



INNSPILL TIL HØRINGSUTKAST NVF2024

Stadige endringer og oppdateringer av NVF krever mye resurser hos leverandørene. Dette er resurser som helst skulle vært benyttet direkte på prosjekter/ leveranser til kunder. I stedet medfører dette at vi får en ekstra kostnad som må dekkes inn via økte priser. Årlige endringer som gjøres i NVF medfører mange endringer av dokumenter og oppsett for alle faser av prosjekt (tilbud, salg, kontrakt, gjennomføring, rapporter, endringer i turbinregulatorens programvare, etc.).

1 GENERELLE PUNKTER:

- Prosessen ifm med forespørsel for nye anlegg eller rehabiliteringer mellom Statnett – konsesjonær (kraftselskap) – leverandør er ikke tilfredsstillende og skaper mye usikkerhet for leverandørene. Konsesjonær kommer ofte med forespørsel å kreve at NVF kravene skal innfris uten at vesentlige egenskaper av anlegget er avklart i forkant. Leverandør kan ikke gjøre komplekse analyser ifm et tilbud uten å få betalt for slike arbeider. Vi forslår at det gjøres grundige undersøkelser (vannveisanalyse, transient- og stabilitetsanalyser) før det sendes ut forespørsel til leverandørene. Dersom utfallet ville være at anlegget vil ikke oppfylle alle kravene ifm reguleringsevne og stabilitet kan det tas opp med Statnett før utsendelse av forespørselen for et leveringsprosjekt. Som det er ofte i dag dytter konsesjonær alt ansvar over til leverandør med å skrive at NVF kravene må oppfylles. Dette blir særlig uakseptabelt ved rehabiliteringsprosjekter hvor bare noen komponenter skal skiftes ut (f.eks. løpehjul eller kun turbinregulator).
- Det burde gjøres forskjell i NVF kravene om det installeres en Kaplan, Francis eller Pelton aggregat. Det er ofte ikke mulig å innfri kravene ifm reguleringsevne og stabilitet med Kaplan aggregater.
- En leverandør har eksempelvis inngått en kontrakt med kravene i NVF 2020 mens anlegg settes i drift i 2024. Da kan man ikke bare kreve at NVF 2024 skal gjelde. Nye krav skal ikke ha tilbakevirkende kraft.
- Generelt er det problematisk og kostnadsdrivende når kravene oppdateres hvert år
- NVF burde skrives på engelsk.
- Ofte uklart i tabellene om «x» betyr behovsvurdering eller behovsprøving. Bedre med to forskjellige symboler eller bokstav f.eks «v» og «p»
- For Kaplan aggregater kan det forkomme relativ store avvik mellom simulasjon ved verifiserende prøver og realitet på grunn av stor linearitets forskjell.
- FCR-I simulasjon ved innsats av Kaplan kan gi feil resultat
- Definisjon i FOS hva som går under vesentlige endringer er uklar



2 GRUNNLEGGENDE VEDRØRENDE STATIKK, OG TURBINREGULATORENS FORSKJELLIGE DRIFTSMODUSER:

NVF Beskriver ikke noe rundt forskjellige driftsmoduser for turbinregulator. Dette er det ikke nødvendigvis behov for å omhandle, men ikke alle er klar over forskjellene.

Effektregulator:

Denne modusen er effektlinear, og statikkbidrag regnes ut i fra aggregatets nominelle effekt målt ut i fra generator i [MW] (I praksis er dette turbinens nominelle akseleffekt i MW minus tap i generator). Dette er normal driftsmodus, så lenge aggregat ikke inngår i en vannstandsregulator som er avhengig av at en benytter vannføringsregulator.

Vannføringsregulator:

Denne modusen er vannføringslinear, og statikk regnes ut i fra aggregatets nominelle slukeevne. Ved nominell fallhøyde vil denne i praksis levere statikk likt som effektregulator. Ved store variasjoner i fallhøyde vil statikkbidrag være i henhold til vannføring i [m³/s], og dermed vil statikkbidrag i [MW] avvike noe ved stor endring av fallhøyde. Vannføringsregulator er den driftsmodusen som er best egnet mot vannstandsregulatorer. Vannstandregulatorer fungerer best når pådragsrespons er lik i [m³/s] uansett fallhøyde (dette får en ikke til med effektregulator).

Åpningsregulator:

Denne modusen er åpningslinear, og statikk regnes ut i fra turbinpådrag i [%]. Her vil linearitet variere mye med turbintype, og dermed vil effekt [MW] levert i forhold til statikk variere med turbinpådrag [%] og fallhøyde [m].

Denne modusen er lite benyttet og i praksis fungerer som reservefunksjon om en mister effektisignal inn til turbinregulator.

Vannstandsregulering nevnt i et lite punkt.

Opp mot vannstandsregulator, så er det best å benytte turbinregulator i Vannføringsregulator modus.

12.7.6 Vannstandsregulering

12.7.6.1 Funksjonskrav

Dersom vannstandsregulator regulerer produksjonens aktive effektproduksjon, skal responsen være tregere enn frekvensreguleringen dersom frekvensregulering er aktiv.

3 KOMMENTARER TIL PUNKTER I HØRINGSUTKAST FOR NVF2024

Det er kopiert ut tekst med tilhørende farger i fra høringsutkast NVF2024.

Kommentarer fra Andritz er skrevet med blå tekst for at det skal være lett å identifisere.



11.4 Definisjoner

FSM – Frekvenssensitivitetsmodus (Frequency Sensitive Mode). Frekvensregulering uten dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker. **Kommentarer**

LFSM – Begrenset frekvenssensitivitetsmodus (Limited Frequency Sensitive Mode).

Frekvensregulering med dødbånd. Begrepet brukes normalt for kraftparker. **Kommentarer**

Dette er vel ikke helt korrekt ? LFSM benyttes sammen med -O og -U (ref. Frequency Sensitive Mode ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection 31 January 2018). FSM, LFSM-O og LFSM-U er implementert i vår regulator siden denne benyttes av Andritz i hele verden. FSM har dødbånd som kan stilles i området 0-0,5Hz.

Frequency Sensitive Mode



According to NC RfG Article 15.2.d, non-exhaustive FSM parameters to be defined at national level are the following:

Active power range $ \Delta P / P_{\max}$	Between 1.5 – 10%
Droop	Between 2-12%
Frequency response insensitivity $ \Delta f_i $	Between 10 – 30 mHz
$ \Delta f_i / f_n$	Between 0.02 – 0.06%
Frequency response deadband	Between 0 – 500 mHz
Maximum initial delay of FSM activation (t_1)	SPGM : 2s (to be justified if > 2s) PPM : to be specified by the relevant TSO
Maximum delay of FSM full activation (t_2)	30 s

TABLE 1 : PARAMETERS FOR ACTIVE POWER RESPONSE IN FSM

Abbreviations			
APC	Active Power Control	PGM	Power Generating Module
CDSO	Closed Distribution System Operator	PPM	Power Park Module
CDS	Closed Distribution System	RIG	Requirements for Generators
DSO	Distribution System Operator	ROCOF	Rate Of Change Of Frequency
FSM	Frequency Sensitivity Mode	RPC	Reactive Power Control
FCR	Frequency Containment Reserve	RSO	Relevant System Operator
FRR	Frequency Restoration Reserve	SFC	System Frequency Control
IGD	Implementation Guidance Document	SOGL	System Operation Guidelines
LFDD	Low Frequency Demand Disconnection	SPGM	Synchronous Power Generating Module
LFSM	Limited Frequency Sensitivity Mode (-O: Overfrequency, -U: underfrequency)	TSO	Transmission System Operator

12 Funksjonskrav for synkrone produksjonsheter



12.2.3.1 Funksjonskrav **OK**

13 Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter

13.1 Verifiserende analyser

13.1.2.1 Frekvensregulering – Stabilitet **OK**

13.1.2.2 Frekvensregulering – små lastforstyrrelser **OK**

13.1.2.3 Frekvensregulering – store lastforstyrrelser **Kommentarer**

Her må det gjøres flere analyser fremfor verifiserende tester med simulering under idriftsettelse.

13.2 Verifiserende tester

13.2.1 Turbinregulator

13.2.1.1 Tidskonstant servosløyfe **Kommentarer**

Startbetingelser

- Den synkrone produksjonsenheten er i stillstand (tørrtest) og ikke synkronisert mot nettet.

Dette er lite heldig, da mange ledeapparat vil havarere ved tørrkjøring. For å hindre dette må ledeapparatets servo fysisk frakobles ledeapparat. Dette er helt unødvendig. Det beste er å kjøre disse prøvene med aggregat på nett. Da har en også med vannkraftene som reguleringen må håndtere på en god måte.

Det står også under testprosedyre at sprangene skal være så små at ventilstyringen ikke går i metning, mener dere proposjonalventil med 100% utslag, eller hydraulikk i metning (blender, etc.)?

Akseptkriterium

- Ingen definerte krav, men følgende kan benyttes som veiledende: Tidskonstant i servosystemet for ledeskovler på francis og pelton nåleservomotorer bør være 400 ms eller mindre. For løpeskovlene på kaplanturbiner er 800 ms normalt tilfredsstillende. Tidskonstanten baseres på 100 % ventilutslag og nødvendige operasjonskrefter i ugunstigste retning inkluderes. Metning på grunn av restriksjoner i blender osv. regnes ikke med. Her er jo kriterie "nødvendige operasjonskrefter i ugunstig retning". Dette får en bare med å ta prøven når aggregat er på nett og vannkraftene påvirker servo.

Dokumentasjon

- Servoens tidskonstanter (åpning og lukking) skal oppgis.

- Tidsserie av servoens settpunkt Y_{set} og posisjon Y . Tidsserien bør også inneholde styresignal til proposjonalventil, så en ser bevegelsen i forhold til pådrag.



13.2.1.2 Dødtid for reguleringssystem **Kommentarer**

Dødtiden for servosystemet måles ved fullastavslag (åpning av effektbryter).

I overskrift står det "reguleringssystem", mens i første linje er det skrevet "servosystem".

Hvis det er servosystem dere ønsker dødtiden til, kan den finnes i prøve for tidskonstant i servosløyfe.

Er det for reguleringssystemet, er det enten i fra avslagsprøve (eller i fra statikkprøve).

Det bør også opplyses om det gjelder alle servoer eller en enkel. (Francis, Kaplan og Pelton).

13.2.1.3 Statikkregulering – normaldrift **OK**

13.2.1.4 Statikkregulering – frekvenssprang uten dødbånd **OK**

13.2.1.5 Statikkregulering – frekvenssprang med dødbånd **Kommentarer**

Det er kun FSM som blir benyttet og dødbånd er justerbart fra 0-0,5Hz.

LFSM-O og LFSM-U er beskrevet i Enstoe dokumenter, mens LFSM uten -O/-U finner jeg ikke. Derimot så finnes FSM hvor dødbånd også er beskrevet i tilhørende tabell.

13.2.1.6 Aktivering og deaktivering av FCR-I **Kommentarer**

Ved automatisk detektering av FCR-I / Separatdrift, så er Andritz HIPASE-T turbinregulator programmert til å endre lastsettpunkt til ønsket settpunkt (standard er 50% lastsettpunkt). Denne settpunktsendringen skjer med en rampe. Det er beskrevet i NVF at lastsettpunktsendring skal ha funksjonalitet for å begrense rampe, og dette er derfor programmert inn i vår regulator:

12.7.5 Rampehastighet

12.7.5.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for å begrense rampehastigheten på endring av aktiv effekt (ramp rate) ved endring av settpunkt.

I Figur 13-27 og 13-28 vises lastsettpunkts endring uten rampe, og dette er ikke i hht. punkt 12.7.5.1.



13.2.1.7 Små lastsprang **OK**

13.2.1.8 Store lastsprang **Kommentarer**

a) Lastavslagsprøver Produksjonsenheten lastes opp hvoretter produksjonsenheten kobles fra nettet ved å koble ut effektbryter. Dersom produksjonsenheten er utrustet med overfrekvensvern, skal dette stilles med god klaring (frekvens og tid) til høyeste overfrekvens og tidsforløp som oppnås ved lastavslag fra P_{maks} . **OK**

b) Lastsprang i simulert separatudrift Simuleringer skal sannsynliggjøre produksjonsenhetens evne til å utregulere store lastsprang i separatudrift. **Kommentarer**

Dette punktet må ut av verifiserende prøver og inn i verifiserende analyser. Egenskapene til de forskjellige turbintypene, har så store forskjeller i egenskaper når turtall endres. Derfor er dette meningsløst å gjennomføre slik det er beskrevet. Vannveismodell og turbinmodell som benyttes til transiente-, stabilitet- og FCR- analyser innehar egenskaper til å gi gode bilder av disse egenskapene.

c) Lastsprang i skarp separatudrift Lastsprang i skarp separatudrift dokumenterer produksjonsenhetens faktiske evne til å utregulere store lastsprang i separatudrift. Slike prøver krever som regel nært samarbeid mellom flere konsesjonærer og systemansvarlig. Prøvene er ikke obligatoriske, men systemansvarlig kan kreve at lastsprang i skarp separatudrift skal gjennomføres. **OK**

Startbetingelser **Kommentarer**

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Ved lastavslag: signal til turbinregulator om "effektbryter inne/ute" er deaktivert.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer).
- Dersom turbinregulator har FCR-I funksjonalitet:
 - o Turbinregulator er i modus som tilsvarer samkjøringsdrift
 - o $f_{FCR-I, lav} = 49,0 \text{ Hz}$
 - o $f_{FCR-I, høy} = 51,0 \text{ Hz}$
 - o $f_{FCR-I, statikk, bp} = 4 \%$
- FSM Statikk, $bp = 12\%$
- FSM Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$



Testprosedyre

a) Lastavslagsprøver OK

1. Avslagsprøver gjøres ved $P_{set}=0,25 pu, 0,50 pu, 0,75 pu$ og $1,00 pu$ hvor $1,00 pu = P_{maks}$.
2. Effektbryter åpnes hvoretter produksjonsenheten reguleres ned til tomgang.

b) Lastsprang i simulert separatdrift Kommentarer

1. $P_{set}=0 pu$ (tomgang)
 - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+ 0,10 pu$
 - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+ 0,20 pu$
 - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+ 0,25 pu$
 - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+ 0,30 pu$
2. $P_{set}=1,00 pu$ (P_{maks})
 - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $- 0,20 pu$
 - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $- 0,40 pu$
 - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $- 0,60 pu$
 - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $- 0,80 pu$
 - e. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $- 0,95 pu$

Dette vil ikke fungere i praksis, og må flyttes til verifiserende analyser.

c) Lastsprang i skarp separatdrift OK

Aktiv effekt settpunkt P_{set} og størrelse på lastsprang må tilpasses mulighetene i aktuelt nettområde.
Akseptkriterium

- Som et utgangspunkt skal maksimalt transient frekvensavvik, når et aggregat er i drift ved $P_{set}=0\% \cdot P_{maks}$ og $f_g = 50,0 Hz$ og aggregatet får et lastpåslag lik $30\% \cdot P_{maks}$, være mindre enn 10%, dvs. minste transiente frekvens $> 45,0 Hz$.
- Aggregatet skal tåle lastavslag med størrelse $(1-100)\% \cdot P_{maks}$ innenfor hele pådragsområdet $P_{set}=(1-100)\% \cdot P_{maks}$ uten at aggregatet kobles fra nettet.
- Store lastsprang skal ikke resultere i at produksjonsenheten frakobles nettet.

Dokumentasjon

a) Lastavslagsprøver OK

- Tidsserier viser aktiv effekt P og frekvensforløp f_g .
- Maksimale transiente turtall (n_{maks}), maksimale transiente stator-frekvenser ($f_{g,maks}$) og maksimale transiente stator-frekvenser oppgitt som prosent av 50,0 Hz ($\Delta f_{g,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Kolonner korrigeres av konsesjonær dersom det utføres andre lastavslag. Lastavslag 1,00 pu skal alltid gjennomføres.

b) Lastsprang i simulert separatdrift Kommentarer

- Modell som er benyttet ved simuleringene.
- Regulatorparametere som er benyttet ved simuleringene (PID-parametere og b_p)
- Tidsserier som viser aktiv effekt P og simulert frekvensforløp f_{sim} .



- Maksimale transiente turtall (n_{maks}), maksimale transiente frekvenser ($f_{sim,maks}$) og maksimale transiente frekvenser oppgitt som prosent av 50,0 Hz ($\Delta f_{sim,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Kolonner korrigeres av konsesjonær dersom det utføres andre lastsprang.

- Dersom simuleringen viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

Dette vil ikke fungere i praksis på mange anlegg, og må flyttes til verifiserende analyser. Blir dette stående, kommer det til å kreve mange timer på noe som ikke er brukenes i ettertid. Det blir også flere runder med diskusjoner for veldig mange anlegg, avhengig av turbin type.

c) Lastsprang i skarp separatdrift

- Regulatorparametere som er benyttet (PID-parametere og b_p).
 - Tidsserier som viser aktiv effekt P og frekvensforløp f_g .
 - Maksimale transiente turtall (n_{maks}), maksimale transiente stator-frekvenser ($f_{g,maks}$) og maksimale transiente stator-frekvenser oppgitt som prosent av 50,0 Hz ($\Delta f_{g,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Første kolonne tilpasses av konsesjonær avhengig av størrelse på lastsprang.
- Dersom resultatene viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.