

AUTOMATISK FREKVENNSREGULERING I DET NORDISKE KRAFTNETTET

Av Eivind Lindeberg, Statnett SF

1. SAMMENDRAG

Som en reaksjon på stadig dårligere frekvenskvalitet i det nordiske kraftsystemet har de 4 nordiske TSOene de siste årene jobbet med å implementere automatisk sekundærregulering (også kjent som Load Frequency Control eller Frequency Restoration Reserves).

Systemet består av en PI-regulator som basert på målt frekvens sender effektordrer til kraftverk i hele Norden. Dette bringer systemet tilbake i balanse, og frekvensen tilbake til 50Hz.

I en egenutviklet modell av kraftsystemet ble systemet designet og testet, og regulatoren er implementert i Statnetts driftssentralsystem i Oslo.

Det ble gjennomført vellykket fullskalatest av de automatiske sekundærreservene våren 2013.

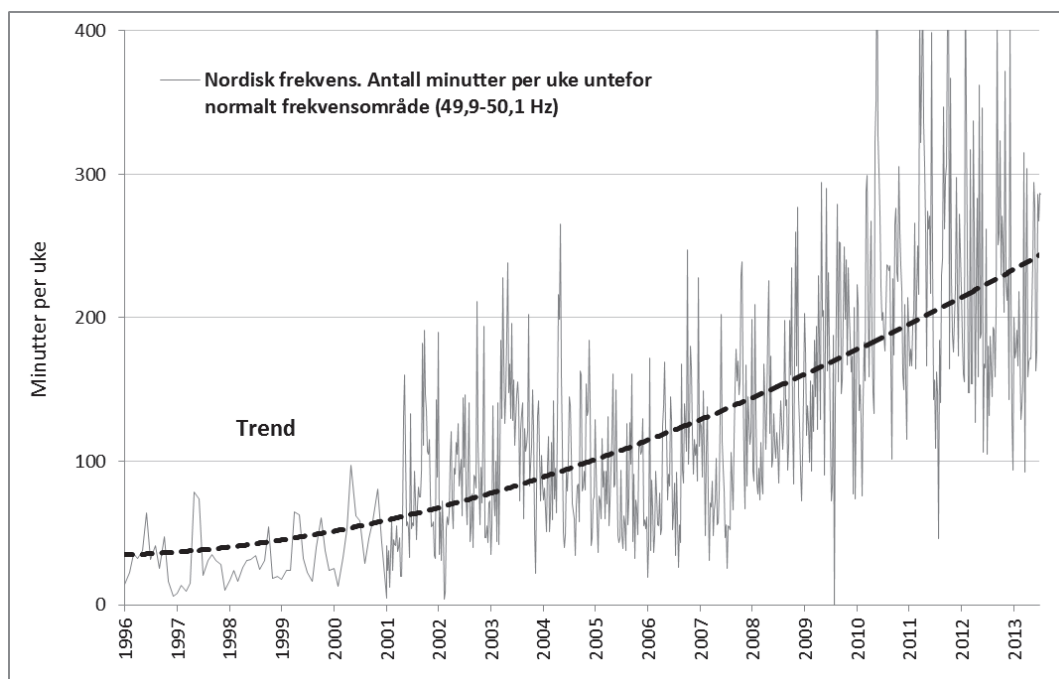
Nye reserver er et av flere tiltak som gjøres for å tilpasse systemdriften til de stadig raskere endringene i kraftsystemet vårt.

2. BAKGRUNN

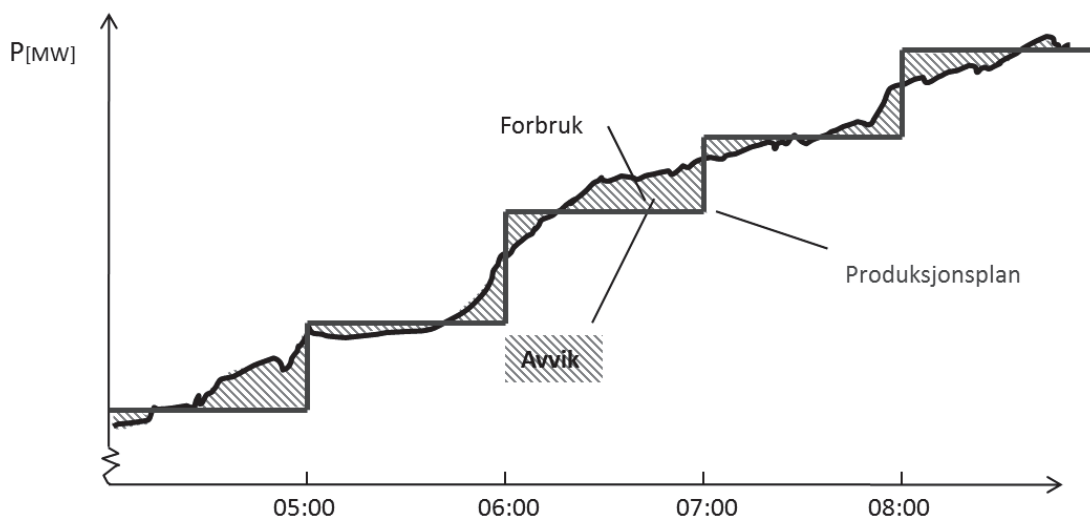
I driften av kraftnett er en kritisk oppgave å holde balansen mellom produksjon og forbruk. Er forbruket høyere enn produksjonen synker frekvensen – hastigheten til kraftsystemet. Primærreguleringen sørger for at frekvensfallet begrenses, og dersom man kjenner forsterkningen i primærreguleringen kan frekvensavviket brukes som mål på hvor stor ubalansen er.

Primærreservene er ikke uendelige, og konsekvensene av å gå tom er at man må koble ut last, eller i verste fall blackout. Reservene er skalert slik at man, så lenge frekvensavviket er innenfor +/-0,1Hz vil ha nok reserver i bakhånd til å håndtere de største enkeltfeilene man kjenner i kraftsystemet. Er frekvensen utenfor dette frekvensbåndet er risikoen høyere.

Derfor er det bekymringsverdig at tiden frekvensen er utenfor det anbefalte frekvensbåndet har økt markant gjennom de seneste år. Figur 1 vises antall minutter utenfor 49,9-50,1Hz fra 1996 til 2013, og vi kan se at situasjonen er dramatisk forverret.



Figur 1 – Antall minutter frekvensen er utenfor 49,9-50,1Hz. Med trend.



Figur2: Illustrasjon. Avvik mellom forbruk og produksjon.

Frekvensavviket skyldes avvik mellom last og produksjon. Lasten endrer seg ofte gradvis i takt med døgnrytmen, mens produksjonen ofte endrer seg fra et nivå til et annet ved timeskift, se Figur 2.

Avvikene mellom forbruk og planlagt produksjon begrenses ved regulering i Regulerkraftmarkedet. Statnett og Svenska Kraftnät har et felles ansvar for balansen og denne reguleres ved å aktivere opp- og nedreguleringsbud i regulerkraftmarkedet. Dette er en manuell operasjon og ved raske og store endringer makter ikke operatørene å holde tritt med systemet.

Det er flere faktorer som gjør at det er blitt vanskeligere å holde balansen enn før. [3] peker blant annet på introduksjon av spot-marked, og økte endringer i utvekslingen mellom områder rundt timeskift. I det nordiske kraftnettet endrer flyten seg ekstra mye pga. HVDC-kabler som veksler mellom import på natten og eksport på dagen. HVDC-kapasiteten ut av det nordiske kraftnettet har mer enn doblet seg siden midten av 1990-tallet. Ny, fornybar energi som vindkraft og uregulert vannkraft er også vanskeligere å regulere, og skaper økt behov for reserver.

Frequency Restoration Reserves (FRR) eller Load Frequency Control (LFC) er betegnelsen på automatiske reserver som skal jevne ut ubalanser. Dette er ikke noe nytt, og har vært vanlig i kraftsystemer verden over lenge. Likevel har ikke vært i bruk i Norden før nå. FRR kan enten brukes til å regulere frekvensen direkte eller til å regulere innstillingsfeilen (Area Control Error, ACE) for et område. ACE tar i tillegg til frekvensen hensyn til målt og planlagt flyt over grenselinjene til området. I Norden har man valgt å kontrollere frekvensen i hele synkronområdet med én FRR-kontroller.

3. OVERORDNET FUNKSJON

Hovedfunksjonen til FRR er å regulere frekvensen tilbake til 50,0Hz dersom det er avvik. Ut ifra målt frekvensavvik beregnes et effektbehov som distribueres til utvalgte kraftprodusenter i alle de nordiske landene.

3.1 Kontrollstruktur

I den Nordiske FRR-kontrollerene er frekvensen den eneste inputparameteren. Frekvensavviket skaleres og mates inn i en PI-kontroller (Proporsjonal-Integral). Proporsjonalvirkningen gir et effektbehov som endrer seg proporsjonalt med *frekvensavviket*, mens integralvirkningen gir effektbehov proporsjonalt med *integralet av frekvensavviket*. Det er integralvirkningen som gjør at FRR bringer frekvensen tilbake til 50, i motsetning til primærreguleringen som vil gi et stasjonært avvik.

Etter PI-kontrolleren i kontrollsløyfen er det et filter som glatter ut kontrollsignalet noe før det distribueres. Dette gjøres dels for at kraftverkene ikke skal jage opp og ned etter de raskeste frekvensendringene, og dels for å sørge for at sekundærreguleringen er tregere enn primærreguleringen.

Det eksisterer flere mulige strategier for å fordele ønsket effektbehov mellom de aktuelle produsentene. I oppstartsfasen av det nordiske FRR-markedet har man valgt å aktivere produsentene parallelt, proporsjonalt med tilgjengelig effekt. Et nærliggende alternativ kunne vært å aktivere basert på pris, slik at man aktiverte den med lavest energikostnad først, og så gradvis dyrere reserver. Dette refereres til som *merit order list*. En av grunnene til at man har valgt parallell aktivering i begynnelsen er at dette påvirker flyten i nettet minimalt. Siden aktiveringen jevnt fordelt over hele kraftsystemet vil man aktivere på begge sider av flaskehalser. Dersom man skulle hatt et system som til enhver tid aktiverte det billigste budet ville det satt krav til at et data-system som også kunne ta hensyn til nettsituasjonen. Det er planlagt å få et slikt system på drift, men det er foreløpig ikke på plass.

Reservekravet er fordelt på de nordiske landene i henhold til størrelsen på kraftsystemet¹

Produsentene som er med i FRR er forhåndsgodkjent for å levere i henhold til kravene som er satt. Det stilles krav til nøyaktighet og at produsentene skal kunne fullføre endringene innen 120 sekunder.

3.2 Markedsløsning

For at FRR skal fungere er man avhengig av at det er ledig produksjonskapasitet hos de produsentene som er tilknyttet. Derfor reserveres kapasitet hos produsentene på forhånd.

De nordiske TSOene bestemmer i fellesskap et totalt ønsket behov for FRR og dette behovet fordeles mellom TSOene. Kapasiteten anskaffes på forskjellig vis i de ulike landene, og i Norge har man løst dette ved å kjøpe kapasitet for en uke av gangen. Produsentene forplikter seg da til å holde kapasitet tilgjengelig på en gruppe aggregater hele den kommende uken.

Denne markedsløsningen fratir produsentene en del frihet, og kostnaden for å holde denne produksjonskapasiteten unna andre markeder, samtidig som de forplikter seg til at aggregatene er i drift, er kostnadsdrivende for FRR [1].

Aktørene godtgjøres for aktivering i henhold til gjeldene ubalansepris, som bestemmes av den øvrige reguleringen i regulerkraftmarkedet.

Totalkostnaden for TSOene for å holde denne reserven er høy. Dette har ført til at man ikke kan anskaffe så mye reserver som man fra et teknisk ståsted skulle ønske.

¹ Energinet.DK 4%, Fingrid 23%, Statnett 34%, Svenska Kraftnät 39%

Det forventes at markedsløsningen vil utvikle seg i fremtiden. Det arbeides konkret med aktivering basert på pris, kortere tidshorisont for kapasitetsmarkedet og utveksling av reserver mellom landene.

4. SIMULERINGER

For å kunne si noe om behovet for og effekten av FRR er det blitt utført simuleringer i Matlab.

Det ble utviklet en enkel modell av det nordiske kraftsystemet og de eksisterende reguleringsmidlene. Modellen er såkalt «copper plate», det vil si at ingen overføringslinjer er modellert.

Modellen er bygget rundt differensialligningen

$$\dot{f} = \frac{1}{I} (P_{\text{produsert}} - P_{\text{last}})$$

hvor f er frekvensen I er det totale treghetsmomentet i kraftsystemet, og P er den totale effekten for henholdsvis last og produksjon. I modellen er eksisterende primærregulering modellert, sammen med det foreslåtte oppsettet for FRR. Andre last- og produksjonsvariasjoner er input til modellen, og man kan så lese av den resulterende frekvensresponsen.

Fra målte frekvensserier ble det generert ubalanse-data som blir gitt som input til modellen. Slik kan man si noe om hvor mye frekvensen ville ha forbedret seg med FRR. Ubalanseseriene ble generert ved å anta fast mengde primærregulering, fast regulerstyrke (FBF) og

$$\Delta P = \Delta f_{\text{filtrert}} \cdot FBF + \text{hvit støy}$$

Frekvensfiltrering og amplitude på støykomponenten ble justert så den resulterende frekvensserien var tilnærmet lik den man startet med.

I rapporten fra simuleringsarbeidet [2] ble det gitt noen anbefalinger:

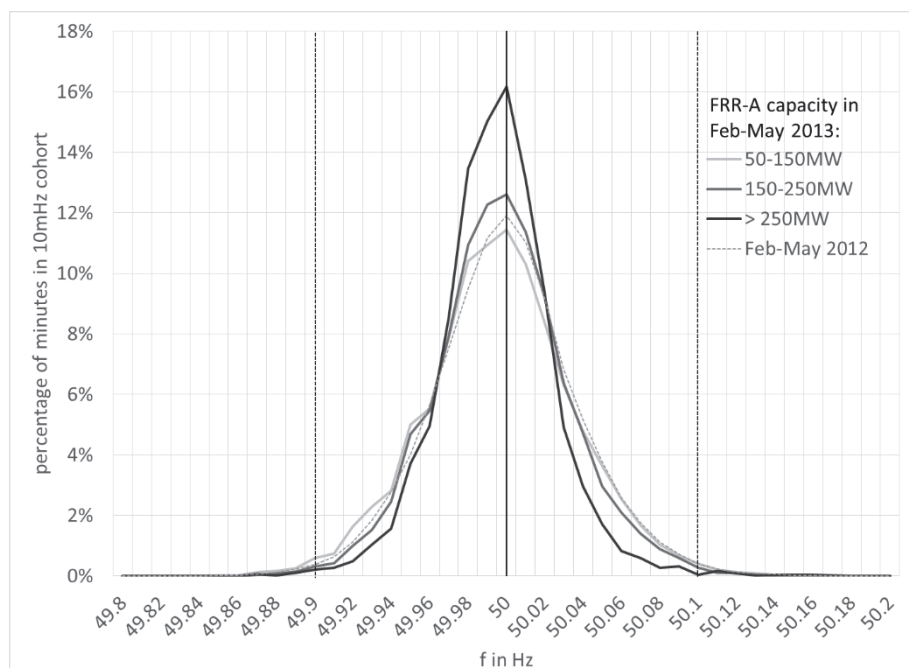
- **Rask reserve:** Sekundærreserven bør leveres forholdsvis raskt. 120-210s ble anbefalt.
- **Minstevolum:** Det trengs et visst minstevolum for at FRR skal ha effekt. Rapporten anbefaler minst 250 MW.

5. RESULTATER

FRR har vært i drift i store deler av 2013, og resultatene derfra vil bli drøftet her [1].

På tross av anbefalingene fra simuleringene ble det i store deler av perioden kjøpt inn 100 MW FRR kapasitet. Dette kan ha hjulpet frekvensen noe, men tilbakemeldinger fra operatører og de analysene vi har gjort understøtter de anbefalingene som ble gitt; 100 MW har liten effekt. Effekten av FRR ble kun tydelig i de periodene det ble kjøpt 200 MW og 350 MW reserver og de periodene vil bli analysert nærmere.

Figur 3 viser en varighetskurve av frekvensen i perioder med forskjellig tilgjengelig volum, sammenlignet med tilsvarende periode fra året før. Her ser man tydelig at effekten er størst når volumet øker.



Figur 3: Varighetskurve for frekvens ved forskjellige volum FRR sammenlignet med samme periode året før (ingen FRR)

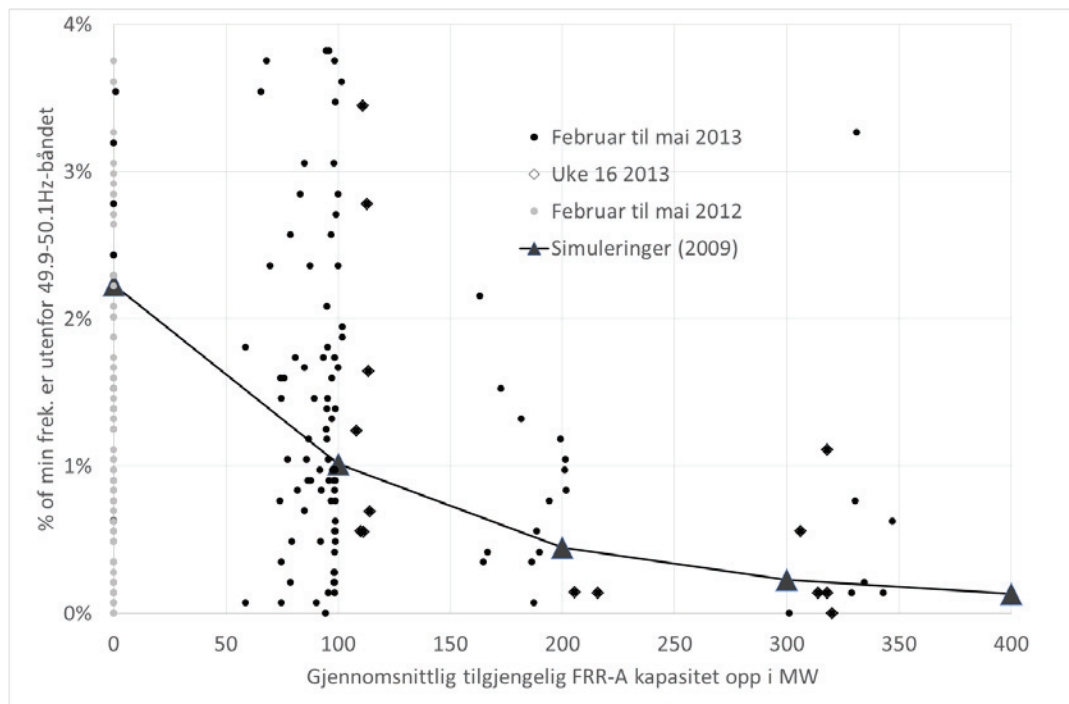
Dette blir enda tydeligere på Figur 4 som viser antall minutter frekvensen var utenfor det ønskede området i testperioden.

For 100 MW er ikke effekten særlig merkbar, men for 350 MW er disse hendelsene nesten utradert.

Figuren viser også at simuleringene forutså at effekten av økt reserve ville være², og likheten mellom simuleringresultatene og målingene er tydelig.

Reservene som ble innkjøpt ble aktivert veldig ofte. Selv med det største reservevolumet var reserven i gjennomsnitt ca. 65% aktivert

² Simuleringene er gjort med frekvensdata for et tidligere år. Den faktiske situasjonen kan ikke kjøres to ganger.



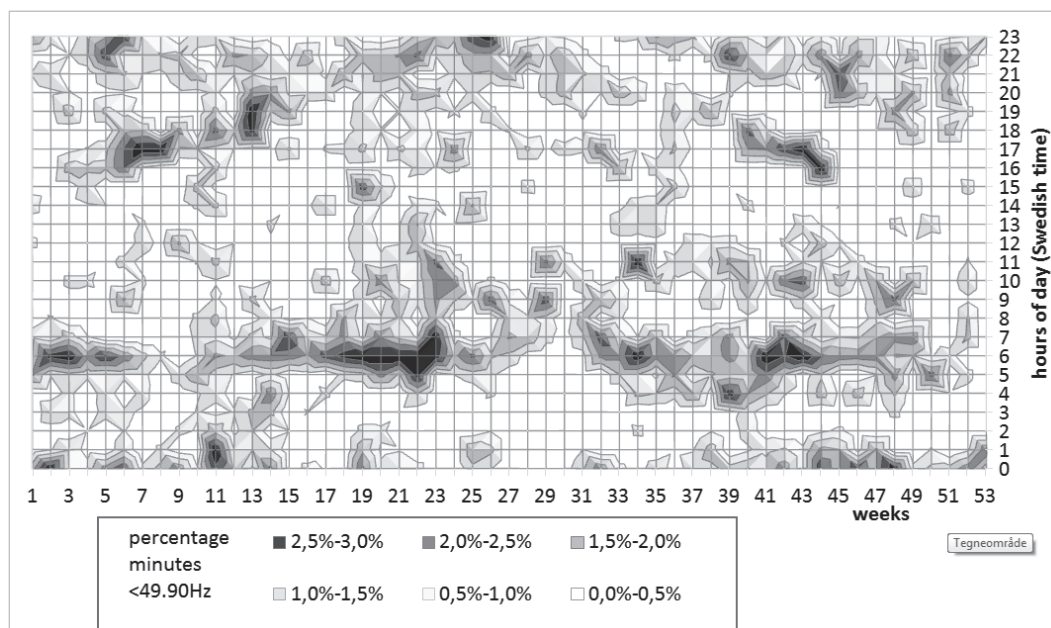
Figur 4: Andel av tiden frekvensen er utenfor 49,9-50,1Hz per dag for forskjellig volum FRR

Å holde reservene har vist seg å være svært dyrt. Dette, sammen med erkjennelsen av at FRR krever et visst minimumsvolum for å være nyttig har gjort at man har sett på muligheten for å ha FRR tilgjengelig bare deler av tiden. Historiske frekvensdata har blitt brukt til å vurdere når FRR er mest kritisk.

Figur 5 viser frekvensavvik $< 49,9$ Hz over året for et gjennomsnitt av de siste 6 årene. Denne figuren og varianter av den har blitt brukt til å identifisere tre perioder hvor man skal kontrahere 300 MW FRR:

- Morgenramp. 05:00-08:00 mandag-fredag.
- Solnedgang. 16:00-19:00 mandag-søndag (varierer med årstiden)
- Døgnskift 22:00-01:00 mandag til fredag

Denne driftsformen har vært i drift siden januar 2014, men det er for tidlig å konkludere på hvor godt det fungerer.



Figur 6: Andel av tiden frekvensen er under 49.9 Hz, fordelt på ukenummer og tid på døgnet. Gjennomsnitt over perioden 2008-2013

6. MULIGHETER

6.1 Eksport av FRR

Norsk vannkraft er meget lett å regulere sammenlignet med andre kraftproduksjonsmidler. Fleksibel regulering er en meget etterspurt vare i kraftsystem som er dominert av termisk og fornybar energi, og denne fleksibiliteten kan Norge selge til Europa som FRR.

I forbindelse med den nye HVDC-kabelen til Danmark, SK4, som kommer på drift sent i 2014 er det avtalt at Statnett skal eksportere 100 MW FRR kontinuerlig [5].

Norge har eksisterende HVDC-forbindelser til Danmark og Nederland, og det eksisterer planer om å bygge flere kabler til Tyskland, England og Skottland. Også på disse forbindelsene kan det være aktuelt å selge reserve-kraft dersom det er mer lønnsomt å bruke overføringskapasiteten til dette enn å selge energi på spotmarkedet.

Også i det nordiske markedet er det muligheter for å eksportere FRR. Innledningsvis har prisene for FRR vært lavere i Norge enn i de andre nordiske landene, og dersom man får på plass en passende markedsmodell vil norske kraftprodusenter kunne levere FRR til de øvrige nordiske TSOene.

6.2 Forbrukerfleksibilitet

FRR kan regulere forbruk, ikke bare produksjon.

For effektbalansen og frekvenskvaliteten er det likegyldig om du endrer last eller produksjon. Flere typer last kan brukes; store industrilaster kan brukes direkte, eventuelt kan flere mindre laster reguleres via en aggregator.

Statnett arbeider med konkrete FOU-prosjekter [4] som tar sikte på å bruke industrilast til FRR. Håpet er at last kan bidra til større konkurranse i leveransemarkedet og dermed lavere priser for fellesskapet.

Forbrukerfleksibilitet er et av de fremste *buzzword*-ene i SmartGrid-diskusjonen; FRR kan bidra til å konkretisere dette og flytte forbrukerfleksibilitet fra powerpoint-presentasjoner til faktisk drift.

7. KONKLUSJON/OPPSUMMERING

FRR virker.

Å anskaffe FRR øker de totale reservene i kraftsystemet, og de aktiveres når kraftsystemet trenger det. Ubalanseendringene i det moderne nordiske kraftsystemet er for raske til at de kan reguleres ved hjelp av manuelle prosedyrer, og FRR er det verktøyet som gjør dette mest effektivt.

Virkingen av FRR kan relativt enkelt beregnes, og man kan forutsi hvor mye FRR vil hjelpe på frekvenskvaliteten. Det, sammen med gode historiske data gjør det mulig å anskaffe reservene når de trengs mest. Man trenger minst 250 MW FRR for at det skal monne.

FRR er dyrt. Raskere og større endringer i kraftsystemet gjør nye og/eller større reserver nødvendig, og økte kostnader kan vanskelig unngås. Likevel, den eksisterende markedsløsningen for FRR er ikke optimal og det bør arbeides videre for å gjøre den bedre.

Det er et betydelig potensiale for eksport av FRR, både internt i Norden og til Europa. FRR kan også gjøre det lettere å fase inn ny fornybar energi. FRR er godt egnet til å utnytte forbrukerfleksibilitet, og det kan også bidra å redusere kostnadene for denne reserven.

8. REFERANSER

- [1] Implementation Of Automatic Frequency Restoration Reserves in the Nordic Synchronous System (Statnett, 2013)
- [2] Analysis & review of requirements for automatic reserves in the Nordic synchronous system (Statnett, 2011)

- [3] https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/120222_Deterministic_Frequency_Deviations_joint_ENTSOE_Eurelectric_Report_Final_.pdf
- [4] <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/fou/smart-grid/>
- [5] http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Statnett_SMUP_24.05_Ink_Low.pdf

[1] og [2] er tilgjengelig på forespørsel - eivind.lindeberg@statnett.no