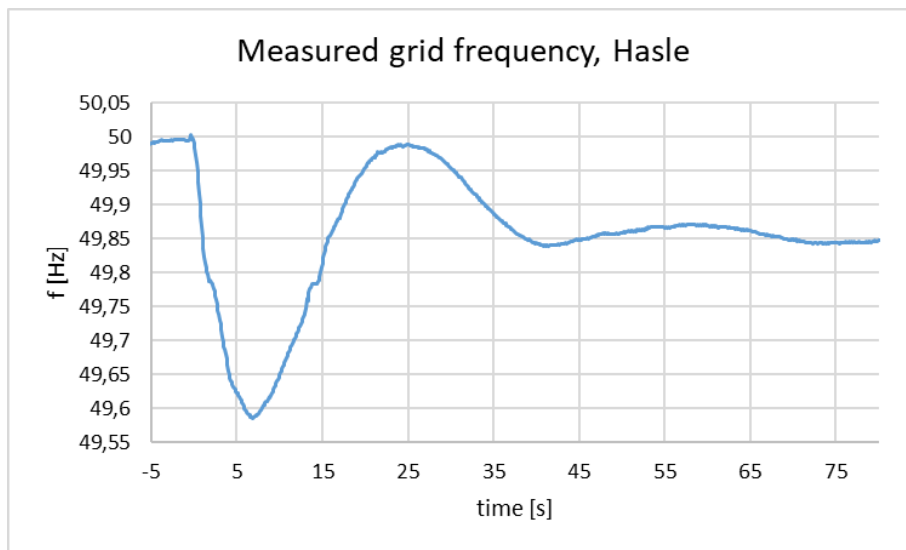
Tabell 1 Sammendrag av teknologi og oppfylling av kriterier.

Oppfyllelse av kriterier per teknologi	Responstid	Utholdenhet	Ramping tilbake	Hviletid	Frekvensmåling
Vannkraft	Ikke OK	OK	OK	OK	Lokal
Pumpe-Kraftverk	OK	OK	Ikke OK	Ikke OK	Lokal (måling på 2-3 etterfølgende perioder for å filtrere ut raske, kortvarige frekvensendringer som ikke skal føre til aktivering)
Industri, tyristorstyrt elektrolyse	OK	OK	OK	OK	Lokal
Batteri, bil	OK	OK	OK	OK	Sentral (hos aktør)
Batteri, UPS	OK	OK	OK	OK	Lokal

5. Aktivering av FFR den 18 juli

Sannsynligheten for aktivering ble før oppstart av prosjektet vurdert som liten, basert fra frekvensstatistikk tidligere år. I Fingrids rapport om frekvenskvalitet for 2017, tabell 3.22, fremgår det at, for 2017, var det totalt fire hendelser med frekvens < 49.6 Hz (Fingrid, 2018). Total varighet med frekvens < 49.6 Hz cirka 20 s.

18 juli var det to utfall av finsk kjernekraft (Olkiluoto), klokka 07:57 med 49,586 Hz som laveste frekvens, og 20:39 med 49,611 Hz som laveste frekvens, se figur 8. Det første utfallet var stort nok til å utløse FFR, og det andre marginalt over. Klokken 07:57 den 18. juli falt 880 MW ut, med resultat at systemfrekvensen falt under 49.6 Hz og FFR ble aktivert. Ved det aktuelle utfallet var inertian i det nordiske systemet ~160 GWs og frekvensresponsen i kraftsystemet var som forventet for den aktuelle hendelsen. Normalnivå for inertia er vinterstid er opp mot 260-270 GWs, og sommerstid har det blitt notert verdier ned mot 120-130 GWs (se Tabell 1, vedlegg 1).

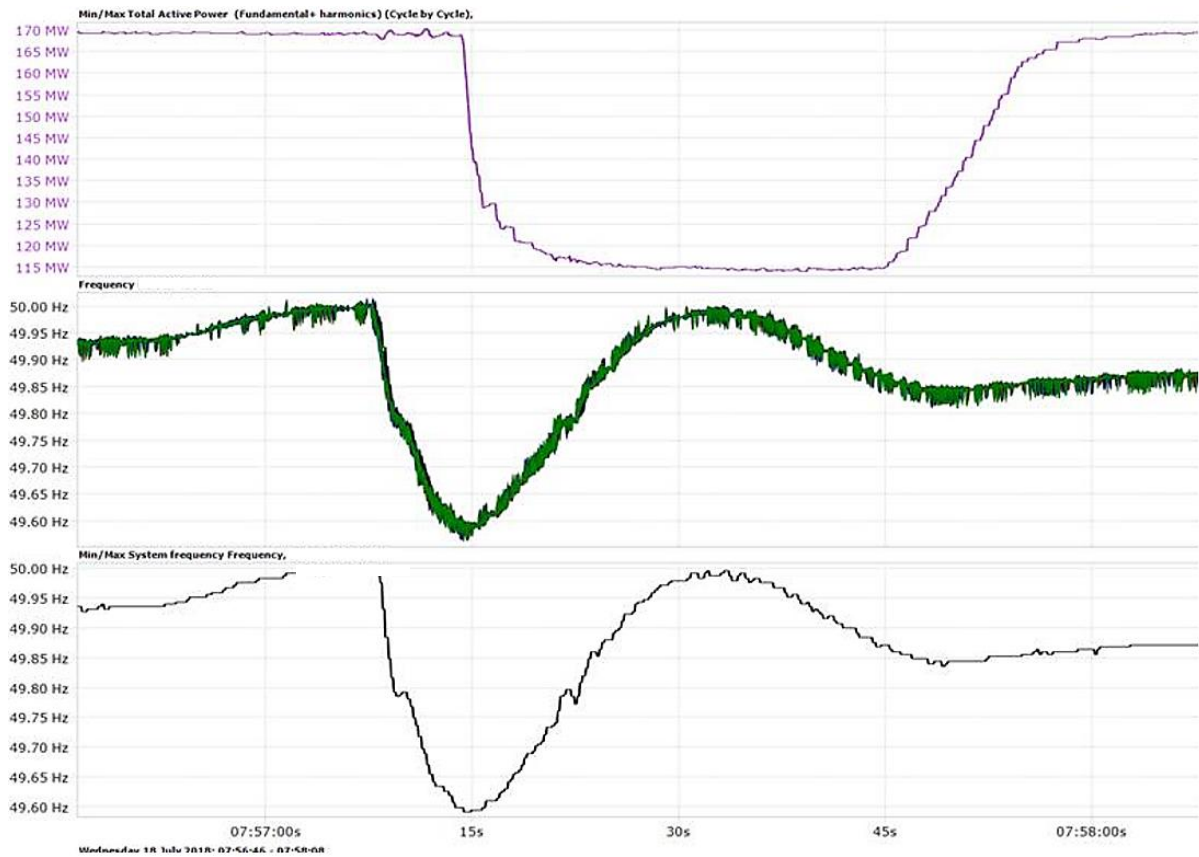


Figur 8 Målt frekvens (Hasle), utfall OL2.

To av fire leverandøren klarte å levere, og to leverandører klarte ikke å levere på tidspunktet for aktivering, av følgende grunner:

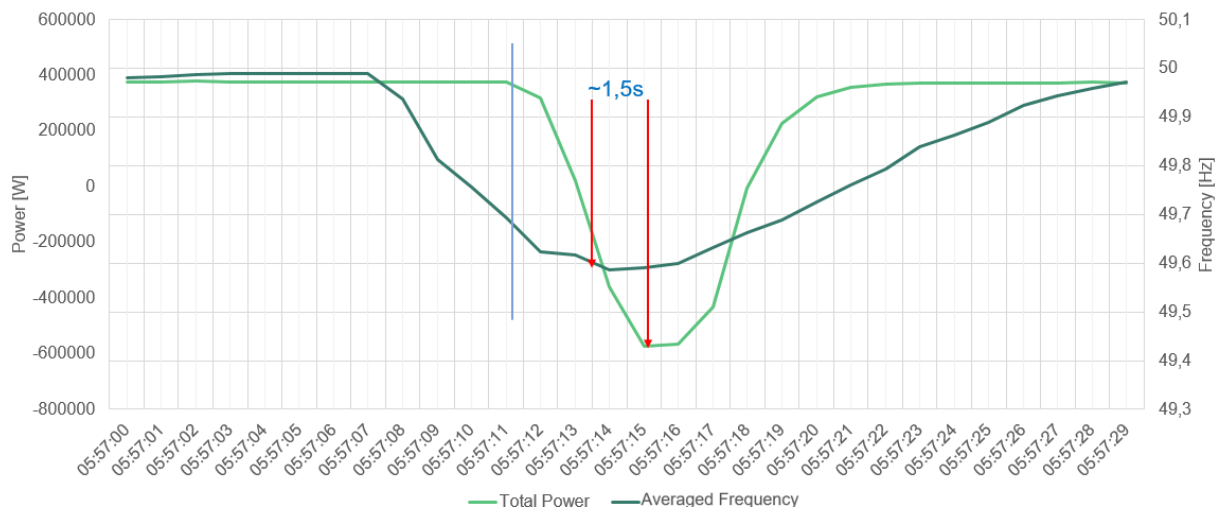
- Reserveenheten var frakoblet pga. uønsket utløsning av frekvensvernet
- Enheten for frekvensmåling som skulle trigge aktivering var midlertidig utilgjengelig

De to som aktiverte, hadde ulik respons. Industrileverandøren leverte i henhold til kravspesifikasjon, og i tråd med dokumentert evne under prekvalifisering.



Figur 9 Industrileverandøren leverte i henhold til kravspesifikasjon, og i tråd med dokumentert evne under prekvalifisering.

UPS-leverandøren brukte installert FCR-funksjonalitet for å respondere, noe som medførte at responsen ikke var helt etter Statnett sin spesifikasjon. For å oppnå full aktivering innen 2s så startet de aktivering ved 49,7 Hz og oppnådde full aktivering innen 2 sekunder etter at frekvensen har nådd 49,6 Hz, Vi ser også at effekten levert til/fra ressursen synker så lenge frekvensen synker og stiger når frekvensen øker igjen. Leveransen av FFR varte altså ikke i 30 sekunder som var spesifisert. For fremtiden vil leverandøren utvikle egen funksjonalitet som håndterer FFR i henhold til spesifikasjonen og vurderingen fra leverandøren er at leveranse skal kunne skje i henhold til teknisk spesifikasjon.



Figur 10 Total aggregert respons fra de 3 UPSene i piloten. Frekvensen er snittet av 3 målinger (Fortum 2018).

6. Teknisk læring fra piloten

Verifisering og rapportering

Verifisering og avregning av nye produkt og nye teknologier gir oss nye utfordringer som må løses. Mange av problemstillingene knyttet til roller², kommunikasjonsløsninger, krav til informasjonsutveksling og krav til produkter eller tjenester må løses i samarbeid med bransjen. Dette innebærer en dialog mellom nettselskap, balanseansvarlige og balansetjenestetilbydere, inkludert aggregatorer og teknologileverandører. Det er per dato ikke etablert omforente løsninger på alle spørsmål. Det er derfor nyttig med piloter som gir oss læring om potensielle veier videre.

Et eksempel på tema som drøftes er hvordan informasjonsutveksling skal gjøres. For Statnett er det flere spørsmål som er relevante:

- Hvilken og hvor mye informasjon skal sendes til Statnett?
- Hvor ofte og på hvilke tidspunkt skal det sendes?
- Hvilken informasjon skal sendes tilbake til aktørene?

Både leverandører og TSOer må ha verktøy som gir god oversikt over hva som er tilgjengelig FFR og hva som har blitt aktivert. Verifisert mengde tilgjengelig FFR er med på å danne grunnlaget for evaluering av driftssikkerhet ved produksjonsutfall lik eller opp mot dimensjonerende feil.

I piloten måtte deltakerne gi beskjed til Statnett om de på grunn av utfall eller feil ikke var tilgjengelige under driftsfasen. Statnett overvåket dermed ikke beredskapen i sanntid. I piloten ble beredskap og aktivering av reserven dokumentert ulikt av leverandørerne, hvilket skyldes svært ulike tekniske løsninger. Pumpekraftverk og annet stort forbruk kan verifiseres med SCADA-målinger, men slike målinger vil bare bekrefte at for eksempel pumpen er i drift, ikke at reservefunksjonaliteten er aktivert. Aggregert alminnelig forbruk har naturlige effektvariasjoner som krever aktiv logging hos aggregator for å kunne verifiseres, både for beredskap og aktivering..

For en framtidig markedsløsning må vi vurdere hvordan en overvåkning av beredskap kan fungere, slik at Statnett løpende kan verifisere denne. Videre bør en mal for rapportering med tydelige format på data inngå i fremtidige krav.

Til sist, FFR omfattes ikke av de nye europeiske nettkodene og retningslinjene, men det er sannsynlig at produktkrav vil harmoniseres mot krav som stilles for de andre reserveproduktene. De nye nettkodene og retningslinjene (European Commission, 2018) gir TSOene mulighet til å sikre nødvendig informasjon for sikker drift og krav til balansetjenestetilbydere og balanseansvarlige. Nettkoden om balansering av kraftsystemet (Electricity Balancing Guideline, EBGL) Art. 18.5 (d) (EC, 2017) sier at retningslinjer for balansetjenestetilbyder skal inneholde krav til hvilke data TSO skal ha tilgang til, både gjennom prekvalifiseringsprosess og driften av balansemarkedet. Kravet kan ved behov også utvides til å gjelde informasjon til DSO. Art.18.6 (d) gir føringer for TSOs krav til data fra balanseansvarlig. TSO skal definere krav for data og informasjonsutveksling som muliggjør avregning av ubalanser.

Aggregering

Fleksibilitet fra mange små laster må aggregeres til en mengde som er praktisk håndterbart for en kjøper. Dette kan gjøres gjennom en aggregator, som samler laster og byr dette inn som et samlet volum i markedet. Det deltok to aggregatorer i piloten. Den ene var en tredjeparts aggregator³ uten tidligere relasjon til de balanseansvarlige for kundene. I dette tilfellet var det nødvendig med ekstra informasjon og dialog med de balanseansvarlige. I framtidig utvikling av FFR krav vil vi prioritere en løsning der balansetjenestetilbyderen er balanseansvarlig eller samarbeider med kundens balanseansvarlige.

Aggregatorer med forbruksporteføljer fra sluttforbrukere har en særlig utfordring med å sikre leveranse. Det kan da være at mange av de små lastene bare er innkoblet en del av tiden. For å sikre den tilbudte mengden i leveransen er det ofte nødvendig at tilbyder aggregerer et større antall laster enn avtalt

² Se rapporten "Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud" for mer om utviklingen av roller i balansemarkedene (Statnett, 2018)

³ Tredjeparts aggregator er utenfor den tradisjonelle verdikjeden med kunde og balanseansvarlig. Se mer om dette i "Unlocking flexibility – Nordic TSO discussion paper on third-party aggregators" (Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, 2018)

volum. For eksempel har Fortum 2'200 varmtvannstanker i sin portefølje i Finland, tilsvarende ca. 6 MW last, som kan bli brukt til å by inn 3 MW FCR-N til Fingrid.

Produktkrav

Leveranse av produktet FFR må spesifiseres av Statnett slik at vi får levert et produkt som har den tiltenkte nytteverdien. I piloten har vi vært gjennom en prosess der produktet har blitt spesifisert og levert i en testperiode. Mange av elementene i denne prosessen må også gjennomføres i en framtidig markedsløsning. Eksempel på krav som kan stilles:

- Før driftsfasen:
 - o Etablering av kravspesifikasjon for produktet eller tjenesten
 - o Avhengig av markedsdesign: Utlysing av anbud, engangs, flere ganger i året eller kontinuerlig
 - o Prekvalifisering og aksept av tilbud
 - o Etablering av prosesser for kontroll, verifikasjon og avregning
- I driftsfasen:
 - o Overvåkning og kontroll
 - o Verifikasjon av korrekt respons ved aktivering
- Etter driftsfasen:
 - o Evaluering av teknisk funksjonalitet
 - o Avregning

Læringspunktene fra piloten vil vi ta med i videre utvikling av produktkrav. For eksempel kan det for en testfase eller prekvalifisering være fordelaktig å programmere inn en ramping som passerer 49,6 Hz underveis. Dette fordi det alltid vil være noe unøyaktighet i apparaturet/vernet som skal respondere på frekvensen, og dermed usikkerhet i når en aktivering vil og burde skje for å sikre responstid på 2s. Det vil kunne være forskjellig respons gitt hvordan det er programmert; respons når frekvensen går under 49,6 Hz eller om den skal trigges når frekvensen går under eller er lik 49,6 Hz. I en virkelig driftssituasjon der FFR aktiveres, vil frekvensen trolig ha en betydelig og negativ gradient når frekvensen passerer 49,6 Hz.

Frekvensmåling, styring og geografisk informasjon

For en reserve som blir aktivert av frekvens, er plasseringen av frekvensmåler og kvaliteten på data fra måleren svært viktig for funksjonaliteten av reserven.

En aggregator hadde geografisk spredte laster som ble aggregert og sentral frekvensmåling. Laster ble koblet ut på kommando fra en sentral server hos aggregator. Med et stort antall laster som blir aggregert så er det tre problemstillinger som da må håndteres:

- Pålitelig kommunikasjon fra frekvensmåler til sentral server
- Pålitelig kommunikasjon fra sentral server til aggregerte laster
- Sentral frekvensmåling med utkobling av geografisk distribuerte laster kan gi negative effekter hvis det oppstår separatudrift (i det norske kraftsystemet)

Sikker kommunikasjon ut til og respons fra de distribuerte lastene er avgjørende for styring og dermed tilgjengeligheten av FFR. De to første punktene understreker viktigheten av redundans for å sikre aktivering når det er behov for FFR.

Det er observert fra PMU-målinger at målt momentan frekvens kan variere mellom områder. Momentan frekvens defineres da som tiden mellom to nullgjennomganger for spenningen, målt for en hel periode på sinus-kurven. Det kan medføre at målt frekvens momentant kan være under 49,6 Hz uten at frekvensen for systemet som helhet er under 49,6 Hz. Det bør derfor være en filtrering av målt frekvens, f.eks. ved at frekvensen må være under 49,6 Hz i 60 ms. Måten frekvenssignalet filtreres må vurderes nærmere.

For geografisk spredte og aggregerte laster så blir det viktig å ha kontroll på den geografiske plasseringen av frekvensmåleren. Utkobling av aggregerte og geografisk distribuerte laster med sentral frekvensmåling kan medføre manglende utkobling av last i områder med lav frekvens eller uønsket

utkobling i områder med høy frekvens ved overgang til separatdrift. Overgang til separatdrift skjer som regel ved utfall av ledninger som medfører overlast og utkobling av gjenværende ledninger med flyt inn til eller ut fra et område. Hvis separatområdet er et underskuddsområde så vil frekvensen falle etter overgangen. Hvis området har utkoblbare laster med sentral frekvensmåling utenfor området så vil lastene ikke bli koblet ut. Med lokal frekvensmåling vil lastene bli koblet ut og hjelpe til med å redusere frekvensfallet. Det vil være nødvendig med geografisk informasjon både for frekvensmålingen og for lastene som kobles ut. Løsning på denne problemstillingen må vurderes nærmere i det videre arbeidet. Det vurderes imidlertid ikke som et kritisk spørsmål for videre implementering av FFR for det nordiske kraftsystemet, men en mulig økt robusthet for drift av separatdriftsområder.

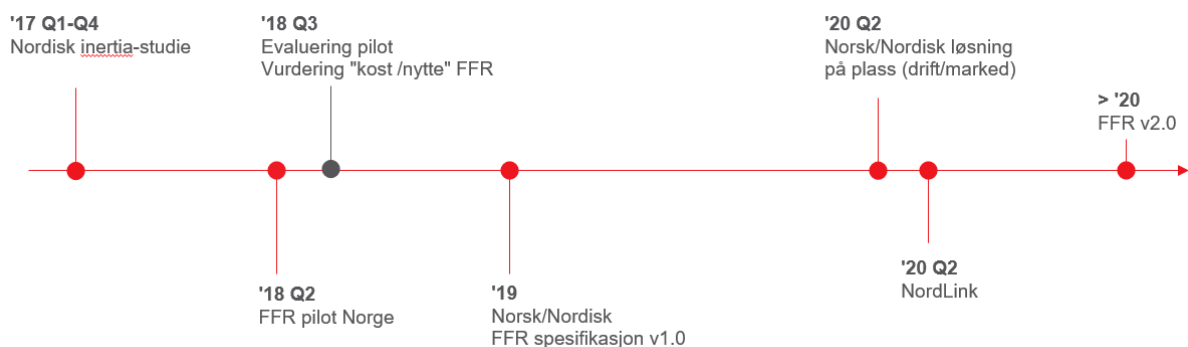
7. Veien videre

Statnett arbeider videre med å sikre systemstabilitet ved lav inertia, og dette er en del av Statnetts system og markedsutviklingsplan, se <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/systemdrifts-og-markedsutviklings/>.

Erfaringene fra piloten, både teknisk evne, utfordringer med forskjellige tekniske løsninger, muligheter for måling/datalogging med videre, kommer til å bli brukt i det nordiske TSO-prosjektet "inertia2020". Mål og leveranser i dette prosjektet er blant annet:

1. Nordisk felles FFR produktkrav/prekvalifiseringskrav
2. Retningslinjer for oppkjøp av FFR kapasitet
3. Prosedyre for prognostisering av inertia/stabilitetsmarginale

Foreløpig tidslinje for prosjektet er:



Figur 11 Tidslinje for inertia2020 prosjektet. Målsetningen er å ha en markedsløsning på plass til medio 2020

Det er naturlig at produktkravene til FFR utvikles videre fra det som var kravene i pilotprosjektet. Foreløpig vurdering er at det kan kreves lenger varighet på leveransen (> 30 sekunder). Sett i lys av tilbakemeldinger fra aktørene i pilotprosjektet, så kan det konkluderes med at levering av energi kan bli vanskelig for enkelte typer av tilbydere (industri), mens for andre aktører så er muligheten for energileveranse ikke begrenset (pumpekraft, elbil).

Retningslinjer for oppkjøp av FFR kapasitet kommer til å definere mengden FFR vi trenger i systemet. Dette blir en funksjon av dimensjonerende hendelse, inertia og egenskaper til FCR-D. Mest sannsynlig ender vi opp med behov på, grovt estimert, 200-400 MW FFR totalt sett i Norden.

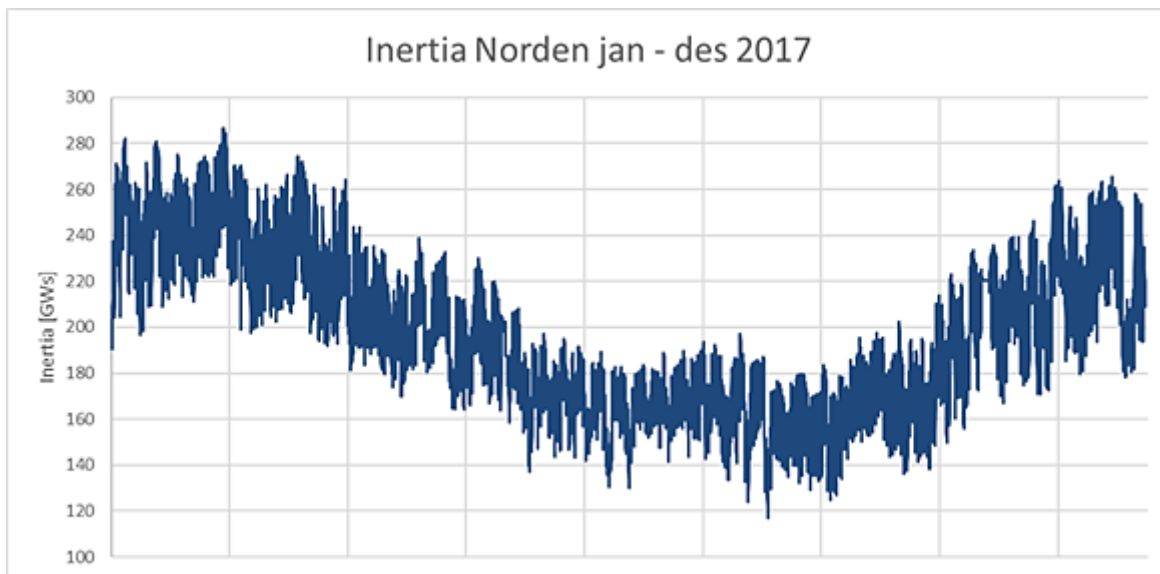
Etter at den teknisk spesifikasjonen er ferdigutviklet skal FFR implementeres som produkt. Målsetningen er at FFR skal være implementert til medio 2020. Dette er samtidig med idriftsettelse av NordLink, som vil gi økt antall timer med lav inertia i det nordiske kraftsystemet.

En implementering vil drøftes både på nasjonal og nordisk nivå. Som et første trinn kan det bli nasjonale markeds- og avtaleløsninger for å sikre god fremdrift til 2020. Det trengs imidlertid en del nordisk utvikling i tillegg til det nasjonale. Denne utviklingen handler blant annet om formalisering av en nordisk avtale for fordeling av FFR- forpliktelser mellom land, driftsprosedyrer for prognostisering av behov, sikring av nødvendig kapasitet og overvåking av systemdriften med tanke på FFR.

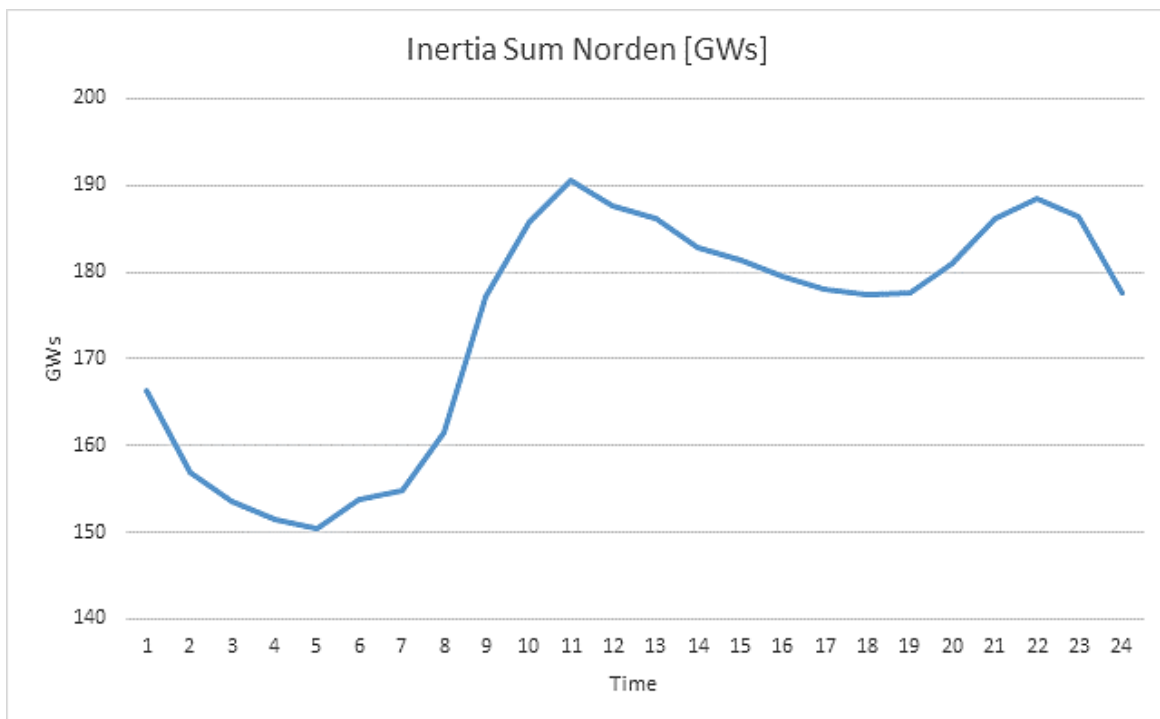
For at FFR skal kunne benyttes som verktøy i drift allerede i 2020 kreves en god del IKT-utvikling. Denne utviklingen dekker blant annet tilpasninger i markedsystem samt funksjonalitet for overvåking av FFR kapasitet i SCADA, for beregning av stabilitetsmarginer.

8. Referanser

- EC. (2017, November 23). *Electricity Balancing guideline*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>
- Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät. (2018, Januar 11). *Unlocking flexibility - Nordic TSO discussion paper on third-party aggregators*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2018/Mer-fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftsystemet/>
- ENTSO-E. (2015). *Project report "Future system inertia"*. Hentet fra https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf
- ENTSO-E. (2017, Desember). *Future System Inertia 2*. Hentet fra http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Nordic%20report,%20Future%20System%20Inertia2_Vfinal.pdf
- European Commission. (2018, Desember 5). *Electricity network codes and guidelines*. Hentet fra <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/wholesale-market/electricity-network-codes>
- Fingrid. (2018, August 28). *Frequency quality analysis 2017*. Hentet fra https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/frequency_quality_analysis_2017.pdf
- NVE. (2017, 12 07). *Plusskunder*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>
- Statnett. (2018, August 27). *Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Kundeportal/Kundeinformasjon/Roller-i-balansemarkedene/>



Figur 12 Variasjon inertia i det nordiske kraftsystemet, januar til desember 2017



Figur 13 Variasjon inertia over et døgn (18. juli 2018). Ved utfallet av 880 MW KI. 07:57 (se avsnitt 5.1) var nordisk inertia ca. 160 GWs.

Vedlegg 2 FFR pilot – krav til prekvalifisering og rapportering

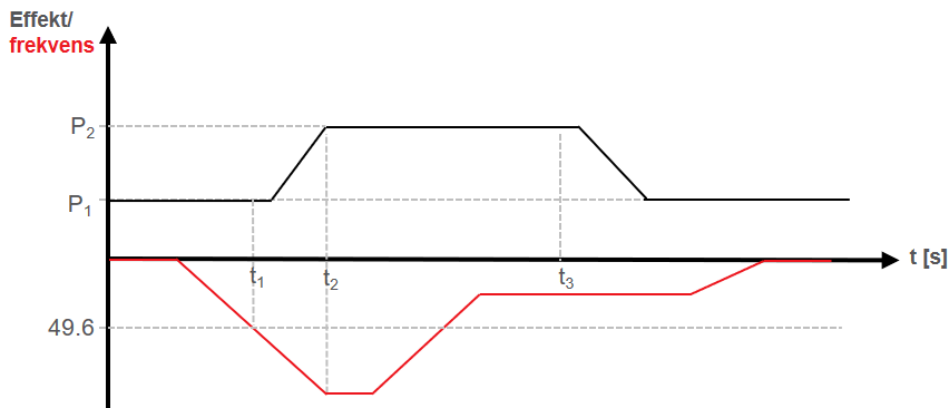
Produktkrav

Følgende krav skal oppfylles av enheter som bidrar med FFR

1. Frekvensnivå for aktivering 49,6 Hz
2. Tid til full aktivering ≤ 2 s ($t_2 - t_1$)
3. Varighet ≥ 30 s ($t_3 - t_2$)
4. Hviletid etter aktivering ≤ 15 min (om ikke annet avtales)

Videre gjelder følgende krav:

5. Ved aktivert FFR så skal ikke noen andre eksterne signaler (automatiske/manuelle) kunne endre setpunkt for enhet og dermed overstyre FFR-respons.
6. Aktivering av FFR skal ikke medføre regulering i feil retning i løpet av reguleringsforløpet, dvs. nettoeffekt sett fra nett må under hele reguleringsforløpet være positiv.
7. Ved deaktivering av respons, er det ønskelig at effekt rampes tilbake til opprinnelig driftspunkt.
8. Aktivering av respons skal ikke medføre pendlinger i effekt.

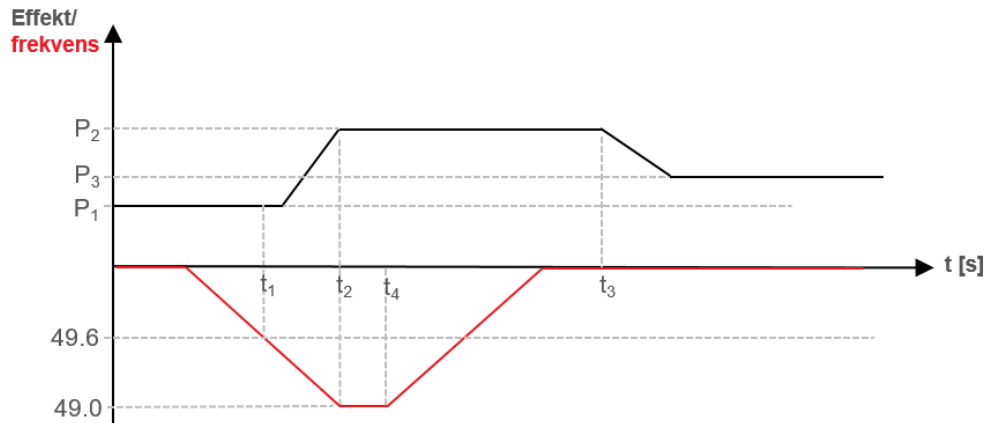


Figur 14 Illustrasjon av effektrespons som resultat av frekvensendring. Figuren illustrerer et tilfelle der nettoeffektinnmåling til nett økes.

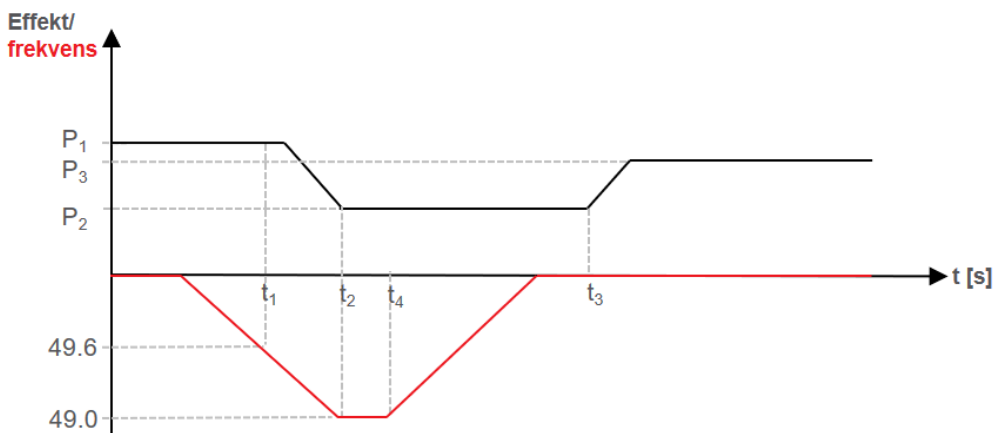
Pre-kvalifiseringskrav

Test av responsevne

- Test av responsevne skal skje ved simulering av frekvensrampe, 50 → 49,0 → 50 Hz, 0,3 Hz/s og tilhørende måling av aktiv effektrespons.
- Varighet på 49,0 Hz: 5 sekunder ($t_4 - t_2$, se Figur 15 og Figur 16).
- Om enheten/enhetene under pilotperioden opererer ved forskjellige driftspunkter (produksjon/forbruk), og det forventes en avhengighet mellom driftspunkt og FFR-volum/kapasitet, så skal test gjennomføres for laveste og høyeste driftspunkt. Innrapportert FFR-volum blir i henhold til målt respons i denne test.



Figur 15 Simulert frekvenssignal og resulterende effektrespons, produksjonsenhet som leverer FFR.



Figur 16 Simulert frekvenssignal og resulterende effektrespons, forbrukssenhet som leverer FFR.

Krav til måling/datalogging

- Dersom automatisk tilbakegang til opprinnelig driftspunkt etter aktivering så skal denne tid måles og dokumenteres.
- Dersom manuell tilbakegang skal tidspunkt dokumenteres, dvs. måling er ikke nødvendig.
- Måleverdier skal ha synkroniserte tidsstempler.
- Måling og logging/presentasjon av aktiv effekt (forbruk eller produksjon), frekvens.
- Logging av $3xU$, $3xI$, fasevinkel for eventuell behov av utvidede analyser i etterkant.
- Dersom responsen etterfølges av en rebound-effekt så skal denne fanges opp via måling.
- Oppløsning måledata: 20 ms
- Nøyaktighet frekvensmåling: $\leq 0,005$ Hz
- Nøyaktighet aktiv effekt: 0,05 %

Rapportering

I rapporteringen av utført pre-kvalifiseringstest skal det klart og tydelig framgå om tekniske krav oppfylles eller ikke.

I rapportering skal følgende fremgå som et minimum, med referanse til Figur 14

1. Frekvensnivå for aktivering
2. Tid til full aktivering ($t_2 - t_1$)
3. Varighet ($t_3 - t_2$)

Figurer med hensiktsmessig oppløsning (visuell kontroll av resultat) skal vedlegges.

I tillegg skal følgende rapporteres

4. Observerte hviletid etter aktivering
5. Geografisk plassering av frekvensmåling respektive enhet(er) som leverer FFR.

Datafiler med detaljerte måleverdier (U, I, fasevinkel) skal sendes til Statnett ved forespørsel.

Rapportering av tilgjengelighet i driftsperioden

Utliggjengelighet (manglende FFR-leveranse) skal varsles på forhånd sammen med begrunnelse. Varsling sendes per epost til Statnett.

Loggføring av beredskap inn/ut skal skje manuelt og ved behov sendes til Statnett i etterkant av pilotperiod.

Loggføring av drift av enhet(er) som bidrar med FFR skal leveres i etterkant av pilotperiod. Slik rapportering kan med fordel kompletteres med data fra driftssentralsystem dersom dette finnes tilgjengelig.

Rapportering ved aktivering

Ved en eventuell aktivering av reserv under pilot-perioden skal informasjon samles inn og sendes over til Statnett. Dataene skal ha best mulig oppløsning og omfatte

1. Tidspunkt for aktivering
2. Målt frekvens
3. Aktivert effekt (økt produksjon/reduert forbruk)

Videre skal følgende dokumenteres

4. Tidspunkt for tilbakegang til opprinnelig driftspunkt
5. Begrunnelse for avvik dersom avtalt/solgt volum ikke kunne leveres
6. Observerte hviletid.

Vedlegg 3 Oppdragsbeskrivelse FFR pilot

Bakgrunn

Økende overføringskapasitet mellom det nordiske kraftsystemet og andre kraftsystem fører til økt utnyttelse av fleksibiliteten i nordisk vannkraft, og nordisk fleksibel kraftproduksjon vil oftere levere enten svært høye eller svært lave volum. Økt andel av fornybar produksjon bidrar ytterligere til at fleksibel kraftproduksjon i perioder vil stå stille. Dette skaper utfordringer for systemstabiliteten, da roterende masse bidrar til viktig treghet eller "inertia" som motvirker raskt frekvensfall ved feil i produksjon eller import. Dette kan løses på tre ulike måter:

- Ved å redusere dimensjonerende feil, altså størrelsen på den største feilen som kan oppstå i kraftsystemet, f.eks. en produksjonsnivået til den største produksjonsenheten eller den største flyten til en overføringsforbindelse. Reduksjon av dimensjonerende feil begrenser konsekvensene av en feil på kraftsystemet. Dette medfører en annen løsning i energimarkedet og økte samfunnsøkonomiske kostnader.
- Minimumskrav til roterende masse i kraftsystemet kan sikre ønsket systemtreghet. Dette fører også til omfordeling i energimarkedet og dermed samfunnsøkonomiske kostnader.
- Raske reserver som kan balansere forbruk og produksjon når en feil oppstår. Reservene må være raskere enn vanlige frekvensreserver (FCR) for å kunne redusere et frekvensfall før frekvensen passerer 49.0 Hz og kraftsystemets automatiske lastutkobling (BFK) aktiveres. Raske reserver behøver ikke leveres fra kraftproduksjon, og påvirkningen på energimarkedet forventes å bli liten. Vi tror derfor at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved raske reserver er små sammenlignet med alternativene.

Statnett har sammen med andre nordiske TSO-er analysert ulike løsninger, og analysen peker på raske reserver som en effektiv løsning. Statnett vil derfor prøve raske reserver i et pilotprosjekt for å undersøke muligheten for senere å kjøpe dette i et marked. Vi kaller reservene "FFR" (Fast Frequency Reserves), og produktkravene beskrives nedenfor.

Erfaringene fra pilotprosjektet vil bli brukt av Statnetts i nordisk arbeid med koordinering av permanente mekanismer på lengre sikt.

Pilotprosjektets mål

Hovedmålet for pilotprosjektet er å få kunnskap om kilder til raske reserver, hvor mye som kan gjøres tilgjengelig for systemdriften, hvilke kostnader dette har for leverandører av reserve, og hva dette betyr for samfunnsøkonomiske kostnader.

Et annet viktig mål er å stimulere til aktivitet hos mulige leverandører av FFR slik at vi kan få mangfold i leveransen av fleksibilitet i en permanent mekanisme. Vi tror at dette på sikt vil redusere samfunnsøkonomiske kostnader for systemdriftens håndtering av lav rotasjonsenergi.

Pilotprosjektet kan bidra til sikker systemdrift sommeren 2018, men dette er et sekundært mål, da vi ikke forventer at rotasjonsenergien i kraftsystemet i år blir så lav at den krever slike tiltak for systemdriften. Viktigere er det at vi får erfaring med FFR før rotasjonsenergi blir en større utfordring. Nordiske analyser viser at slike utfordringer kan komme i 2020.

Gjennomføring

Pilotprosjektet omfatter følgende aktiviteter:

- Aktørdialog før anskaffelse. Statnett vil med dette samle innspill som gjør det mulig for flest mulig leverandører å levere tilbud til vår anskaffelse.
- Definisjon av produktkrav.
- Anskaffelse av leveringsevne, beredskap og eventuell aktivering av FFR.
- Implementering og test.
- Driftsfase etter planlegging av ukentlige reserveforpliktelser.
- Evaluering

Produktkrav

I pilotprosjektet gjelder følgende produktkrav:

- Aktiveringssignal: Lokal frekvensmåling
- Effekterespons ved 49.60 Hz
- Responstid for full aktivering: 2 sekunder
- Varighet: minst 30 sekunder
- Maksimal hviletid (frist for ny beredskap): 15 minutter
- Minstevolum er 5 MW
- Aggregering er tillatt, men må levere en forutsigbar effekterespons
- Om FFR tilbys fra forbruk og det ikke er eget forbruk som tilbys, må tilbyder være balanseansvarlig for lastene som tilbys eller etablere en avtale med balanseansvarlig for de lastene som skal kobles ut
- Reserveleveranse skal kunne verifiseres
- Aktivering skal kunne dokumenteres før avregning og godtgjørelse.

Statnett ønsker også tilbud fra kilder som har vanskelig for å oppfylle kravet til maksimal hviletid. Tilbudet bør forklare årsak til reservasjon mot dette kravet, angi hvilken hviletid som kan holdes, og gjerne foreslå løsning for eksempel ved at FFR i en forlenget hviletid fases over til en annen reservekilde.

Anskaffelse

Statnett sender forespørsel om tilbud på leveranseevne og beredskap. For leveranseevnen skal tilbyderne beskrive teknisk løsning. Beredskapen skal tilbys som reservevolum og pris per uke i driftsfasen, med hverdager og helger i separate avtaleperioder. I tillegg skal tilbyderne oppgi pris på eventuell aktivering. Leveranseevnen vil bli betalt med budpris, beredskapen med markedspris og aktivering med budpris.

Rammen for anskaffelsen er gitt av Statnetts budsjett. Statnett ønsker å få så mye FFR som mulig for pengene, både i form av leveranseevne (MW) og beredskap (MW og timer). Med kunnskap som viktigste mål vil vi dog fravike ren kostnadsoptimering om vi kan oppnå større mangfold i reserveporteføljen. Vi tror at det kan finnes stordriftsfordeler i leveransen av FFR, og det kan hindre utviklingen av teknologisk mangfold. Stordriftsfordelene får gjerne komme til sin rett og ta større volum i en senere markeds mekanisme.

Statnett vil gjøre en samlet vurdering av tilbudte priser for leveringsevne og beredskap. Alle som blir valgt og godtgjort for leveringsevne vil bli brukt som leverandører av reserve i driftsfasen. Etter valg av leverandører, altså når porteføljen og mangfoldet er bestemt, vil kostnadene veie tyngre i planleggingen av driftsfasen.

Om prisene på leveringsevne og beredskap gjør det vanskelig å gjennomføre driftsfasen innenfor Statnetts budsjett vil vi først forhandle med tilbyderne, deretter vurdere en kortere driftsfase.

Statnett ønsker også tilbud fra leverandører som ser utfordringer i å gjennomføre implementeringen før planlagt start av driftsfasen, eller som ser utfordringer i å planlegge reserveleveranse for hele sommeren uten å vite for eksempel når snøen smelter, eller som har mindre utfordringer med produktkravene. Full aktivering innen 2 sekunder er dog et krav.

Merknader

- Aktiveringsfrekvensen er satt til 49.6 Hz, og Statnett forventer ikke at aktivering vil skje i pilotprosjektets driftsfase. Men alle parter må forutsette at det kan inntreffe.
- Tilbydere får gjerne bruke forbruk som ligger bak frekvensstyrte systemvern. Det finnes ingen krav om "oppetid" for dette forbruket og FFR er derfor ikke i konflikt med frekvensstyrt systemvern.
- FFR fra områder med risiko for separatdrift vil bli vurdert særskilt.

Tidsplan

Ønsket fremdrift er gitt ved følgende datoer:

- Forespørsel om tilbud sendes ut etter påske, i uke 15
- Tilbudsfrist blir første uke i mai, uke 18
- Forhandling og valg av tilbud i uke 20, inkludert planlegging av reserveforpliktelser i driftsfasen.
- Oppstart av driftsfase i uke 24
- Avslutning av driftsfase i uke 36

FoU

Piloten er et FoU-prosjekt som både blir en test av tekniske løsninger, dvs. kan dagens teknologi brukes til vårt formål, og utvikling av et fremtidig FFR-marked, dvs. test av om bransjeaktørene kan bidra med det ønskede produktet og til hvilke spesifikasjoner.

På grunn av at prosjektet er et FoU-prosjekt, ønsker vi at tilbydere bidrar med en egeninnsats, for eksempel i form av timer og direktekost knyttet til leveranseevnen. Tilbydere spesifiserer ønsket egeninnsats i tilbudet.

Vi ønsker en tett dialog med tilbydere både i forkant, under og etter piloten for å kunne forbedre og utvikle både produkt og markedsløsninger. Vi ønsker mellom annet å få mer innsikt i volumpotensial og kostnadsdrivere for dette produktet, både på kort og lang sikt. Resultater fra prosjektet vil i samråd med de deltagende tilbydere publiseres.