

OPPDATERTE RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

**Oversendelse for godkjenning
1. april 2023**

-

Fos §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22

Forord

Innhold i dette forslaget til oppdatering

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 28a.

Det er Statnett som systemansvarlig som utarbeider retningslinjene. I dette dokumentet sender systemansvarlig oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22 til Reguleringsmyndigheten for energi for godkjenning. Dette inkluderer vedlegg til retningslinjer for fos § 8a og vedlegg til retningslinjer for fos § 14.

Forslag til retningslinjer er hørt med bransjen i perioden 1.desember 2022 – 1. mars 2023. Bransjens skriftlige høringsinnspill og systemansvarliges kommentarer til disse fremkommer i dokumentet.

Forslaget til retningslinjene som vi nå sender på godkjenning står i kapittel 3 i dette dokumentet, med tilhørende vedlegg referert til i kapittel 3.7.

Innholdsfortegnelse

1	Om høringen.....	4
2	Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.	4
2.1	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a	4
2.2	Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b	4
2.3	Kommentarer til retningslinjene for fos § 13	4
2.4	Kommentarer til retningslinjene for fos § 14	4
2.4.1	Kommentarer til Veileder for søknadsplikt	5
2.4.2	Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)	6
2.5	Kommentarer til retningslinjene for fos § 21	6
2.6	Kommentarer til retningslinjene for fos § 22	7
3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22	7
3.1	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a – Planlegging av produksjon	7
3.2	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b – Planlegging av effektregulering	9
3.3	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13 - Tvangsmessig utkobling av forbruk	12
3.4	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14 - Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet	14
3.5	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 21 - Systemvern	14
3.6	Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 22 - Feilanalyse og statistikk	17
3.7	Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 8a og 14.....	24
4	Vedlegg - Oppsummering av høringsinnspill til NVF 2023	25
4.1	Høringsinnspill til NVF del II NETTANLEGG	25
4.2	Høringsinnspill til NVF del III FORBRUK OG TILKNYTNING AV NETT	26
4.3	Høringsinnspill til NVF del IV PRODUKSJONSANLEGG	26
4.3.1	Generelt produksjonsanlegg	26
4.3.2	Synkrone produksjonsenheter	26
4.3.3	Kraftparker	41
4.4	Høringsinnspill til NVF del V HVDC-systemer	42

Forslag til oppdaterte retningslinjer

1 Om høringen

Systemansvarlig mottok høringsinnspill fra følgende aktører:

- Aker Solutions AS
- REN AS
- SFE AS
- Voith Hydro AS
- Blåvinge
- Fornybar Norge
- Agder Energi Vannkraft AS
- Statkraft Energi AS
- Glitre Energi Nett AS
- Agder Energi Nett AS

Høringsinnspillene er kommentert i kapittel 2. I dette dokumentet er deler av innspillene gjengitt, og de fullstendige høringsinnspillene er lagt ut på Statnetts hjemmesider.

Det er gjennomført noen endringer i retningslinjene som følge av innkomne innspill og mindre språklige endringer. Disse er kommentert i kapittel 2, og de er markert med blå tekst i det endelige forslaget til oppdaterte retningslinjer. Forslag til endrede retningslinjer kommer frem i kapittel 3. Endringer i retningslinjene som ble sendt på høring, er markert i grønn og rød gjennomstrekning.

2 Merknader til forslaget om oppdaterte retningslinjer.

2.1 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8a

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringer i retningslinjene eller vilkår til fos § 8a. Vi har likevel blitt oppmerksomme på noen språklige detaljer som vi har endret og markert i blått.

2.2 Kommentarer til retningslinjene for fos § 8b

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringer i retningslinjer for fos § 8b. Vi har likevel blitt oppmerksomme på noen språklige detaljer som vi har endret og markert i blått.

Det nye forslaget, er planlagt gjeldende fra oppstarten av mFRR EAM-markedet.

2.3 Kommentarer til retningslinjene for fos § 13

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringene i retningslinjene for fos § 13

2.4 Kommentarer til retningslinjene for fos § 14

Nedenfor følger innspill fra høringsrunden og systemansvarliges merknad til innspillene. I tillegg har vi blitt oppmerksomme på noen språklige detaljer som vi har endret og markert i blått.

Høringsinstansens innspill og systemansvarliges merknad:

REN har kommet med noen generelle innspill som inkluderer forslag til strukturelle og språklige endringer, samt et ønske om å i større grad samkjøre prosess og frister i fos § 14-prosessen med konsesjonsprosessen. Innspillene omhandler deler av retningslinjene som ikke har vært på høring, og

systemansvarlig vurderer derfor ikke å ta inn endringene nå, men tar dem med til vurdering i fremtidige oppdateringer av retningslinjene.

2.4.1 Kommentarer til Veileder for søknadsplikt

Høringsinstansens innspill

REN har kommet med følgende innspill til Veileder for søknadsplikt:

- For apparatanlegg generelt og strømførende endepunktskomponenter spesielt kommenterer REN at følgende setning er ufullstendig og delvis uklar: "(*) Gjelder kun når utskifting av komponenter er begrenset, f.eks. bytte av en strømtransformator eller et bryterfelt. Dersom en vesentlig mengde (mer enn halvparten) Dersom alle endepunktskomponenter i hele stasjonen skal skiftes ut, vil dette i fos § 14-sammenheng betraktes som ombygging av stasjonen. Dette vil da kreve fos § 14-vedtak." REN foreslår å rette opp ufullstendig setning "Dersom en vesentlig mengde (mer enn halvparten)", samt å tydeliggjøre bedre hva som her menes med "en mengde".

For strømførende ledning/kabel generelt og temperaturoppgradering spesielt, kommenterer REN at beskrivelsen av begrensning i kontekst "(...) medfører ny eller økt begrensning i endepunktskomponenter (...)" er beskrevet bedre i bakgrunn og begrunnelse for oppdateringen i høringsdokumentet. REN foreslår å erstatte teksten i veilederen med "Søknadsplikten gjelder tiltak som medfører begrensende endepunktskomponenter i overføringens koblingsfelt".

Systemansvarliges merknad:

Det første innspillet omhandler deler av dokumentet som ikke er foreslått endret av systemansvarlig, men REN påpeker en feil og ønsker en presisering som systemansvarlig likevel vurderer er hensiktsmessig å ta inn som administrative endringer nå. Endringene er kun språklige og medfører ingen endret praksis som påvirker konsesjonærene. I oppdatert veileder for søknadsplikt er derfor den ufullstendige setningen REN viser til, endret til følgende: "(*) Gjelder kun når utskifting av komponenter er begrenset, f.eks. bytte av en strømtransformator eller et bryterfelt. Dersom en vesentlig mengde (mer enn halvparten) av **bryterfeltene i en stasjon påvirkes, eller Dersom** alle endepunktskomponenter i hele stasjonen skal skiftes ut, vil dette i fos § 14-sammenheng betraktes som ombygging av stasjonen. Dette vil da kreve fos § 14-vedtak."

For RENs andre innspill vurderer systemansvarlig at teksten i høringsutkastet er den mest presise beskrivelsen av systemansvarliges praksis knyttet til søknadsplikt. Formuleringen REN viser til finnes allerede i veilederen i kolonne 2 ("Reinvestering – som medfører ny eller økt begrensning i endepunktskomponenter** i overføringens koblingsfelt"), men med en ekstra presisering knyttet til ny eller økt begrensning. Forklaringsteksten knyttet til "***" i ovennevnte tekst presiserer hva som menes med begrensning, nemlig at maksimal strømgrense på en eller flere endepunktskomponenter i overføringens koblingsfelt er lavere enn ledningen/kabelens strømgrense. I tilfeller som medfører en *ny eller økt* slik begrensning skal søknad sendes for tiltaket sammen med en begrunnelse for begrensningen og eventuelt en argumentasjon for hvorfor konsesjonæren mener at begrensningen ikke er *reell* for kraftflyten over overføringen. Systemansvarlig vil så i behandling av saken vurdere om begrensningen er reell for systemdriften og avhengig av denne vurderingen godkjenne eller avslå søknaden. Det er viktig at systemansvarlig får søknad for alle nye eller økte begrensninger etter ovennevnte definisjon for å kunne gjøre vurderinger av eventuelle begrensninger for systemdriften, i tillegg til konsesjonærens vurderinger i eget nett. Systemansvarlig vil derfor ikke gjøre en endring som følge av dette innspillet.

2.4.2 Kommentarer til Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)

De foreslåtte endringer i NVF (NVF2023) ble sendt på høring i et dokument som omfattet hele NVFen selv om det ikke er foreslått endringer i alle kapitlene. I høringsutkastet er grønn tekst forslag til ny tekst i NVF, mens rød overstreket tekst er tekst som foreslås fjernet fra NVF.

Endelig forslag til endring av NVF 2023 er vedlagt for godkjenning. Blå tekst viser mindre endringer som er inntatt som resultat av innkomne høringsinnspill, samt enkelte administrative rettelser av systemansvarlig.

Generelle innspill:

Systemansvarlig har fått flere innspill som sammenlikner kravene i RfG og funksjonskravene i NVF. I høringsutkast til NVF 2023 har systemansvarlig tatt inn referanser til RfG for å gi relevant informasjon for utenlandske aktører og leverandører.

Systemansvarlig presiserer at RfG ikke er gjennomført i norsk rett, og at funksjonskrav er hjemlet i fos § 14. Retningslinjer for fos § 14, inkludert NVFen, er ikke en veileder for etterlevelse av det europeiske tilknytningsregelverket eller en generell implementering av dette tilknytningsregelverket per dags dato. Vi vil likevel svare ut innspill som knytter seg til RfG.

Systemansvarlig har mottatt flere innspill til NVF kapittel 5 *Koblingsanlegg og Stasjoner* og til kapittel 7 om vern. Flere av disse kommentarene gjelder deler av NVF som systemansvarlig ikke har foreslått endringer til. Disse innspillene gjelder forslag til endringer av språk, struktur og definisjoner av begreper. Systemansvarlig synes disse kommentarene nyttige, og vi vil vurdere dem når vi arbeider med fremtidig revisjon av NVF. Fremtidige revisjoner vil sendes på høring til aktørene.

Systemansvarlig har også mottatt flere innspill til del IV *Produksjonsanlegg, funksjonskrav for kraftparker* til kapitler og underkapitler i NVF 2023 som ikke omfattes av endringsforslag som har vært på høring denne runden. Dette gjelder både kapittel 14, 15 og 16. Systemansvarlig vil ikke vurdere disse innspillene i denne omgangen fordi kommentarene knytter seg til deler av NVF som ikke er foreslått endret. Men kommentarene kan være relevante og vi vil vurdere dem når vi arbeider med fremtidig revisjon av NVF.

Oppsummering av de enkelte innspillene:

Høringsinstansenes innspill og systemansvarliges merknader til innspillene er gjennomgått i detalj og svares ut i vedlegg på slutten av dette dokumentet (se punkt 4 flg.). Innspillene og merknadene er sortert på NVF-delene om nettanlegg, forbruk, produksjonsanlegg og HVDC systemer.

2.5 Kommentarer til retningslinjene for fos § 21

Høringsinstansens innspill:

Statkraft Energi har gitt innspill til forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 21, under overskrift 5.2 i høringsdokumentet:

"I siste del av 5.2 foreslår vi følgende endringer:

- Foreslår at setningen: Systemansvarlig ber om at berørt nettselskap sender dokumentasjonen til systemansvarlig per epost til feilanalyse@statnett.no ikke strykes slik det er foreslått.
- I de etterfølgende setningene har vi foreslått noe ny tekst i grønt for å forklare teksten bedre, slik at teksten blir som følger:

"For PFK skal dokumentasjon på kostnader **for den årlige kostnaden for drift,**

vedlikehold og aktivering sendes til systemansvarlig som anvist i varsel om vedtak - Betaling for systemvern - Produksjonsfrakobling (PFK). Beløpet for aktivering fastsettes årlig av systemansvarlig. Systemansvarlig legger til grunn at krav om dekning av kostnader forbundet med systemvern foreldes etter 3 år."

Systemansvarliges merknad:

Systemansvarlig mener at det er uhensiktsmessig at det står oppført epostadresser i en retningslinje (kan bli endret) og at det er enkelt for aktørene å få tak i feilanalysemiljøet i Statnett både på telefon, chat og andre like effektive kommunikasjonskanaler.

Systemansvarlig er enig i at avsnittet om kostnader for aktører med PFK kan utdypes noe og forslår følgende endring som er liten omskrivning av det Statkraft foreslår: *For konsesjonærer med PFK skal det, som anvist i varsel om vedtak - Betaling for systemvern - Produksjonsfrakobling (PFK), sendes dokumentasjon til systemansvarlig på årlige kostnader til drift, vedlikehold og aktivering av PFK funksjonene.*

Vi trenger ikke gjenta informasjonen om at systemansvarlig fastsetter årlige satser for utløsning av PFK. Det står omtalt i avsnittet om Betaling for utløsning av PFK. Det er noe forvirring om bruken av begrepet aktivering (armering) av PFK og utløsning av PFK. Systemansvarlig vedtar kun satser for utløsning av PFK.

2.6 Kommentarer til retningslinjene for fos § 22

Systemansvarlig mottok ingen innspill til endringene i retningslinjene for fos § 22

3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos §§ 8a, 8b, 13, 14, 21 og 22

3.1 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a – Planlegging av produksjon

Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner med tilhørende systemdata til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Med systemdata menes regulerstyrke og tilgjengelige reserver. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av RME og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). Konsesjonær må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer konsesjonærens ubalanse mot avregningsansvarlig. ~~Det er også per i dag kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet.~~ IT-systemer og rutiner er i dag tilrettelagt for deltagelse og informasjonsutveksling fra balanseansvarlig på vegne av konsesjonær.

Stasjonsgruppene benyttes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehals og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/ending av nye produksjonsenheter vil systemansvarlig vurdere stasjonsgruppeinndeling basert på følgende kriterier:

- Allerede eksisterende stasjonsgrupper
- Rasjonell plassering av stasjoner i stasjonsgruppen mht. fastområder og budområder.
- Som hovedregel skal produksjon i samme stasjonsgruppe ha samme produksjonstype.

Inndeling i stasjonsgrupper gjøres i enighet med relevante konsesjonærer. I tilfeller der systemansvarlig blir gjort kjent med nye snitt som påvirker stasjonsgruppeinndeling kontakter systemansvarlig konsesjonær med sikte om å endre eller tilpasse stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper.

Balanseansvarlig skal, på vegne av konsesjonær, daglig rapportere produksjonsplan og systemdata per stasjonsgruppe for neste døgn innen kl. 16:00. Rapporteringen skal inneholde følgende informasjon per stasjonsgruppe:

~~For denne bestemmelsen skal følgende rapporteres:~~

- Produksjonsplaner, detaljerte kjøreplaner (inkludert kvartersjustering og produksjons-glatting) og systemdata skal oppgis i kvartersverdier.
- ~~Produksjonsplanen~~Systemdata skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserver.
- ~~Alle kraftstasjoner med samlet installert ytelse større eller lik 50 MVA merkeeffekt skal rapportere detaljerte kjøreplaner og systemdata for hvert aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 50 MVA pr. tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende data sendes inn:~~
 - ~~Produksjonsplan per aggregat~~
 - ~~Statikkinnstilling i % per aggregat~~
 - ~~Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (P_{maks})~~
- ~~Produksjonsplaner, detaljerte kjøreplaner og systemdata skal oppgis i kvartersverdier~~
-

Ytterligere beskrivelse av systemdataen som skal sendes inn, ~~står~~er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

For alle kraftstasjoner med samlet ytelse større eller lik 50 MVA merkeeffekt, skal detaljerte kjøreplaner og systemdata rapporteres for hvert enkelt aggregat (for vindkraft gjelder grensen på 50 MVA merkeeffekt per tilknytningspunkt). Dataene sendes inn og oppdateres samtidig som for produksjonsplaner og systemdata på stasjonsgruppenivå. For disse kraftstasjonene skal følgende informasjon rapporteres:

- Produksjonsplan per aggregat
- Statikkinnstilling i % per aggregat
- Aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (P_{maks})

~~Produksjonsplanen skal utarbeides med konstant effekt i hver time, med mindre det foreligger planlagte innmeldte produksjonsendringer innad i timen, slik beskrevet i § 8b første ledd.~~

Produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal utarbeides med konstant effekt i hver time, slik som beskrevet i § 8b første ledd. Dette gjelder med mindre det foreligger planlagte innmeldte produksjonsendringer innad i timen.

Endringer i produksjonsplanen og tilhørende systemdata skal rapporteres fortløpende etter hvert som de oppstår, og senest 45 minutter før driftstimen.

Endring av produksjonsplaner og tilhørende systemdata nærmere driftstimen enn 45 minutter tillates normalt ikke, men kan unntaksvis godkjennes. Slik unntaksvis godkjennelse er aktuelt i tilfeller hvor IKT-tekniske problemer hos konsesjonær eller systemansvarlig har forhindret eller forhindrer korrekt innsending. Momenter ved vurderingen av om systemansvarlig vil tillategjør i slike tilfellerendringer er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner i driftstimen og omfanget av IKT-problemene.

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragrafen gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar.

Systemansvarlig forventer at produksjonsplan og tilhørende systemdata oppdateres fortløpende, frem til fristen 45 minutter før driftstimen, slik at det er samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraft.

~~Da det naturlig nok er mer krevende å sørge for samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon for uregulerbar kraftproduksjon forventer systemansvarlig at produksjonsplan fortløpende oppdateres, frem til fristen 45 minutter før driftstimen, for å tilstrebe dette.~~

Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen, uavhengig av produksjonstype.

Annet ledd

~~Systemansvarlig praktiserer at v~~Ved feil i produksjonsanlegg skal det sendes ny produksjonsplan, inkludert oppdaterte systemdata, som ~~er i henhold til~~ samsvarer med faktisk produksjon. Dette gjelder selv om det ikke er mulig å utarbeide produksjonsplan som er i samsvar med konsesjonærens forpliktelser og rettigheter.

Tredje ledd

Dersom planlagt produksjon endres gjennom timen, for eksempel ved prøver, skal systemansvarlig kontaktes for endelig godkjenning. Systemansvarlig vil normalt godkjenne en forespørsel om slik endring i produksjon når kraftsystemet er i normal tilstand, uten omfattende driftsforstyrrelse eller krevende nettbegrensninger i det aktuelle området for prøven. Systemansvarlig bør informeres i god tid før prøven er tenkt å starte.

Dersom det, etter frist for oppdatering av produksjonsplan, oppstår et stort avvik mellom innsendt produksjonsplan og hva som er mulig for stasjonsgruppen å produsere, skal konsesjonær informere systemansvarlig v/Landssentralen. Systemansvarlig definerer her et stort avvik som større enn 50 MW pr stasjonsgruppe. ~~O~~men også mindre avvik skal informeres om i nettområder hvor konsesjonær er kjent med at mindre volum kan medføre overlast på enkeltkomponenter, ref. § 23 om opplysningsplikt.

3.2 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b – Planlegging av effektregulering

Første ledd

Krav om å tilby periodeskift

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig stiller krav om at det tilbys periodeskift tilsvarende planlagt produksjonsendring dersom denne overstiger terskelverdien på 25 MW. Kravet gjelder på stasjonsnivå. Planlagt produksjonsendring meldes inn gjennom budprosessen for mFRR ved bruk av budegenskapen (budattributtet) periodeskift¹. Konsesjonær kan velge å tilby kun periodeskift, uten å tilby standardproduktet for mFRR. Dersom det kun tilbys periodeskift, uten samtidig mFRR-bud, angis ingen budpris.

Systemansvarlig stiller krav om elektronisk bestilling av periodeskift. Denne løsningen krever programvare med funksjonalitet for å motta, godkjenne og returnere svar på bestillinger fra systemansvarlig elektronisk. Videre må konsesjonær installere programvare for kommunikasjon med systemansvarlig i tråd med vilkår for deltakelse i mFRR-energiaktiveringsmarkedet.

Bruk av periodeskift ved store produksjonsendringer

Systemansvarlig vil aktivere periodeskift i situasjoner der det er tydelig i driftskvarteret at planlagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og utveksling. Dette skyldes

¹ Se [BSP implementasjonsguide for mFRR energiaktiveringsmarkedet, Appendix 1.](#)

strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndteres systemansvarlig med mFRR.

Aktivisering av periodeskift brukes normalt i timer med store endringer i forbruk, produksjon og/eller utveksling.

Unntak

Systemansvarlig kan gi unntak fra å tilby periodeskift på ~~tre~~ fire ulike grunnlag:

- Generelt unntak for stasjoner bestående av kraftproduksjon uten reguleringsevne, herunder vindkraft og vannkraft uten magasin.
- Det kan gis generelt unntak for stasjoner der tekniske forhold eller krav i konsesjon gjør at det er krevende å tilby periodeskift. I slike tilfeller må en begrunnet søknad sendes til BSP@statnett.no.
- Midlertidig unntak fra å levere periodeskift for stasjoner som har forpliktelser i reservekapasitetsmarkedene som ikke vil kunne møtes dersom det tilbys periodeskift.
- Midlertidig unntak for stasjoner hvor produksjonsendring skyldes nedkjøring eller oppkjøring ved utilgjengelighet *som følge* av vedlikehold eller andre tekniske forhold.

Prising av periodeskift

Periodeskift vil prises til gunstigste pris av budpris pluss *et 3-åpåslog* i EUR/MWh og mFRR-pris. *Med påslag menes her at prisen justeres i den retningen som er mest gunstig for aktøren, dvs. opp for et oppreguleringsbud og ned for et nedreguleringsbud. Et bud med budattributt periodeskift trenger ikke nødvendigvis å være tilgjengelig for direkteaktivisering. Da kan en direkteaktivisering endre mFRR-prisen slik at den blir gunstigere for BSPen enn egen budpris pluss påslag. Det er årsaken til periodeskift prises til gunstigste av de to.*

Periodeskift som ikke er knyttet til et mFRR-bud vil kompenseres med mFRR-pris. Påslaget skal gi en kompensasjon for at BSP blir aktivert kortere enn ved en planlagt eller direkte aktivisering. Det må også være harmonisert med påslaget i Sverige. Størrelsen på påslaget er uavhengig av budpris slik at det ikke skal gi et incentiv til å sette høyere pris enn marginalpris. Størrelsen på påslaget vil fastsettes i vedtak om betaling, jf. §27.

Periodeskift som ikke er knyttet til et mFRR-bud vil kompenseres med mFRR-pris.

Kvartersplaner

For all fleksibel kraftproduksjon stiller systemansvarlig krav om kvartersplaner når sum produksjonsendringer over ett timeskift pr. konsesjonær pr. budområde er ≥ 200 MW.

Krav til kvartersplaner er faste, deterministiske krav om fordeling av produksjonsendring ved timeskift i flere like trinn rundt timeskift.

Systemansvarlig krav til kvartersplaner:

Ved store sprang i produksjonsplanen over et timeskift, skal konsesjonær dele produksjonsendringen opp som følger:

- Ved planlagte produksjonsendringer ≥ 200 MW over ett timeskift, deles opp/nedkjøring i 3 trinn. Produksjonsendringen på timeskift skal utgjøre 20-40 % av total planlagt endring, og resterende endring skal fordeles likt 15 minutter før og 15 minutter etter timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.
- Ved planlagte produksjonsendringer ≥ 400 MW over ett timeskift, deles opp-/nedkjøring i 4 like trinn med $\frac{1}{4}$ av endringen 30 minutter før timeskift, $\frac{1}{4}$ 15 minutter før timeskift, $\frac{1}{4}$ 15 minutter over timeskift og $\frac{1}{4}$ av endringen 30 minutter over timeskift. Endringen kan også gjøres som en rampingregulering over samme tidsrom, som et alternativ til trinn.

Prinsippet er symmetri rundt timeskift (like store volum kvartersjusteringer på begge sider av timeskift).

Konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver:

Produksjonsplaner med kvartersjusteringer må ses i sammenheng med konsesjonærens forpliktelser for leveranse av reserver. Ved krav om kvartersplaner gjelder følgende:

FCR

- FCR følger kvartersplanene driftsmessig.
- FCR oppgjør vil skje i henhold til timesplan

aFRR

- Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktet aFRR kapasitet. Konsesjonæren må etterstrebe å levere både forpliktelser i aFRR og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konsesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan for aktuell stasjonsgruppe.
- aFRR kan eventuelt flyttes til annen stasjonsgruppe innen samme elspotområde, men dette må da først avklares med systemansvarlig (landssentralen).

Regulerkraftbud (RK-bud)

- RK-bud må ta hensyn til konsesjonærens kvartersplaner
- Konsesjonær anmelder RK-bud hvor effektkvantum varierer per kvarter i de timene hvor det leveres kvartersplaner

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

- Kvartersplaner skal ikke redusere forpliktelse gitt av RKOM til å gi bud i RK. Konsesjonæren må etterstrebe å levere både sin RKOM-forpliktelse og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konsesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan.

Ubalansehåndtering:

Kvartersjusteringene vil praktisk sett behandles som reguleringer i balanseavregningen. Kvartersplankravene medfører dermed ikke forbruksubalanser eller produksjonsubalanser såfremt konsesjonær følger kvartersplan. Dette forutsetter at kvartersjusteringene er symmetrisk rundt timeskift, slik kravene angir at de skal være.

Konsesjonær får inntekt fra energimarkedene i henhold til sin timeplan, og godtgjøres ikke særskilt for kvarterstilpasningene som følge av kravene.

Produksjonsglatting

Formålet med produksjonsglatting er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Produksjonsglatting gir en fordeling av produksjonsendringer over timen som er bedre tilpasset kraftsystemets behov ved at systemansvarlig bestiller glatting av produksjon basert på prognoser og produksjonsplaner kvelden før driftsdøgnet.

Produksjonsglatting er en frivillig løsning som tilbys konsesjonærer som oppfyller følgende kriterier:

- Konsesjonær har jevnlig, normalt minst ukentlig, produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW per elspotområde.
- Konsesjonær har bemannet driftssentral og er i stand til å håndtere bestillinger fra systemansvarlig som beskrevet i vilkår på kveld.
- Forutsetter fleksibel produksjon.

Konsesjonærer som deltar i produksjonsglatting leverer produksjonsglatting i stedet for kvartersplaner, og fritas dermed fra krav om å levere kvartersplaner i henhold til faste krav for den del av porteføljen som stilles til disposisjon for produksjonsglatting.

Den enkelte konsesjonær må for å delta i ordningen med produksjonsglatting, bekrefte overfor systemansvarlig at denne vil delta i produksjonsglatting på de til enhver tid gjeldene vilkår. "Produksjonsglatting. Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon" er vedlegg tilretningslinjene.

3.3 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 13 - Tvangsmessig utkobling av forbruk

Første ledd

Hvem skal utarbeide og innrapportere plan for tvangsmessig utkobling av forbruk

Anleggskonsesjonærer for anlegg i eller tilknyttet regional- og transmisijsnett samt alle områdekonsesjonærer **med maksimalt lastuttak større enn 10 MW**, skal melde inn plan for tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF-plan) til systemansvarlig. Følgende unntak gjelder:

- Kraftprodusenter (med anleggskonsesjon) som ikke har sluttbrukere tilknyttet sine nettanlegg.

Frister og kriterier for innrapportering av TUF-plan

Følgende frister gjelder for innrapportering av oppdaterte TUF-planer inn til systemansvarliges webbaserte rapporteringsportal Fosweb:

- **Alle konsesjonærer skal melde inn oppdatert TUF-plan via Fosweb i henhold til gjeldende format innen 01.01.2021. Noen aktører har fått utsatt oppstart for innmelding av planer i Fosweb. For disse aktørene vil innmeldingsfrist også være 6 måneder fra løsningen i Fosweb er tilgjengelig. De aktørene dette gjelder vil få egen beskjed om dette.**
- Konsesjonær sin TUF plan skal oppdateres eller bekreftes minimum hvert tredje år.
- Konsesjonær sin TUF plan må oppdateres og innrapporteres etter:
 - Større endringer i nettbilde/driftsbilde som medfører at eksisterende TUF plan ikke lenger er relevant. Eksempler på endringer (ikke uttømmende liste) kan være endret forbruk, både med tanke på størrelse, maksimum utetid og type sluttkunde.
 - Ved vesentlige endring i konsesjonær sine områdegrensener med hensyn til eierskap/driftslederansvar, som medfører at eksisterende TUF plan ikke lenger er relevant. Eksempler på dette kan være (ikke uttømmende liste) endret selskapsstruktur, overtakelse og/eller oppkjøp av anlegg eller nedleggelse av virksomhet.
 - Øvrige endringer som medfører at eksisterende TUF plan ikke lenger er relevant.

Innhold og format for TUF-plan

Konsesjonærer skal benytte gjeldende format i Fosweb for innrapportering av TUF-plan.

Følgende informasjon skal fremgå av TUF-planen:

- Kontaktinformasjon.
Telefon og e-post til konsesjonær. Kontaktinformasjon bør være knyttet til organisasjonen, slik at endring i ansattforhold ikke krever oppdatering av TUF plan.
- Plan for TUF på grunn av effektknapphet, ref. fos § 13 annet ledd. Planen skal inneholde en trinnvis prioritert utkoblingsrekkefølge som omfatter 100% av forbruk til egne sluttbrukere. Planen **bør** beskrive trinnvis utkobling av forbruk, ved utkobling av avganger i transformatorstasjoner (typisk effektbryter i ledningsfelt og transformatorfelt tilknyttet samleskinner i stasjonen). Konsesjonærer som kun har forbruk tilknyttet distribusjonsnett (ikke regionalnett) kan i tillegg beskrive trinnvis utkobling av forbruk, ved enkeltvis utkobling av nettstasjoner dersom de mener at dette er hensiktsmessig. Lastuttak til tilknyttede konsesjonærer skal ikke inngå i TUF-planen. TUF grunnet effektknapphet vil normalt være varslet noe tid i forkant, og man har derfor hatt mulighet til å forberede utkoblingen, inklusive eventuelt delinger i nettet, i forkant av situasjonen. På grunn av bedre tid til forberedelser, kan

man i denne situasjonen foreta flere utkoblinger med til sammen større volum med mindre samfunnsøkonomiske konsekvenser enn utkoblinger på grunn av driftsforstyrrelser, ref. fos § 13 tredje ledd. For hvert utkoblingstrinn i TUF-planen skal følgende fremgå:

- Størrelse på utkobling av forbruk i MW ved vinter- og sommerlast. Vinterlast skal være iht. normal tunglast (ikke dimensjonerende maksimallast), og sommerlast skal være iht. normal lettlast (ikke minimum last).
 - Stasjon i transmisjonsnettet. Hvilke transformatorstasjoner i transmisjonsnettet vil bli avlastet ved utkoblingen.
 - Stasjon i regionalnettet. Hvilke transformatorstasjoner i regionalnettet vil bli avlastet ved utkoblingen.
 - Maksimal utetid for forbruk som inngår i utkoblingstrinnet.
 - Estimert KILE-kostnad for utkobling av forbruk. I beregning av avbruddskostnader legges til grunn satser og metodikk fastsatt av § 9-2 forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. Beregningen foretas med utgangspunkt i et ikke varslet avbrudd på 2 timer en mandag i januar fra kl. 06.00. Konesjonærer som har FASIT-programvare (typisk nettselskaper) kan benytte FASIT til å utføre beregningen.
- Plan for TUF på grunn av driftsforstyrrelse, ref. fos § 13 tredje ledd. Ved utkobling på grunn av driftsforstyrrelser er det forventet at utkoblingen må skje i løpet av kort tid. Man kan ikke forvente å få tid til omkoblinger og delinger i stort omfang. Dette kan medføre større samfunnsøkonomiske tap og større omfang av utkobling enn ved effektknapphet. TUF plan for utkobling på grunn av driftsforstyrrelser skal inneholde en trinnvis prioritert utkoblingsrekkefølge som omfatter 100 % av forbruk til egne sluttbrukere for hver hovedinnmating. Dvs. at konsesjonær må etablere en TUF-plan for hver av sine hovedinnmatninger.

Lastuttak til tilknyttede konsesjonærer skal ikke inngå i TUF-planen for driftsforstyrrelse. For de konsesjonærene som har sesongvariasjon i lasten, må TUF-planen gi utkobling ved høy last (vinter) og lav last (sommer). Planen for TUF for driftsforstyrrelse skal inneholde de samme elementene som beskrevet over for fos § 13 annet ledd (TUF-plan for effektknapphet).

Systemansvarlig kan, dersom en innsendt plan ikke oppfyller krav til innhold, format eller frister, kreve at konsesjonær reviderer TUF-planen. Dette kan eksempelvis være dersom TUF-planen ikke ansees som reell, dersom innsendte TUF-planer fra ulike konsesjonærer er i konflikt med hverandre eller dersom planen er i konflikt med andre bestemmelser i fos. Dersom konsesjonær ikke etterkommer krav om revisjon av gjenopprettingsplanen vil systemansvarlig melde dette til Reguleringsmyndigheten for energi, som brudd på forskriften.

Kriterier for prioritering av utkoblingstrinn i en TUF-plan

Systemansvarlig vil så langt det er mulig legge følgende kriterier til grunn for utkobling av forbruk i TUF situasjoner. Konsesjonærer ~~bør~~ skal derfor legge de samme kriteriene til grunn ved etablering av sine TUF-planer. Listen beskriver prioritert rekkefølge for tvangsmessig utkobling av forbruk.

1. Fleksibelt forbruk, med redusert nettariff.
2. Forbruk hvor avbrudd kun medfører samfunnsøkonomiske konsekvenser. De samfunnsøkonomiske tapene skal begrenses til et minimum.
3. Forbruk hos konsesjonær hvor avbrudd i strømforsyningen er tidskritisk. Det vil si at langvarig utkobling kan forårsake havari av produksjonsutstyr som ikke muliggjør videre drift. Forbruk hos konsesjonær som ikke er i kategorien tidskritisk vil falle inn under trinn 2 i utkoblingsrekkefølgen.
4. Forsyning til forbruk som ivaretar liv og helse.

Områdevisе TUF-planer for systemansvarlig

De innmeldte TUF-planene fra konsesjonærene benyttes i de områdevisе TUF-planene til systemansvarlig. For hvert område setter systemansvarlig opp en oversikt over tilgjengelig effekt for TUF og mulig maksimal varighet for utkobling. I denne områdevisе TUF-planen vil utkoblingene være sortert ut fra kriteriene beskrevet ovenfor. Hvert område bestemmes av naturlige delingspunkt i transmisjonsnettet og i underliggende nett.

3.4 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 14 - Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet

Femte ledd

Systemansvarlig rapporterer skriftlig til Reguleringsmyndigheten for energi dersom konsesjonær ikke oppfyller sin plikt iht. fos § 14 første ledd første punktum og annet ledd første punktum. ~~Dette gjelder også dersom konsesjonærer ikke har rapportert iht. systemansvarliges retningslinjer som angir innhold, format og frister for rapporteringen.~~ Dette gjelder dersom tiltak er idriftsatt uten mottatt vedtak fra systemansvarlig eller dersom idriftsatte anlegg ikke oppfyller krav til funksjonalitet i systemansvarliges vedtak.

Ved for sent innkomne søknader:

~~Alle søknader må påberegnes en saksbehandlingstid som beskrevet i retningslinjene for fos § 14 tredje ledd. Dersom komplett søknad sendes systemansvarlig nærmere idriftsettelse eller viktige beslutninger enn systemansvarliges saksbehandlingstid, må konsesjonær forvente å måtte utsette idriftsettelsesdato eller beslutninger i påvente av systemansvarliges vedtak. Konsesjonær må alltid beregne en svartid tilsvarende systemansvarliges saksbehandlingstid på søknaden, og kan risikere å måtte utsette idriftsettelse eller viktige beslutninger dersom dette ikke hensyntas ved innsending av søknad. Når systemansvarlig mottar søknad for sent for at systemansvarlig kan fatte vedtak før idriftsettelse av anlegget rapporteres bruddet til Reguleringsmyndigheten for energi. I vedtaket som fattes vil systemansvarlig beskrive bruddet og konsekvensene av bruddet. Vedtaket sendes i kopi til Reguleringsmyndigheten for energi.~~

Anlegg som er satt i drift uten vedtak:

Dersom systemansvarlig oppdager at anlegg er satt i drift uten at det foreligger vedtak, og konsesjonær ikke har søkt om tiltaket, tar systemansvarlig kontakt med konsesjonær for å få inn søknad. Vedtaket som fattes vil inneholde en konsekvensvurdering av at tiltaket er satt i drift uten vedtak fra systemansvarlig. Vedtaket sendes i kopi til Reguleringsmyndigheten for energi.

I forbindelse med innrapportering av anleggsdata iht. energilovforskriften § 6-1 (tidligere fos § 14a) ble det oppdaget mange tilfeller av idriftsatte anlegg som manglet vedtak iht. fos § 14. Anlegg satt i drift før 01.01.2013 vil ikke følges opp av systemansvarlig med krav om å søke vedtak iht. fos § 14.

Konsekvensvurdering ved brudd på fos § 14:

Systemansvarlig legger følgende forhold til grunn når konsekvenser av brudd på regelverket vurderes og rapporteres til Reguleringsmyndigheten for energi:

- Ville det blitt stilt funksjonskrav utover det anleggene ble installert med, dersom søknaden ble sendt inn i god nok tid før idriftsettelse?
- Hvilke konsekvenser hadde det at anleggene ble satt i drift uten at dette ble meldt til systemansvarlig?

3.5 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 21 - Systemvern

Annet ledd

Som et midlertidig tiltak vil alminnelig forsyning i distribusjonsnettene **også** kunne tilknyttes hendelsesstyrt systemvern (i regional- og transmisjonsnettene). Dette skal kun benyttes i påvente av realisering av permanente tiltak som vil øke forsyningssikkerheten i eller inn til det aktuelle området. Slike midlertidige systemvern vil kunne bli aktuelt når forbruket i et område øker uten at nødvendige forsterkninger i overføringsnettene, for å ivareta N-1 i alle driftssituasjoner, er realisert. Det kan også være aktuelt å benytte midlertidige systemvern i forbindelse med ombygningsarbeider som medfører at større områder er uten N-1 forsyning over lengre tidsrom.

Systemansvarlig legger til grunn at frekvensstyrt BFK som er installert i distribusjonsnettene for å håndtere overnasjonale hendelser ikke er bundet av annet ledd basert på NVE sin presisering ved endring av fos i 2012 (Rapport 67/2012). Alle de nordiske land bidrar med frekvensstyrt BFK for å hindre nettsammenbrudd i det nordiske kraftsystemet ved mer omfattende feil enn det som er normalt å dimensjonere for. Den norske mengden forbruk tilknyttet frekvensstyrt BFK er andelsmessig omtrent som i Sverige, Danmark og Finland. 20 % av det nordiske forbruket er tilknyttet frekvensvern og første utkoblingstrinn er på 48,8 Hz.

Fjerde ledd

Kostnader for aktivering av systemvernet

Systemansvarlig legger til grunn at systemansvarlig skal betale dokumenterte kostnader som aktøren har som følge av at vernet er aktivert, dvs. at vernet er slått på og tilgjengelig for utkobling. Eksempelvis kan aktivering av systemvern forutsette økt bemanning i de tilfellene anleggets driftssentral i utgangspunktet ikke er døgnbemannet. Betaling for aktivering av systemvern gjøres i tråd med retningslinjer for § 21 tredje ledd, avsnitt om 'Betaling for aktivering, drift og vedlikehold'.

Tidsperiode for systemvernuttløsning

Når systemvern løser ut ved hendelser eller grenseverdier som angitt av systemansvarlig, regner systemansvarlig dette som en systemvernhendelse. Systemansvarlig regner varigheten for systemvernhendelsen som tidsrommet fra utløsning av systemvern til tidspunkt for gjeninnkobling eller til det er fattet vedtak om tiltak for håndtering av konsekvensen av en langvarig hendelse, og maks 1 time. Aktuelle vedtak vil blant annet kunne være oppregulering av produksjon, endring av koblingsbilde og tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF).

Betaling for utløsning av PFK

Systemansvarlig fastsetter årlig satser for utløsning av PFK. Systemansvarlig baserer satsene på innspill fra bransjen, informasjon om kostnader og endring i konsumprisindeksen. I vurderingen av satsene vil systemansvarlig ta hensyn til systemvernets funksjonalitet, f.eks. installert ytelse og type **på**tilknyttet aggregat. **StatnettSystemansvarlig** informerer aktørene om årlige satser gjennom varsel om vedtak om betaling for produksjonsfrakobling.

Systemansvarlig vil betale for ekstra påløpte kostnader knyttet til energiubalansen i balanseavregningen som følge av frakobling. ~~Kostnadene ved påført energiubalanse som følge av frakobling~~ dekkes gjennom balanseoppgjøret. Energiubalansen, som følge av utløsning av systemvern, kompenseres som systemregulering, dvs. i henhold til aktørens anmeldte regulerkraftpris. Dersom tilgjengelig effekt ikke er anmeldt i regulerkraftmarkedet, vil aktøren normalt få muligheten til å prissette dette i etterkant. Ved hendelser før kl. 16 skal prisen foreligge i løpet av driftsdøgnet. Ved hendelser etter kl. 16 skal prisen være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn. Dersom prisen ikke blir sendt inn innen fristen, vil avviket bli prissatt iht. prinsipp for prising av produksjons-ubalanser (to-pris modellen) under gjeldende nordisk harmonisert balanseavregning.

Systemansvarlig legger til grunn at det ikke skal gis betaling utover dokumenterte utgifter. Det vil si at det ikke skal gis en gevinst for utløsning av systemvernet.

Betaling for utløsning av BFK

Ved korrekt utløsning av belastningsfrakobling (BFK) vil systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnettet. Ved fastsettelse av betalingen vil systemansvarlig legge til grunn berørte sluttbrukeres avbruddskostnader jf. Kapittel 9 i forskrift 11.mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale.

~~Kompensasjonsbeløpet skal være lik beregnet KILE. Beregningen gjøres av berørt nettkonsesjonær ved bruk av FASIT-programvare. Systemansvarlig skal deretter fatte vedtak om betaling innen rimelig tid eller etterspørre ytterligere informasjon fra berørt nettkonsesjonær. Ved fastsettelse av betalingens størrelse og betaling til berørt nettkonsesjonær vil det bli tatt hensyn til virkningen av inntektsrammereguleringen.~~

Tilfeller hvor systemansvarlig ikke betaler for systemvernhendelser

Avbrudd hos sluttbruker der systemvernet løser ut som følge av feil ~~på ved de tekniske installasjonene systemvernet, vil systemansvarlig skal~~ rapporteres som avbrudd i henhold til forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9-1 første ledd og leveringskvalitetsforskriften § 2A-3 første ledd. Dvs. at avbrudd som følge av feil ved systemvernet behandles på samme måte som andre typer avbrudd som skjer som følge av feil på anleggsdeler.

Systemansvarlig ~~v/feilanalyse~~ skal analysere og verifisere hvorvidt systemvernutløsning har vært korrekt eller feilaktig. Ved feilaktig utløsning gjør systemansvarlig konsesjonær oppmerksom på feilen og henstiller om å rette feilen.

~~Hendelser som er et resultat av feil i utstyr eller anleggsdeler som eies og driftes av Statnett medfører KILE for Statnett, og systemansvarlig vil ikke betale kompensasjon for utløsning av systemvern i medhold av fos § 21.~~

~~Systemansvarlig vil behandle utilsiktede hendelser som medfører utløsning av systemvern som øvrige anleggsfeil.~~

For feilaktig utløsning av PFK vil systemansvarlig ikke betale produsenten for kostnader forbundet med utløsning av systemvernet. Systemansvarlig legger til grunn at ~~sluttbrukeren produsenten må selv må~~ fremme krav om betaling for feilaktig utløsning av PFK mot ansvarlig anleggseier. Et slikt krav vil kunne føre frem dersom de alminnelige vilkårene for erstatningsansvar er til stede.

Innsending av data og frister vedrørende betaling for utløsning av systemvern

Vedtak om betaling for utløsning av systemvern fattes fortløpende basert på mottatt underlag fra berørt konsesjonær, ~~og senest 1. mars påfølgende år. Systemansvarlig legger til grunn at kompensasjon til aktøren betales etterskuddsvis.~~

Etter at systemansvarlig ~~ved feilanalyse~~ har bekreftet at utløsningen av systemvernet var korrekt, vil systemansvarlig fastsette betaling av kostnader basert på retningslinjene for betaling av utløsning av systemvern (fjerde ledd).

~~For BFK baseres betalingen på beregnet KILE. Beregningen gjøres av berørt nettselskap ved bruk av FASIT-programvare. Systemansvarlig skal deretter fatte vedtak om betaling innen rimelig tid eller etterspørre ytterligere informasjon fra berørt nettkonsesjonær.~~

~~Ved utløsning av BFK i regional- og distribusjonsnett vil systemansvarlig basere betalingen på kostnadskrav mottatt fra berørt nettselskap med underlag som beskriver årsak til utløsning og hendelsesforløpet, samt faktorer benyttet i beregningen av avbruddskostnader jf. Kapittel 9 i forskrift 11.mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. Systemansvarlig ber om at berørt nettselskap sender dokumentasjonen til systemansvarlig per epost til feilanalyse@statnett.no.~~

~~For PFK skal dokumentasjon på kostnader sendes til systemansvarlig som anvist i vedtak om betaling for systemtjenester varsel om vedtak – Betaling for systemvern – Produksjonsfrakobling (PFK). For konsesjonærer med PFK skal det, som anvist i varsel om vedtak - Betaling for systemvern - Produksjonsfrakobling (PFK), sendes dokumentasjon til systemansvarlig på årlige kostnader til drift, vedlikehold og aktivering av PFK funksjonene.~~

Systemansvarlig legger til grunn at krav om dekning av kostnader forbundet med systemvern foreldes etter 3 år.

3.6 Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 22 - Feilanalyse og statistikk

Generelt om systemansvarliges oppfølging av § 22

Paragraf 22 omhandler feilanalyse, rapportering og publisering av analyseresultater og statistikker. Ansvar for feilanalyse tilligger den konsesjonær som eier anleggsdel med feil, og basert på feilanalysen skal konsesjonær registrere spesifikke opplysninger gitt i vedlegg i tråd med definisjoner og retningslinjer for FASIT (Feil- og AvbruddsStatistikk I Totalnettet).

Systemansvarlig har som oppgave å forvalte landsdatabasen over feil, driftsforstyrrelser² og avbrudd for nettselskap, kraftprodusenter og sluttbrukere i det norske kraftsystemet. I tillegg er systemansvarlig tildelt oppgaven med å kontrollere enkeltrapper fra nettselskap, kraftprodusenter og sluttbrukere i eller tilknyttet regional- og transmisjonsnettet, og å ~~tilgjengeliggjøre utarbeide og publisere~~ statistikker over feil og driftsforstyrrelser på alle spenningsnivå > 1 kV.

For å forvalte dette ansvaret er det utviklet et verktøy (FASIThub³) som inneholder landsdatabasen og funksjonalitet for kontroll og etteranalyse. ~~og statistikkgenerering~~ FASIThub gir systemansvarlig mulighet til å følge opp rapporteringsfrister og -kvalitet, og ~~PQ Portal~~⁴, en egen informasjonsside på Fosweb ~~vil~~ gir konsesjonærene tilgang til å generere egne statistikker basert på datagrunnlaget i landsdatabasen. I tillegg er det utviklet et verktøy (FASITweb) for registrering og rapportering av driftsforstyrrelser hos kraftprodusenter og sluttbrukere. FASITweb kommuniserer med FASIThub, og ved behov for utveksling av informasjon med andre konsesjonærer kan FASITweb også kommunisere med andre FASIT-programmer via FASIThub.

Systemansvarlig skal ikke lage retningslinjer for hvordan konsesjonærene oppfyller sine konsesjonærforpliktelser som er direkte gitt av fos. Det er derfor flere av leddene til § 22 som ikke har tilknyttede retningslinjer.

Retningslinjer til enkelte av leddene i § 22

² Driftsforstyrrelse: Automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

³ FASIThub er systemansvarliges database og portal for mottak av FASIT-rapporter og andre meldingstyper relatert til rapporteringen. FASIThub inneholder også funksjonalitet for systemansvarliges oppfølging (kontroll, etteranalyse, m.m.) av konsesjonærenes FASIT-rapporter.

⁴ PQ Portal gir konsesjonærene tilgang til å generere statistikker basert på datagrunnlaget i FASIThub. Dette oppdateres kontinuerlig gjennom innrapportering av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger fra konsesjonærene.

Åttende ledd

Hvis det ikke lar seg gjøre å overholde rapporteringsfrist satt i første til tredje ledd, skal konsesjonær sende inn en foreløpig rapport innen angitt frist. For at systemansvarlig skal kunne vurdere om det skal gis forlenget frist, skal en foreløpig rapport minimum inneholde:

- Hendelsens starttidspunkt
- Hendelsens sluttidspunkt
- Beskrivelse (mest mulig utfyllende om hva som har skjedd, **ogsamt konsekvenser av hendelsen**)
- Registrert av (navn på den som har fylt ut rapporten)
- Type hendelse
- Anlegg der hendelsen inntraff
 - Anlegg
 - Eier
 - Systemspenning
- Merknader til systemansvarlig (årsak til forsinkelsen, og estimert **tid-til dato for levering av endelig rapport**)

Systemansvarlig setter ny tidsfrist for endelig rapport basert på informasjon fra konsesjonær og svar på tilsvarende forespørsler fra andre konsesjonærer. Konsesjonær plikter å sende inn endelig rapport innen den nye fristen. Eksempler på gyldige årsaker til utsettelse:

- Omfattende/komplisert hendelse
- Flere involverte konsesjonærer, og komplisert ansvarsfordeling
- Uvær som medfører et stort antall driftsforstyrrelser innenfor et kort tidsrom

Hvis systemansvarlig anser at årsaken til utsettelsen ikke er plausibel, vil utsettelse ikke bli gitt og konsesjonær må sende inn fullstendig rapport innen fristen.

Det vil være mulig å oppdatere en allerede godkjent rapport ved å sende inn ny versjon på et senere tidspunkt, hvis ny informasjon som påvirker rapporten blir tilgjengelig. Dette kan f.eks. gjelde resultat av ekstern analyse av havarert komponent.

Tiende ledd

Rapporteringen skal skje med godkjent FASIT programvare eller FASITweb til FASIThub. **Rapporteringstiden starter Rapporteringsfristen gjelder** fra det tidspunktet hendelsen inntraff og løper fortløpende uten forlengelse som følge av helg, helligdager, ferie, osv.

Hvilken informasjon knyttet til driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger som skal rapporteres til systemansvarlig fra konsesjonærer på ulike nettnivå, er gitt i tabellen i vedlegget til disse retningslinjene.

Følgende programvarer skal benyttes til rapporteringen:

- Konsesjonærer som har egne sluttbrukere: Godkjent FASIT programvare med funksjonalitet for beregning av avbruddskonsekvenser og generering av avbruddsrapport til **NVE RME**.
- Kraftprodusenter: FASITweb (eller fullverdig FASIT programvare). Også kraftprodusenter som har inntektsramme kan benytte FASITweb, da løsningen har funksjonalitet for å sende "Melding om hendelse" til og motta "Melding om avbrudd" fra berørte konsesjonærer.
- Sluttbrukere: FASITweb.

Både **FASIT-programmer** **FASIT programvare** og FASITweb har funksjonalitet for å generere og sende inn FASIT-rapporter og tilhørende meldinger til FASIThub. Dette skjer via overføring av meldinger maskin-maskin over en sikker forbindelse (ECP⁵).

Konsesjonær skal utpeke kontaktperson med ansvar for lokal oppfølging av analyse og rapportering av driftsforstyrrelser (FASIT-ansvarlig), og navn og kontaktinformasjon skal sendes til systemansvarlig via FASIThub.

Rapporteringspliktige sluttbrukere

Tredje ledd slår fast at sluttbrukere tilknyttet transmisjons- eller regionalnett skal rapportere driftsforstyrrelser i egne nettanlegg. Samtidig åpner tiende ledd for at systemansvarlig skal fastsette hvilke sluttbrukere dette omfatter. Systemansvarlig har satt grensen for hvilke sluttbrukere som omfattes av **rapporteringskravet** **rapporteringsplikten** til de sluttbrukere som er tilknyttet transmisjons- eller regionalnettet og som har et effektuttak over 40 MW i mer enn 5000 av årets timer.

Elleve ledd

Systemansvarlig **koordinerer** **skal bidra til koordinering av** analysen når det er feil hos mer enn én konsesjonær i en driftsforstyrrelse. Det kan også være behov for koordinering ved hendelser i nettet som gir konsekvenser for kraftprodusenter eller sluttbrukere, f.eks. utfall av last eller produksjon pga. spenningsavvik.

I tilfeller der det er behov for koordinering av analysen kan systemansvarlig be om underlag fra de involverte konsesjonærene, i tillegg til informasjon om hendelsen som allerede finnes i FASIThub. Systemansvarlig vil typisk etterspørre utdypende beskrivelse av hendelsesforløp, hendelses-/tidfølgemelderlister og vern-/feilskriveropptak. Basert på denne informasjonen og kommunikasjon med de involverte konsesjonærene vil systemansvarlig bistå med å avklare hendelsesforløp, **fordeling av avbruddskonsekvenser** **ansvarsfordeling**, og hvordan driftsforstyrrelsen skal registreres i de enkelte konsesjonærenes FASIT-rapporter. Systemansvarlig kan gi råd knyttet til **KILE**-ansvarsfordeling etter en hendelse, men har ikke myndighet til å avgjøre uenighet i enkeltsaker mellom konsesjonærer. I slike tilfeller kan saken sendes inn til **NVE RME** for avgjørelse.

~~Hvis en driftsforstyrrelse består av feil hos flere konsesjonærer, skal systemansvarlig utarbeide en summaringsrapport over hendelsen basert på konsesjonærenes FASIT-rapporter. Summaringsrapporten skal lagres i landsdatabasen i FASIThub og inngå i statistikkgrunnlaget på lik linje med en vanlig FASIT-rapport. FASIT-rapportene som er utgangspunkt for summaringsrapporten (underrapporter) vil også være lagret i FASIThub, men vil ikke inngå i statistikkgrunnlaget.~~

I henhold til fos § 23 skal de som omfattes av denne forskriften gi systemansvarlig de opplysninger som er nødvendige for å utføre den systemansvarliges oppgaver.

Tolvte ledd

Systemansvarlig kontrollerer og følger opp at rapporteringsfristene overholdes hos alle konsesjonærer. Systemansvarlig følger gjennom funksjonalitet i FASIThub opp konsesjonærenes overholdelse av kravene til feilanalyse og rapportering av driftsforstyrrelser, samt rapportering av planlagte utkoblinger som har medført avbrudd for sluttbrukere. Med feilanalyse menes i denne sammenheng undersøkelse av om vern og kontrollanlegg har fungert som forutsatt, inkludert selektivitet for involverte vern. Så langt som mulig skal også **driftsforstyrrelsens** feil og årsak(er) være analysert og dokumentert, men for forbigående feil kreves ikke annet enn angivelse av sannsynlig feilsted og årsak til feil.

⁵ ECP: Energy Communication Platform, utviklet av ENTSO-E for sikker meldingsutveksling mellom aktører

Rapporteringsplikten for produksjonsanlegg gjelder også feil i produksjonsnett (ev. med flere transformeringer) som ligger mellom produksjonsanlegg og regional- eller transmisjonsnett. Vindparker som mater inn i regional- eller transmisjonsnett omfattes også av rapporteringskravet, men feil i selve vindparken skal kun rapporteres hvis den medfører utkobling av bryter mot tilknyttet regional- eller transmisjonsnett.

Alle rapporter ~~vil bli~~ blir automatisk kontrollert ved mottak i FASIThub. Systemansvarlig vil i tillegg innen fire uker etter mottatt rapport i FASIThub etter første, andre og tredje ledd, foreta en manuell kontroll av rapporten. Kontrollen omfatter en gjennomgang av at innholdet ~~og format~~ i rapporten følger de krav som er definert gjennom retningslinjene til tiende ledd og vedlegget i kapittel 3.4. Systemansvarlig vil kontrollere rapporter fra både ansvarlig og berørte konsesjonærer i hendelser der dette ikke er samme selskap.

Det er tre mulige utfall av den manuelle kontrollen:

- Verifisert: Innholdet i rapporten er tilfredsstillende, og rapporten vil inngå i datagrunnlaget for ulike statistikker fra landsdatabasen. Et minimumskrav for å få godkjent rapporten av systemansvarlig er at alle obligatoriske opplysninger er registrert ~~på riktig format~~, og at de stemmer med beskrivelsen av hendelsesforløpet i rapporten. Hvilke opplysninger som er obligatoriske er vist i vedlegg til disse retningslinjene (kapittel 3.4).
- Avvist: Rapporten tilfredsstillende ikke kravene til en verifisert rapport. Konsesjonæren skal innen to uker oppdatere rapporten og sende den inn på nytt. Etter ny innsending ~~vil skal~~ systemansvarlig foreta ny kontroll innen to uker. En rapport som sendes inn på annen måte enn fra godkjent FASIT programvare eller FASITweb til FASIThub vil også bli avvist.
- Uavklart: Dette betyr at rapporten har mangelfull informasjon slik at systemansvarlig ikke er i stand til å foreta en fullgod vurdering. Systemansvarlig vil i slike tilfeller etterspørre tilleggsinformasjon fra konsesjonæren. Hvis slik informasjon er tilgjengelig, plikter konsesjonæren i henhold til fos § 23 å dele denne med systemansvarlig. Dette vil typisk være en mer omfattende beskrivelse av hendelsen, hendelses-/tidfølgemelderlister og vern-/feilskriveropptak. Hvis konsesjonær på forespørsel ikke sender inn nødvendig tilleggsinformasjon, kan rapporten bli avvist av systemansvarlig.

For driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet rapportert etter fjerde og femte ledd, vil format og rapportinnhold gjennomgå en automatisk kontroll ~~ved mottak~~ i FASIThub ~~ved mottak~~. Enkelte rapporter vil i tillegg bli kontrollert av systemansvarlig gjennom stikkprøver. ~~Rapporter som omhandler driftsforstyrrelser med flere involverte konsesjonærer vil bli manuelt kontrollert av systemansvarlig.~~ For hendelser i lavspenningsnett er det ikke krav om å gjennomføre feilanalyse, og eventuell frivillig rapportering av feildata på dette nettnivået vil ikke bli kontrollert av systemansvarlig.

Trettende ledd

Systemansvarlig tilgjengeliggjør statistikk gjennom PQ Portal i Fosweb, som kontinuerlig oppdateres etter hvert som FASIT-rapporter godkjennes i landsdatabasen. I tillegg publiserer systemansvarlig noen figurer og nøkkeltall om driftsforstyrrelser på Statnetts åpne nettsider. ~~Systemansvarlig publiserer årlig, med utgangspunkt i FASIT-rapportene i landsdatabasen, årsstatistikk over feil og driftsforstyrrelser på alle spenningsnivå > 1 kV.~~ Systemansvarlig vil også distribuere analyseresultater gjennom rapporter/presentasjoner av spesielle driftsforstyrrelser, fortrinnsvis til involverte aktører men også til andre aktører ved behov. Hva som kan distribueres til ulike aktører vil være begrenset av kravene knyttet til håndtering av kraftsensitiv informasjon.

Systemansvarlig har også ansvar for at Norge leverer data til ulike internasjonale statistikker gjennom ENTSO-E, og datagrunnlaget i FASIThub benyttes også til slik rapportering.

Fjortende ledd

Systemansvarlig vil ta kontakt med konsesjonærer som ikke overholder sine plikter i henhold til § 22. Dette gjelder blant annet hvis det avdekkes manglende rapportering, at rapporteringsfrister overskrides **gjentatte ganger**, eller hvis kvaliteten på FASIT-rapportene generelt er for lav. ~~Hvis denne kontakten ikke medfører noen forbedring av de påpekte forhold, vil systemansvarlig skriftlig rapportere saken til NVE for videre oppfølging.~~ Informasjon om hvordan konsesjonærene overholder rapporteringsfristene er tilgjengelig på en egen side i PQ Portal.

Femtende ledd

Ved pålegg fra **NVE RME** om etteranalyse av driftsforstyrrelser, vil systemansvarlig innhente tilgjengelig underlag fra de involverte konsesjonærer og med utgangspunkt i dette foreta en selvstendig analyse av driftsforstyrrelsen. Resultatet av analysen vil bli formidlet til **NVE RME** og de involverte konsesjonærer, og ved avvik fra konsesjonærenes egen rapportering kan de bli bedt om å oppdatere sine FASIT-rapporter **og sende de oppdaterte rapportene til FASIThub.**

Vedlegg til retningslinjene til fos § 22: Opplysninger som skal rapporteres

Vedlegget inneholder den informasjon om driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger som skal rapporteres til systemansvarlig iht. fos § 22. Registrering og rapportering skal gjøres ved bruk av godkjent FASIT programvare (nettselskap) eller FASITweb (produsenter og sluttbrukere).

Tabellen inneholder ikke obligatoriske, generelle opplysninger (rapportnummer, feilnummer, diverse identifikatorer og statuser, grunnlag for beregninger, m.m.) som settes av FASIT-programmet i forbindelse med opprettelsen av en FASIT-rapport. Kolonne "Krav fra ledd" inneholder referanse til hvilke av leddene 1-7 i § 22 den enkelte opplysning er knyttet til.

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
1	Anleggseier	Rapporterende selskap	1234567
2	Beskrivelse	Beskrivelse av hendelsesforløp og konsekvenser (fritekst)	1234567
3	Tidspunkt for hendelse	Når hendelsen startet (første bryterkobling eller alarm)	1234567
4	Varighet av hendelse	Fra starttidspunkt til sluttidspunkt	1234567
5	Type hendelse	Driftsforstyrrelse, planlagt utkobling For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>driftsforstyrrelse</i> er obligatorisk	1234567
6	Årsak	Årsak til planlagt utkobling	67
7	Anleggsdel	Den anleggsdel som er årsak til en planlagt utkobling	67
8	Anlegg der hendelsen inntraff	Eget anlegg, nettselskap, kraftprodusent, sluttbruker For sluttbrukere og kraftprodusenter: - Kun <i>eget anlegg</i> er obligatorisk	1234567
9	Eier av anlegg	Navn på selskap der hendelsen inntraff	1234567
10	Systemspenning	Systemspenning på feil- eller utkoblingssted	1234567
11	Nettnivå	Nettnivå på feil- eller utkoblingssted	124567
12	Tidspunkt for bryterkoblinger	Minimum første og siste bryterkobling i hendelsen	1234567
13	Stasjon	Navn på den stasjon bryteren som kobles er en del av	1234567
14	Bryter/sikring	Navn på bryter/sikring som kobles	1234567
15	Koblingstype	Ut, inn	1234567
16	GIK-respons	Vellykket, mislykket, GIK avslått, m.m.	1
17	Vernfunksjon	Type vern som trippet bryteren	12
18	Vernrespons, bryterrespons, totalrespons	Korrekt, ukorrekt	12
19	Medførte hendelsen avbrudd for sluttbrukere?	Avbruddskonsekvenser skal i så fall beregnes	14567
20	Medførte hendelsen samtidig manuell utkobling av alle lavspenningskurser på samme fordelings-transformator?	Dette medfører KILE-beregning selv om utkoblingen er i lavspenningsnett	7

Nr.	Opplysning	Merknad	Krav fra ledd
21	Medførte hendelsen redusert leveringskapasitet til sluttbruker i nett ≥ 33 kV? regional- eller transmisjonsnett?	Dette medfører at det skal beregnes avbruddskonsekvenser, inkl. KILE	16
22	Berørt kraftstasjon	Navn på kraftstasjon som ble berørt av hendelsen	2
23	Tapt vann	Tapt vann i vannkraftverk pga. hendelsen (MWh)	2
24	Lastutfall	Målt eller estimert lastutfall hos sluttbruker (MW)	3
25	Berørte konsesjonærer	Navn på konsesjonærer som fikk avbrudd i sitt nett som følge av hendelsen	14567
26	Antall berørte sluttbrukere	Både antall unike berørte og totalt antall sluttbrukere, for alle berørte konsesjonærer (inkl. eget selskap)	14567
27	Avbrutt effekt	Både for første delavbrudd og totalt for alle delavbrudd i hendelsen, for alle berørte konsesjonærer	14567
28	Ikke levert energi	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer	14567
29	KILE	Fordeles på kundegrupper og standardsatser/individuell avtale, for alle berørte konsesjonærer Lavspenningsnett: Kun når alle kurser kobles ut manuelt og samtidig	146(7)
30	Lengste avbruddsvarighet	Avbruddsvarighet for den sluttbruker som har vært lengst uten forsyning (tilknyttet eget nett)	14567
31	Feilsted	Navn på feilsted	1234
32	Geografiske koordinater på feilstedet	Hvis anleggsdel med feil er kjent, dvs. ikke relevant for <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i>	1
33	Kraftsystemenhet med feil	Kraftsystemenhet avgrenses av effektbrytere, og omfatter alle anleggsdeler som ligger mellom disse	12
34	Anleggsdel med feil	Anleggsdel som har feilet For sluttbrukere: - Kun <i>Krafttransformator > 100 kV</i> er obligatorisk	12(3)4
35	Komponent med feil	Kun når feilkarakter er <i>varig</i> (krever reparasjon)	124
36	AnleggsdelsID	Unik, lokal identifikator for anleggsdel med feil. Hentes fortrinnsvis fra anleggsdatabase i NIS, SCADA, FDV, DMS e.l. Ikke krav ved <i>systemfeil</i> eller <i>anleggsdel ikke identifisert</i> .	1234
37	Systemjording	På feilstedet	124
38	Feiltype		124
39	Feilkarakter	Varig, forbigående	124
40	Feilbefengte faser	0-3 faser, pluss ev. jord	1
41	Utetid	Tiden anleggsdel med feil er utilgjengelig	1
42	Ekstern feilårsak	Feilårsak som ligger utenfor konsesjonærens "område" (omgivelser, andre mennesker, m.m.)	124
43	Intern feilårsak	Feilårsak som ligger innenfor konsesjonærens "område" (teknisk utstyr, eget personell, m.m.)	124

3.7 Vedlegg til retningslinjer for fos §§ 8a og 14

Følgende dokumenter er lagt ved:

- Vedlegg til retningslinjer for fos § 8a – planlegging av produksjon
- Vedlegg til retningslinjer for fos § 14
 - Veileder for søknadsplikt
 - NVF – Nasjonal veileder for funksjonskrav.

4 Vedlegg - Oppsummering av høringsinnspill til NVF 2023

4.1 Høringsinnspill til NVF del II NETTANLEGG

REN – Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet (REN) har gitt innspill (kommentar 13) der de påpeker at begrepene vesentlig og særskilt kan forbedres. Systemansvarlig tar innspillet til følge og retter ordbruk i overskrift 7.2.5 fra særskilt til vesentlig.

REN har gitt innspill (deres kommentar nr 16) til NVF kap. 7.2.5 der de foreslår å flytte delkapittelet til etter kap. 7.2.7 fordi de mener dette vil gi en bedre forståelse av at det gjelder en særskilt forsterkning av kravene for samleskinnevern i denne typen anlegg.

Systemansvarlig er enig i at overskrifter bør samsvare logisk, men legger også vekt på at struktur skal samsvare med påfølgende kapittel. Derfor vil vi beholde struktur til overskriften som foreslått i høringsutkast NVF2023, med unntak av endring av ordet *særskilt* til i stedet *vesentlig*. Overskriften er nå; *7.2.5 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten*. Systemansvarlig velger å beholde dagens hovedstruktur på nivå 3, men i kapittel 7.2.5 har vi lagt til 2 underkapitler som gir referanser til relaterte kapitler for å forbedre forståelsen. De to nye underkapitlene på nivå 4 er:

"7.2.5.2 Kraftledning

Krav til utkoblingstider for kraftledning, se kap. 7.2.6.2 for Lavohmig eller direktejordet nett og kap. 7.2.7.2 for Isolert eller kompensert nett."

"7.2.5.2 Transformator

Krav til utkoblingstider for transformator, se kap. 7.2.6.3 for transformator med primærside tilknyttet lavohmig eller direktejordet nett og kap. 7.2.7.3 for transformator med primærside tilknyttet isolert eller kompensert nett".

REN har gitt innspill (deres kommentar 12) til NVF kap. 7.2.6 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, lavohmig eller direktejordet nett. De mener tittelen bør endres for å følge tilsvarende logikk som foregående kapittel, og anbefaler derfor å endre overskriften. Systemansvarlig mener struktur er ivaretatt, se kommentar i avsnitt over.

REN har videre gitt innspill (deres kommentar nr 17) til NVF kap. 7.2.7.1 der de uttrykker at det er unødvendig å skrive "*i nett som ikke har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten*" fordi dette allerede følger av innledning til 7.2.7.

Systemansvarlig er enig i innspillet, og justerer overskriften som foreslått, og tydeliggjør i innledende tekst hva dette kapittelet dekker (på tilsvarende måte som i kap. 7.2.6).. Dette har også blitt tatt til følge for overskrift 7.2.7.1

REN har gitt innspill (deres kommentar nr 18) til NVF kap. 7.2, de uttrykker at struktur bør forbedres for å unngå mange underkapitler ned mot 5 nivåer.

Systemansvarlig tar ikke innspillet til følge i denne omgang, men vil vurdere struktur og oversiktighet i videre arbeider med NVF.

REN har gitt innspill (deres kommentar 19) til NVF kap. 7.2.7 med kommentar om at tittel bør gjenspeile spenningsgrenser.

Systemansvarlig er enig med REN og overskrift er nå: *7.2.7 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, isolert eller kompensert systemjording*.

4.2 Høringsinnspill til NVF del III FORBRUK OG TILKNYTNING AV NETT

REN har gitt innspill (deres kommentar 20) om en mindre justering av tabell 10-4 som lister referansespenning relatert spenningsnivå i Norge. REN foreslår å fjerne frasen "tålegrense for for utstyr" fra overskrift til kolonne 5 og 6, slik at kolonnene vil angi kun 1,05 pu maksimal kontinuerlig spenning, og 1,1 pu maksimal (midlertidig) spenning 60 minutter". REN begrunner dette med at det i denne sammenheng så bør "tålegrense" knyttes til andre regelverk og installasjonsstandarder (NEK EN 60071).

Systemansvarlig er enig i høringsinnspillet og stryker formuleringen "tålegrense for utstyr".

4.3 Høringsinnspill til NVF del IV PRODUKSJONSANLEGG

4.3.1 Generelt produksjonsanlegg

Kapittel 11.3 Symboler og konstanter:

Voith Hydro AS (heretter Voith) har gitt innspill til kap. "11.3 Symboler og konstanter" der de spør om enhet for statikkinnstilling bp skal være i prosent (%).

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig tar forslaget til følge og skriver inn symbolet "%" i NVF.

4.3.2 Synkrone produksjonsenheter

Bruk av begrepet P_{maks}

Voith kommenterer:

"Hvis P_{maks} begrepet skal brukes videre og man sier at mekanisk effekt og elektrisk effekt er det samme ved maks kontinuerlig effekt for vannkraftturbin, ønsker vi at det tilføyes at: dette er ved nominell Netto fallhøyde (Hnet-rated) for vannkraftturbin.

Alternativ ønsker vi det begrepet som var etablert i FIKS og sier at $P_n = P_{maks}$ (maksimal kontinuerlig aktiv effekt en vannkraft turbin er dimensjonert for å levere kontinuerlig ved nominell netto fallhøyde). Hvordan denne definisjonen passer for kraftparker skal vi ikke uttale oss om."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at nominell effekt P_n for en vannkraftturbin er effekten som turbinen er dimensjonert og bygget for å levere kontinuerlig ved nominell netto fallhøyde (konstruksjonsfallhøyden) og nominell vannføring.

Systemansvarlig er enig i at det for vannkraftverk er behov for å presisere begrepene P_n og P_{maks} og bruken av disse fordi kravstilling flere steder i NVF knyttes til begrepene. Omfanget av disse endringene er av slik karakter at de må høres med aktørene. Vi vil vurdere innspillene når vi jobber med fremtidig revisjon av NVF.

Kapittel 12.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt, 12.1.1.1 Funksjonskrav:

Agder Energi Vannkraft AS (heretter AEVK) kommenterer:

"I krav til dimensjonerende aktiv effekt, foreslås det endre krav om operasjon i separatdrift for området $0 < P_{min}$ i inntil 15 minutter, altså kortvarig, til ikke lenger å være tidsbegrenset. Drift i lengre tid under P_{min} vil være drift utenfor turbinens driftsområde, vil kunne representere ekstra påkjenninger, slitasje eller skade, og vil være uøkonomisk bruk av tilgjengelig driftsvann. Krav om drift under P_{min} vil også være et langt strengere krav til reguleringsområde enn det som stilles i RfG 15.5.b.ii (<55% av P_{maks}). Vi mener på bakgrunn av dette at kravet fortsatt bør stå slik det står i NVF 2022. «Dersom produksjonsenheten må opereres i separatdrift, vil den i inntil 15 min kunne bli driftet innenfor hele pådragsområdet, dvs. også innenfor området $0 < P \leq P_{min}$, forutsatt frekvensstabilitet.»"

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at turbiner som hovedregel bør driftes med last høyere enn P_{min} slik at turbinene i størst mulig grad får gode driftsbetingelser (strømnings-/kavitasjonsforhold, vibrasjoner og virkningsgrader). Vi mener imidlertid at turbiner tåler å gå med last i området $0 < P_{turbin} < P_{min}$ (og det gjør de også i forbindelse med ethvert start-, opplasting-, nedlasting- og stopp- forløp).

I separatdrifter er det lasten (forbruket) i separatdriften som bestemmer hvor mye som må produseres i kraftverkene som forsyner separatdriften. Dersom kun ett aggregat forsyner separatdriftsområdet, blir aggregatets turbinlast bestemt av forbruket i separatdriften. Dersom forbruket er lavere enn turbinens P_{min} , må turbinen gå med last under P_{min} . Dersom drift under P_{min} i et slikt tilfelle ikke gjøres, må kraftforsyningen i separatområdet opphøre, dvs. separatområdet må mørklegges. Mørklegging av områder kan påføre forbrukere og industri økonomiske tap, både tap av produksjon og skader på anlegg eller produkt som lages. Det siste kan være aktuelt for f.eks. smelteverk og prosessanlegg. Dette er ikke akseptabelt; det er ikke samfunnsmessig rasjonelt. Det er årsaken til at kravet stilles.

Dersom flere aggregater forsyner separatområdet, kan lasten i de enkelte aggregatene endres innbyrdes mellom aggregatene for i størst mulig grad å oppnå best mulige driftspunkt.

Det er to typer separatdrifter, planlagte og ikke planlagte. De ikke planlagte separatdriftene oppstår i forbindelse med driftsforstyrrelser. Slike separatdrifter kan ikke planlegges på forhånd, og de er som regel av kort varighet. Ved planlagte separatdrifter vil systemansvarlig forsøke å produksjonstilpasse slik at turbinene får best mulige driftsforhold ut ifra et helhetsperspektiv.

For å ivareta forsyningssikkerheten, i tilfelle separatdriftssituasjoner, mener systemansvarlig at det er samfunnsmessig rasjonelt at synkron produksjonsenheter skal kunne drifte i hele pådragsområdet, gitt at de overnevnte forholdene for å oppnå best mulig driftsforhold blir tatt hensyn til. I driften vil man alltid forsøke å finne løsninger for å avvikle separatdrift så snart som mulig, uten ugrunnet opphold. Derfor justerer vi siste avsnitt av kapittel 12.1.1.1 til: "Dersom produksjonsenheten må operere i separatdrift, vil [produksjonsenheten i den tid som er nødvendig](#) kunne bli driftet innenfor hele pådragsområdet, dvs. også innenfor området $0 < P \leq P_{min}$, forutsatt frekvensstabilitet."

I RfG 15.5.b.ii står det:

"In the event of a power surplus, power-generating modules shall be capable of reducing the active power output from a previous operating point to any new operating point within the P-Q-capability

diagram. In that regard, the power-generating module shall be capable of reducing active power output as much as inherently technically feasible, but to at least 55 % of its maximum capacity".

Dvs. RfG 15.5.b.ii stiller krav til at:

- aggregater skal være i stand til å takle lastavslag fra et tidligere lastpunkt til ethvert nytt lastpunkt innenfor generatorens P-Q kapabilitetsdiagram.
- aggregaters iboende egenskaper skal kunne benyttes fullt ut til å takle lastavslag.
- aggregater skal takle lastavslag med størrelse som er minst 55% av aggregatets fullast.

Vannkraftaggregaters iboende egenskaper medfører at de er i stand til å takle lastavslag innenfor hele pådrags-/last-/regulerings- området $0 < P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$. Vi mener derfor at det ikke er motstrid mellom kravene i NVF 2023 og RfG 15.5.b.ii.

Kapittel 12.2.1 Fullverdig turbinregulator, punkt 12.2.1.1 Funksjonskrav:

AEVK kommenterer:

"Her foreslår Statnett i praksis å stille krav om ubegrenset reguleringsområde, ved å endre området fra å være mellom P_{min} og P_{maks} (som typisk representerer aggregatets driftsområde), til å gjelde mellom 0 - 100% av P_{maks} .

Dette vil i så fall være å stille krav om å operere utenfor driftsområde, å stille krav som er strengere enn krav stilt i RfG 15.5. b.ii ($P_{\text{min}} < 55\%$ av P_{maks}), og å stille strengere krav enn krav stilt i RfG 15.2.d.i (inntil $\pm 10\%$ avgrenset av P_{maks} og P_{min}).

For øvrig vil drift utenfor turbinens driftsområde, representere ekstra påkjenninger, slitasje og /eller skade.

Vi mener at det ikke er grunnlag for å stille et slikt krav, og at krav fortsatt bør stå slik det er formulert i NVF 2022."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil her påpeke at kravet slik det er formulert i NVF 2022 innebærer at produksjonseenheten, ved overgang til separatudrift med produksjonsoverskudd, vil regulere turbineffekten ned til P_{min} . Som følge av dette vil produksjonen opprettholdes ved P_{min} , også dersom frekvensen stiger ytterligere. Dette vil føre til ukontrollert frekvensstigning dersom forbruket i separatudriften er mindre enn P_{min} . Kravet kan derfor ikke stå slik det er formulert i NVF 2022.

Det er stor forskjell på hvor hurtig turbiner klarer å kjøre ned last. Dimensjonering av vannveier og turbintyper er her sentrale stikkord. Systemansvarlig erfarer for eksempel at det ved driftsforstyrrelser oppstår separatudrifter som inneholder både Francis- og Pelton-turbiner. Pelton-turbiner kjører lasten ned betydelig raskere enn Francis-turbiner. Pelton-aggregat vil ofte i slike situasjoner bli trukket opp i turtall som kan være betydelig høyere enn aggregatets maksimale turtall ved et fullastavslag. Generatorene på Pelton-aggregat vil i slike situasjoner gå som motorer inntil turtallet igjen er blitt lavt nok til at turbinregulator begynner å åpne turbinpådraget. Overturtallet og motordriften vil være av kort varighet (sekunder).

Av HMS-årsaker blir aggregater dimensjonert for å tåle turtall som oppstår dersom turbinen blir stående med fullt pådrag og generator som er frakoblet nettet (ingen last). Aggregater er altså dimensjonert for å tåle svært mye større mekaniske påkjenninger enn hva som oppstår ved lastavslag med fungerende turbinregulering.

Last-/regulerings-området for turbiner er innenfor området $0 \leq P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$, og turbinregulator regulerer turbinlasten innenfor hele dette last-/ regulerings-området.

Turbiner kan driftes i hele lastområdet = reguleringsområdet = $0 \leq P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$. De bør imidlertid ikke driftes over tid med null last dersom de ikke er bygget for dette. Driftsområdet $P_{\text{min}} \leq P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$ er den delen av last-/regulerings- området hvor turbiner normalt blir driftet for å oppnå god virkningsgrad, lite kavitasjon og vibrasjoner.

Systemansvarlig mener at det ikke er motstrid mellom kravstillingen i NVF 2023 og RfG 15.2.d.i/15.5.b.ii.

Systemansvarlig foreslår kravet for å sikre at:

- Forsyningssikkerheten blir ivaretatt ved overgang til separatudrifter med produksjonsoverskudd
- Forsyningen i separatområder, hvor forbruket er relativt lavt sett i forhold til installert ytelse i produksjonsanlegg som forsyner separatområdet, blir opprettholdt.

Systemansvarlig tar derfor ikke innspillet til følge.

AEVK kommenterer:

"Dersom en ved overfrekvens blir liggende i motordrift utover den tiden ledeapparatet er stengt ved 100% lastavslag, har en ingen annen mulighet for manuell lastendring enn å regulere pådraget opp. Dersom frekvensen er for høy eller stiger ytterligere, vil en oppregulering bare forverre situasjonen. For øvrig er det lite sannsynlig at man i forbindelse med lastavslag hvor man havner i motordrift med ett eller flere aggregater rekker å gjøre manuelle grep som redder eller forbedrer situasjonen. Retureffektvernet skal beskytte aggregatet mot motordrift, og bør være innstilt slik at det ikke løser ut på et 100% lastavslag, men beskytter aggregatet. Vår oppfatning er at krav fortsatt bør stå slik det er formulert i NVF 2022."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig foreslår endringen for å sikre at aggregater ikke kobles fra nettet ved overganger til separatudrifter med produksjonsoverskudd. Systemansvarlig gjør dette for å ivareta forsyningssikkerheten.

Det er stor forskjell på hvor hurtig turbiner klarer å kjøre ned last. Retureffektvern må innstilles slik at aggregater ikke blir frakoblet nettet gjennom det transiente forløpet inntil ny stasjonær frekvens er nådd. Når ny stasjonær frekvens er nådd, vil de fleste turbinregulatorene ha åpnet pådraget tilstrekkelig til at aggregatet har kommet ut av motordrift. I praksis kan det være lukketiden for det tregeste ledeapparatet tillagt en "sikkerhets-tidsmargin" som bestemmer hvor stor tidsforsinkelsen på retureffektvern må være. Retureffektvernene bør i tillegg være innbyrdes tidsselektive.

Kravet slik det er formulert i NVF 2022 innebærer at produksjonsheten ved overfrekvens regulerer turbineffekten ned til P_{min} hvoretter videre nedregulering ikke skjer, selv om frekvensen øker. Dette fører til ukontrollert frekvensstigning. Kravet kan derfor ikke stå slik det er formulert i NVF 2022.

Systemansvarlig tar ikke innspillet til følge.

Statkraft Energi AS (heretter SE) kommenterer:

"Den gjennomgående endringa bort fra respons mellom P_{min} og P_{maks} til respons mellom 0 MW og P_{maks} kan by på utfordringer, spesielt relatert til dette kravet. Er ikke realistisk at man manuelt vil kunne fange opp behovet for å justere effektsettpunktet føre et ev. retureffektvern løser ut. Det er mulig man kan løse dette ved å blokkere vernet utenom start og stopp og ev. koordinere med turbinregulatoren for å unngå tripp, men man må fortsatt sørge for at man er beskyttet mot motordrift."

Vi forstår ønsket til Statnett om å kunne benytte en større del av driftsområdet til aggregat ved frekvensvariasjon, men man må passe på at man ikke i realiteten havner i en dårligere situasjon ved at flere aggregat tripper ved overfrekvens, heller enn å bli liggende inne på et effektsettpunkt noe over 0 MW."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig foreslår endringen for å sikre at aggregater ikke kobles fra nettet ved overganger til separatrifter med produksjonsoverskudd. Systemansvarlig gjør dette for å ivareta forsynings sikkerheten.

Kravet slik det er formulert i NVF 2022 innebærer at produksjonsenheten ved overfrekvens regulerer ned til P_{\min} , og at produksjonen opprettholdes ved P_{\min} dersom frekvensen stiger ytterligere. Dette vil føre til ukontrollert frekvensstigning dersom forbruket i separatriften er mindre enn P_{\min} . Kravet kan derfor ikke stå slik det er formulert i NVF 2022.

Turbiner kan driftes i hele lastområdet = reguleringsområdet = $0 \leq P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$. De bør imidlertid ikke driftes over tid med null (eller negativ) last dersom de ikke er bygget for dette. Driftsområdet $P_{\min} \leq P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$ er den delen av last-/regulerings- området hvor turbiner normalt blir driftet for å oppnå god virkningsgrad, lite kavitasjon og vibrasjoner.

Systemansvarlig er enig i at det kan være vanskelig manuelt å fange opp behov for å endre effektsettpunkt før retureffekt-vern løser ut. Men effektsettpunkt og statikk i turbinregulatorer uten deteksjon av separatriften og parameterskift – FCR-I endres ikke ved store frekvensendringer. Effektsettpunkt vil derfor alltid være større enn 0 MW, og som regel mye større enn 0 MW. Manuell økning av effektsettpunkt vil svært sjeldent kunne forhindre utfall av aggregater forårsaket av retureffektvern i forbindelse med overgang til separatriften. Slik manuell inngripen vil derimot øke frekvensen i separatriften. Dette bør ikke gjøres siden frekvensen allerede vil være for høy.

Dersom to eller flere aggregater havner i separatriften med produksjonsoverskudd, vil det eller de aggregat som raskest kjører ned pådraget, som kan være det/de aggregat/er som har de beste nedreguleringsegenskapene, kunne oppleve retureffekt. Det er viktig at eventuelle retureffektvern ikke kobler disse fra nettet før etter at frekvensen har nådd ny stasjonær tilstand. Etter oppnådd stasjonær tilstand, dvs. etter noen sekunder, vil i de fleste tilfeller ingen aggregat gå med retureffekt, forutsatt at det ikke er for store forskjeller i ytelse og statikkinnstillinger mellom aggregatene. Det er derfor viktig at utløsetider for retureffektvern ikke er for kort. Signal om start retureffektvern bør overføres til driftssentral.

Systemansvarlig har selvsagt forståelse for at SE ønsker å beskytte aggregater mot motordrift. Men aggregater (turbiner) tåler kortvarig motordrift som kan oppstå i forbindelse med innsvingningsforløp ved overgang til separatriften med produksjonsoverskudd. Aggregater som ikke er bygget for langvarig "motordrift", dvs. fasekompensatordrift, bør beskyttes mot langvarig "motordrift", dvs. motordrift i flere minutter.

Med mindre annet er avtalt med systemansvarlig, skal overfrekvensvern være innstilt slik at aggregater ikke kobles fra nettet ved overfrekvenser som kan oppstå ved overganger til separatriften.

Systemansvarlig tar ikke innspillet til følge.

Kapittel 12.2.3 Fullverdig turbinregulator med deteksjon av separatriften og parameterskift -FCR-I, underkapittel 12.2.3.1 Funksjonskrav:

AEVK kommenterer:

"Et uforholdsmessig høyt antall av automatisk aktivering av FCR-I skjer i samkjørt drift. Da foreslåtte endring berører mange elvekraftverk der det er begrensninger i hastighet på vannføringsvariasjon og/eller begrenset kapasitet i inntaksbasseng, og/eller krav til minstevannføring, vil det være uheldig med obligatorisk endring i lastsettpunkt til $P_{maks}/2$. Vi anbefaler at det heller behovsvurderes og avtales særskilt i hvert enkelt tilfelle hvor automatisk endring av lastsettpunkt ved deteksjon av FCR-I skal være aktivert, og hva lastsettpunkt i såfall skal være.

Vi vil ellers også få påpeke at en obligatorisk endring av lastsettpunkt og nedregulering til 50% av P_{maks} er strengere enn tilsvarende krav stilt i RRG 15.5.b., og i en situasjon med overgang til separatudrift med produksjonsoverskudd vil aggregater automatisk kunne bli regulert ytterligere ned til områder utenfor turbinenes driftsområde."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig viser til forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet § 3-2 hvor det står at "systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, sørge for at spenningens frekvens normalt holdes innenfor $50 \text{ Hz} \pm 2\%$ ", dvs. normalt innenfor $49,0 \leq f \leq 51,0 \text{ Hz}$.

Ved at turbinregulatorene ved deteksjon av separatudrift og parameterskift – FCR-I gir seg selv lastsettpunkt $P_{maks}/2$, statikk 4% og legger statikkurven slik at turbinen yter $P_{maks}/2$ når f_G er 50,0 Hz, oppnås at stasjonær frekvens i separatudriften blir innenfor $49,0 \leq f \leq 51,0 \text{ Hz}$, forutsatt at det er nok tilgjengelig turbinytelse i separatområdet. Turbiner som har turbinregulatorer med denne funksjonaliteten og er innstilt som ovenfor angitt, vil også prosentvis fordele lasten helt likt mellom seg.

Systemansvarlig understreker at dersom forbruket i separatområdet er mindre enn P_{min} , vil (skal) turbinregulator(ene) regulere turbinen(e) ned slik at turbinen(e) blir gående med last under P_{min} . Slik må det være for at frekvensen ikke skal øke ukontrollert.

Turbiner kan driftes i hele regulerings-/ lastområdet ($0 < P_{turbin} \leq P_{maks}$). Hvis det er mulig, er det en fordel om turbiner over lang tid ikke driftes i et mindre gunstig pådragsområde.

Systemansvarlig er enig i at det kan være uheldig med obligatorisk endring av lastsettpunkt til $P_{maks}/2$ og 4% statikk for kraftverk som har begrensninger i for eksempel vannføringer og hastighet på vannføringsendringer gitt i manøvreringsreglement etc. For slike anlegg må konsesjonær i samarbeid med systemansvarlig velge innstillinger som ivaretar spesielle anleggsspesifikke krav og kraftsystemets behov for øvrig.

I det nordiske synkronsystemet oppstår større frekvensavvik ved utfall av store produksjonsenheter og/eller store og raske lastendringer, spesielt i utenlandsforbindelser. Den største transiente underfrekvensen har vært ca. -0,6 Hz, dvs. ca. 49,4 Hz. Innstillinger for automatisk skifte av parametersett til FCR-I har ikke vært koordinert. Systemansvarlig registrerer at det for eksempel benyttes frekvenser i området 49,6 – 49,0 Hz for modusskift.

NVF 2022 kapittel 12.2.3 underkapittel 12.2.3.1 sier at innstillingsmulighetene for FCR-I modus skal være i henhold til tabell 12-8. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal innstillingene være iht. kolonnen "Standardinnstillinger". Dvs. standard "Aktiveringsterskel – lav frekvens" er 49,0 Hz, og standard "Aktiveringsterskel - høy frekvens" er 51,0 Hz. Bruk av disse standardinnstillingene vil filtrere bort de automatiske modusskiftene som AEVK (og andre) opplever ved større effektendringer i synkronsystemet.

Systemansvarlig gjentar at vi mener det er ikke motstrid mellom kravstillingen i NVF 2023 og RfG. 15.5.b.

Systemansvarlig tar ikke innspillene til følge.

Voith kommenterer videre til kapittel 12.2.3.1:

"Eksisterende tekst for punkt v. og vi. Flyttes til kapittel 12.5.6 Dempetilsats eller nytt kapittel 12.5.8. Separatdrift funksjonalitet Spenningsregulator.

Det som isteden kan stå under V. Er: Turbinregulatoren skal senest 50ms etter deteksjon av separatdrift ha sendt signal om dette til spenningsregulator og kontrollanlegg."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at teksten i høringsutkast NVF2023 under v. og vi. flyttes til kapittel 12.5.6.

Systemansvarlig er også enig i at teksten i punkt 2, underpunkt v. i kap. 12.2.3.1 i stedet skal være: "[Turbinregulator skal senest 50 ms etter deteksjon av separatdrift ha sendt signal om dette til kontrollanlegg og spenningsregulator](#)" (som nå er ført inn i NVF2023 til godkjenning av RME).

Voith kommenterer:

"I og med at kapittel 12.2 omhandler turbinregulator er det noen ting vi kunne tenkt oss å få flyttet til andre kapitler. Det er da deler fra Kapittel 12.2 turbinregulator til kapittel 12.5 Spennings regulator og kapittel 12.7 Apparat og kontrollanlegg.

iv. Skrives om til: Deaktivering av FCR-I skal medføre at kontrollanlegg og spenningsregulator får melding om «Stivt nett» / separatdrift AV."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil i fremtiden vurdere å endre eksisterende tekst under 12.2.3.1 underpunkt 3 iv til å bli: "Deaktivering av FCR-I skal medføre at kontrollanlegg og spenningsregulator får melding om "Separatdrift AV / Stivt nett PÅ". Systemansvarlig mener at en slik endring må høres med aktørene.

Voith kommenterer:

"Turbinregulatoren kan ikke ta stilling til om spenningsregulatoren skal ha dempetilsats AV eller PÅ i separatdrift, den kan heller ikke ta stilling til om spenningsregulatoren burde bytte parametere i dempetilsatsfunksjon ved ulike separatdrift scenarier. Dette må realiseres i spenningsregulator og/eller kontrollanlegg. Turbinregulatoren skal sende signal om separatdrift til kontrollanlegg og spenningsregulator."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i Voith sin kommentar. Tabell 12-8/teksten vil i neste utgave av NVF bli foreslått endret.

SE kommenterer:

"Hvor lenge skal ev effektsettpunktet være låst? Ref. punk 2.iv. Kommer man fra $P_{maks}/2$ og statikk 4%. Kan statikken endre seg umiddelbart etter deaktivering av FCR-I?"

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig svarer at deaktivering av FCR-I gjøres etter at systemansvarlig har gitt klarsignal for dette. Normalt vil frekvensen da være ca 50 Hz. Statikken kan endres umiddelbart etter at systemansvarlig har gitt klarsignal om deaktivering av FCR-I. Systemansvarlig vil samtidig som klarsignal om deaktivering av FCR-I gis, gi beskjed om aggregatet skal gå til program eller annet effektsettpunkt. Dette innebærer at effektsettpunktet skal være låst (= skal ikke endres) før nytt effektsettpunkt er klarert med systemansvarlig.

Aker Solutions AS (heretter Hymatek) kommenterer:

"Hvorfor gjøres dette" (12.2.3.1, underpunkt 2 iv):

Systemansvarlig svarer:

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet § 3-2 sier at "*systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, sørge for at spenningens frekvens normalt holdes innenfor 50 Hz ± 2%*", dvs. normalt innenfor $49,0 \leq f \leq 51,0$ Hz.

Ved at turbinregulatorer ved deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I gir seg selv lastsettpunkt $P_{maks}/2$, statikk 4% og legger statikkurven slik at turbinen yter $P_{maks}/2$ når f_G er 50,0 Hz, oppnås at stasjonær frekvens i separatdriften blir innenfor $49,0 \leq f \leq 51,0$ Hz, forutsatt at det er nok tilgjengelig turbinytelse i separatområdet. Turbiner som har turbinregulatorer med denne funksjonaliteten, og er innstilt som angitt ovenfor, vil også fordele lasten prosentvis likt mellom seg.

For kraftverk som har begrensninger i for eksempel vannføringer og hastighet på vannføringsendringer gitt i manøvreringsreglement etc., typisk elvekraftverk, kan det være uheldig å benytte ovennevnte innstillinger. For slike anlegg må det i samarbeid med systemansvarlig velges innstillinger som ivaretar spesielle anleggsspesifikke krav og kraftsystemets behov for øvrig.

I det nordiske synkronsystemet oppstår større avvik i frekvensen ved utfall av store produksjonsenheter og/eller store og raske lastendringer, spesielt i utenlandsforbindelser. Største transiente underfrekvens hittil har vært i området -0,6 Hz, dvs. ca. 49,4 Hz.

Innstillinger for automatisk skifte av parametersett til FCR-I har ikke vært koordinert. Systemansvarlig registrerer at det for eksempel benyttes frekvenser i området 49,6 – 49,0 Hz for modusskift.

I NVF 2022 kapittel 12.2.3.1, etter punk 3, står det at; "innstillingsmulighetene for FCR-I modus skal være i henhold til tabell 12-8. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal innstillingene være iht. kolonnen «Standardinnstillinger»". Dvs. standard "*Aktiveringsterskel – lav frekvens*" er 49,0 Hz, og standard "*Aktiveringsterskel - høy frekvens*" er 51,0 Hz. Bruk av disse standardinnstillingene vil filtrere bort automatiske modusskift ved større effektendringer i synkronsystemet.

Hymatek kommenterer (12.2.3.1 underpunkt 3 iv):

"Dette punktet kan vel fjernes nå som dempetilsats bare skal blokkeres de første 15 sekundene etter at FCR-I er detektert."

Systemansvarlig svarer:

Se også svar over om innspill fra Voith til kapittel 12.2.3.1. Systemansvarlig har besluttet at punkt 12.2.3.1 underpunkt 2. v. og 2. vi. flyttes til 12.5.6.

Nytt punkt 12.2.3.1 underpunkt 2. v. blir som følger: *Turbinregulator skal senest 50 ms etter deteksjon av separatdrift ha sendt signal om dette til kontrollanlegg og spenningsregulator.*

Systemansvarlig har besluttet at dempetilsats skal deaktiveres permanent når separatdrift er detektert. Dvs. at kravet om at dempetilsatsen skal være blokkert kun gjennom det transiente forløpet, i 15 sekunder etter at FCR-I er detektert, ikke blir gjort gjeldende. Punkt 12.2.3.1 underpunkt 3 iv. kan derfor ikke fjernes.

Kapittel 12.3.1 Frekvensregulering – Små lastsprang, punkt 12.3.1.1 Funksjonskrav om transient frekvensavvik:

Hymatek kommenterer:

"Er kravet 0,65 % per % lastsprang?"

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig bekrefter at kravet er at produksjonsenheter av type D* skal ha transient frekvensavvik mindre enn 0,65% per % lastsprang. NVF oppdateres med å tilføye; *"per % lastsprang"*.

Kapittel 12.3.2 Frekvensregulering – Store lastsprang, punkt 12.3.2.1 Funksjonskrav om transient frekvensavvik

SE kommenterer:

"Bruk av ordet optimal er uheldig, spesielt i forbindelse med et skal-krav. Optimal har en matematisk definisjon som her benyttes upresist. Kan med fordel bytte ut formuleringa med: Et anleggs iboende egenskaper til å regulere ut store lastsprang skal ikke unødig begrenses."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at formuleringen *"Et anleggs iboende egenskaper skal benyttes optimalt for å regulere ut store lastsprang"* kan erstattes med formuleringen *"Et anleggs iboende egenskaper til å regulere ut store lastsprang skal ikke unødig begrenses"*, og gjør denne endringen i NVF.

Systemansvarlig tar kommentaren til følge.

AEVK kommenterer:

"Frekvensregulering store lastsprang, ble grundig behandlet i arbeidet med første utgave av NVF og en kom da fram til en beskrivelse tilsvarende slik det står i NVF 2022. Bakgrunnen var at særskilte krav til utregulering av store lastsprang er en dimensjonerende faktor ved bygging av et kraftanlegg, og krever større investeringer i vannvei, generator og bygg, enn om ikke slike krav stilles.

Ved å avgrense kravet til å gjelde type D > 30 MW, begrenset en i utgangspunktet antall aggregater hvor kravet ble gjort gjeldende til ca. 25% av antall aggregater over 1 MW, men dekket allikevel omlag 66% av total installert effekt.

* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30$ MW, se kapittel **Error! Reference source not found.** for mer informasjon

Ved samtidig å gjøre kravet behovsvurdert for type D > 30 MW, sikret en at behovet ble vurdert og kvantifisert av de som kjenner nettet, før en evt. fulgte opp med vurdering av nytteverdi og kostnad, og slik sikret relevans og kostnads-effektivitet for et eventuelt krav. Nå foreslås det at krav skal gjøres obligatorisk for alle anlegg med turbinregulator.

Dette vil i så fall innebære at antall vannkraftaggregater som omfattes av kravet tredobles, mens økning i installert effekt med denne egenskapen vil være begrenset (ca. 50%).

Videre foreslås det at kravet skal gjøres behovsprøvd, slik at byrden med å begrunne en tilpasning eller mildning av krav pålegges den enkelt produsent/ konsesjonær. Dette synes å være en lite samfunnsrasjonell tilnærming. Vi mener på bakgrunn av dette at krav fortsatt bør stå slik det står i NVF 2022."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig stiller krav om at "et anleggs iboende egenskaper til å regulere ut store lastsprang skal ikke unødig begrenses", og at "store lastsprang skal ikke resultere i at produksjonsheter frakobles nettet". Disse kravene fordrer ikke større investeringer i vannvei, bygg og generator.

Systemansvarlig har som utgangspunkt (punkt 12.3.2.2) at maksimalt transient frekvensavvik, når et aggregat er i drift ved $P_{\text{settpunkt}} = 0\% * P_{\text{maks}}$ og $f_G = 50,0$ Hz og aggregatet får et lastpåslag lik $30\% * P_{\text{maks}}$, skal være mindre enn 10%, dvs. minste transiente frekvens > 45,0 Hz. Systemansvarlig er enig i at dette kravet kan være kostnadsdrivende.

Konsesjonær kan derfor behovsprøve krav for type B, C og D. Foruten kriterier beskrevet i kapittel 2.1, vil systemansvarlig særlig vurdere:

1. Produksjonsanleggets plassering i nettet
2. Sannsynlighet for at det kan bli utsatt for store lastsprang
3. Bruk av produksjonsanlegget ved spenningssetting av nett, innkobling og opplasting av forbruk etter driftsforstyrrelser
4. Kostnader knyttet til oppfyllelse av funksjonskrav

Det norske kraftsystemet kjennetegnes av desentralisert produksjon og at mange vannkraftverk (type B, C og D) ligger slik til at de kan havne i mindre eller større separatdrifter. Ved gjenoppbygging av kraftforsyningen i et separatområde, må aggregater håndtere lastpåslag fra tomgang. Systemansvarlig vil i forbindelse med behovsprøvingen vurdere om og eventuelt i hvor stor grad krav kan mildnes.

Kapittel 12.3.2 Frekvensregulering – Store lastsprang, punkt 12.3.2.2 Praktisering av funksjonskrav om transient frekvensavvik:

AEVK kommenterer:

"Her beskrives en ny praktisering av funksjonskrav i området 0-30% av P_{maks} , et område som ligger utenfor driftsområde for de fleste vannkraftturbiner, og også en praksis som er langt strengere enn krav til P_{min} enn slik det er beskrevet i RfG 15.5.b.ii ($\leq 55\%$ av P_{maks}). 0 - 30% av P_{maks} er ellers et område som de aller fleste vannkraftturbiner ikke skal driftes i. Dersom det skal beskrives en praktisering, vil det være relevant å legge den til et sted innenfor normalt driftsområde f.eks. til 65% av $P_{\text{maks}} \pm 10\%$. I tillegg bør det ikke stilles andre krav til B,C og D < 30 MW enn at et anleggs iboende egenskaper til å regulere ut store lastsprang ikke skal begrenses unødig. Dette mener vi vil være en god og samfunnsrasjonell tilnærming, og mer i trad med krav slik de stilles i RfG 15.5.b.ii."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig gjentar at turbiner kan driftes i hele regulerings-/ last-området $0 < P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$, og at det er forbruket i separatområdet som bestemmer turbinlasten. Dersom forbruket i separatområdet er mindre enn P_{min} , må turbinen gå med last mindre enn P_{min} . Systemansvarlig erfarer regelmessig at aggregat i forbindelse med planlagte separatdrifter over lengre tid kjøres med turbinlast som kan være betydelig lavere enn P_{min} .

Systemansvarlig understreker at det norske kraftsystemet kjennetegnes av desentralisert produksjon og at mange vannkraftverk ligger slik til at de kan havne i mindre eller større separatdrifter. Ved gjenoppbygging av kraftforsyningen i et separatområde, må aggregater håndtere lastpåslag fra tomgang. Det vil ofte ikke være samfunnsøkonomisk rasjonelt å kreve at kraftverk skal kunne håndtere lastpåslag utover 30% av P_{maks} fra tomgang.

Systemansvarlig mener at det ikke er motstrid mellom kravstillingen i NVF 2023 og RfG 15.5.b.ii.

Systemansvarlig tar ikke innspillet til følge.

Kapittel 12.3.3 Frekvensregulering – Stabilitet, punkt 12.3.3.1 Funksjonskrav:**AEVK kommenterer:**

"Her beskrives et nytt krav og praktisering av funksjonskrav i området 0-100% av P_{maks} , istedenfor slik som det er gjort i NVF 2022 mellom P_{min} og P_{maks} .

Kravet som her foreslås går langt ut over driftsområde for de aller fleste vannkraftturbiner, og går også langt utover krav til P_{min} slik det er beskrevet i RfG 15.5.b.ii ($\leq 55\%$ av P_{maks}). Det mest relevante og riktige vil være å beholde tekst slik som den er formulert i NVF 2022, slik at en definerer et pådragsområde for hvert enkelt aggregat/anlegg ved P_{min} og P_{maks} . og at pådragsområdet ikke går utover driftsområde for det enkelte aggregat/ anlegg."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig gjentar at turbiner kan driftes i hele regulerings-/ last-området $0 < P_{\text{turbin}} \leq P_{\text{maks}}$, og at det er forbruket i separatområdet som bestemmer turbinlasten. Dersom kun ett aggregat forsyner separatdriftsområdet, blir aggregatets turbinlast bestemt av forbruket i separatdriften. Dersom forbruket er lavere enn turbinens P_{min} , må turbinen gå med last under P_{min} . Dersom drift under turbinens P_{min} i et slikt tilfelle ikke gjøres, må separatområdet mørklegges. Det er uakseptabelt.

Systemansvarlig mener at det ikke er motstrid mellom kravstillingen i NVF 2023 og RfG 15.5.b.ii.

Systemansvarlig tar ikke innspillet til følge.

Kapittel 12.4 – Reaktiv ytelse:**Hymatek kommenterer:**

"Vanskelig å forholde seg til at P_{maks} er definert forskjellig i forskjellige kapitler og underkapitler. Bør også være konsekvent bruk av P_{maks} og P_{max} "

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at det er behov for å gjøre endringer i definisjoner av noen begreper og å være konsekvent i bruken. Systemansvarlig vil gjennomgå flere begreper og bruken av disse til neste utgave av NVF.

Kapittel 12.4 – Reaktiv ytelse, punkt 12.4.1.1 Funksjonskrav:

Voith kommenterer:

"I og med at PCC er på ytterside av generatortrafo, betyr dette at P_{maks} er effekten som generator leverer ut på generatorterminaler minus tap i generatortrafo? F.eks P_{maks} PCC?"

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i at det er behov for å klargjøre. Dette vil bli gjort til neste utgave av NVF.

Kapittel 12.4 – Reaktiv ytelse, punkt 12.4.1.2 Praktisering av funksjonskrav til reaktiv ytelse:

Voith kommenterer:

"Her brukes begrepet P_n om P_{maks} . Vi kan ikke se at det har blitt gjort tidligere i NVF2023! F. eks P_{maksG} "

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil gjennomgå flere begrep og bruken av disse til neste utgave av NVF.

Kapittel 12.5 – Spenningsregulator, tabell 12-15:

Voith kommenterer:

"Tilføy ekstra rad i tabell. Det som kan stå her er «separatdriftfunksjonalitet» nytt kapittel 12.5.8.

I nytt kapittel 12.5.8 Separatdriftfunksjonalitet Spenningsregulator, kan dette stå:

Hvis Mvar kontroll eller Cosphi kontroll benyttes skal disse deaktiveres ved deteksjon av separatdrift og spenningsregulering skal aktiveres.

Ved deteksjon av separatdrift skal spennings sett-punkt kunne re-settes til verdi egnet for separatdrift.

Ved deteksjon av separatdrift skal det kunne defineres om dempetilsats skal være AV eller PÅ, og om det går an å velge dempetilsats AV / PÅ fra kontrollanlegg eller driftssentral i separatdrift."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil vurdere om det bør legges til en ny rad "separatdriftfunksjonalitet" i tabell 12-15.

Systemansvarlig vil også vurdere om det skal inntas et nytt kapittel 12.5.8 Separatdriftfunksjonalitet med innhold slik Voith foreslår i videre arbeid og revisjoner av NVF.

Kapittel 12.5.1 – Reguleringsmoduser, punkt 12.5.1.1 Funksjonskrav til reguleringsmoduser i spenningsregulator:

Hymatek kommenterer:

"Manuell-kontroll kan kalles *feltstrøm-kontroll/ regulering* for å være mer presis."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil vurdere om "*Manuell-kontroll*" bør kalles for eksempel "*Manuell feltstrøm-kontroll* eller *Feltstrøm-kontroll / regulering*" i fremtidig revisjon av NVF. Systemansvarlig gjør ingen justering nå.

Kapittel 12.5.5 – Begrensere, punkt 12.5.5.1 Funksjonskrav

Voith kommenterer:

"Her er begrepet P_n tatt i bruk istedenfor P_{maks} . Forslag er å gå for det ene eller det andre begrepet konsekvent gjennom kapittel for produksjonsanlegg, og tydeliggjøre hva som eksakt menes med definisjonen av P_n / P_{maks} ."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig vil gjennomgå flere begrep, herunder P_n og P_{maks} , og begrepsbruken til neste utgave av NVF. Målet vil være entydige definisjoner og konsekvent begrepsbruk i kapittel for produksjonsanlegg.

Voith kommenterer:

"Kapabilitetsdiagram korrigerer og tilføyning av informasjon. Sett fra generatoren så er den induktiv når den er overmagnetisert og leverer + reaktiv effekt. Hvis MFCL (minimum felt strøm begrenser) begrepet også skal dras inn må det tydeliggjøres at MFCL og UEL ikke er samme begrensere, selv om de opererer på negativ reaktiv effekt side. Når man tegner teoretisk og praktisk stabilitet så må det hensyntas at hvis det bare er tegnet «ett sett» med streker så gjelder de normalt sett bare for $U_g=1.00$ PU. Ved lavere generatorspenning blir stabiliteten dårligere."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig tar sikte på å endre og tydeliggjøre i henhold til Voith sine kommentarer til neste utgave av NVF. Systemansvarlig vil også vurdere om MFCL skal inntas i NVF.

Kapittel 12.5.5 – Begrensere, punkt 12.5.5.2 Praktisering om bruk av begrensere i forhold til vern i eksisterende anlegg

Voith kommenterer:

"I og med at det nevnes ulike begrensere i kapabilitetsdiagrammet kan også disse nevnes i dette kapittel. Det er en begrenser som ikke er nevnt og den tegnes typisk ikke inn i kapabilitetsdiagram, men det er V/Hz begrensere (Gen spenning / Gen frekvens) i spenningsregulator. Har Statnett tatt stilling til om denne kan / bør brukes? Den benyttes for å dra ned generatorspenning når frekvensen blir lav for å unngå metning. Vi ønsker å presisere at MFCL og UEL er to ulike begrensere som opererer med ulik input."

Systemansvarlig svarer:

Voith har V/Hz begrensere i sin spenningsregulator. Begrenseren aktiviseres når U_g når maks verdi og dersom frekvensen da begynner å synke. Funksjonen er ikke av særlig betydning for kraftsystemet. V/Hz begrenseren er ikke det samme som frekvensstatikkfunksjonen i punkt 12.5.4. Systemansvarlig vil vurdere om V/Hz begrenseren og MFCL skal inntas i fremtidig revisjon av NVF.

Kapittel 12.5.6 – Dempetilsats (Power System Stabilizer), punkt 12.5.6.1 Funksjonskrav

Voith kommenterer:

"Dempetilsats skal, med mindre noe annet er avklart med TSO, slås av og fjerne sitt bidrag i separatudrift modus i løpet av 100 ms etter at separatudrift har blitt detektert. Aktivering av dempetilsats i separatudrift med egne parametere for dempetilsats som er optimalisert for det aktuelle separatudriftsscenario kan komme som krav for bestemte anlegg fra TSO. Ved krav om dempetilsats på i separatudrift må Statnett sørge for innstillingsparametere."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig noterer at Voith ber om at systemansvarlig sørger for innstillingsparametere når det er krav om at dempetilsats er på i separatudrift. Systemansvarlig foreslår å endre NVF slik at dempetilsatsen skal være av ved separatudrift (NVF kapittel 12.5.6.1)

Kapittel 12.7 – Apparat- og kontrollanlegg, kapittel 12.7.3 Fjernstyring, punkt 12.7.3.1 Funksjonskrav

Voith kommenterer:

"For å kunne styre spenningsregulator i separatudrift kan ikke Mvar referanse benyttes, verken direkte eller indirekte. Eventuelle Mvar kontrollere og sett-punkt givning må deaktiveres slik at bare spennings sett-punkt kan benyttes. Det samme gjelder for eventuelle Cosphi funksjoner som er realisert i kontrollanlegget. For turbinregulator i separatudrift er det ulike løsninger som brukes for bidrag. Den ene er at turbinregulatoren har turtall sett-punkt = 50 Hz og så øker man lasten med lastinnstillinger. Da kan last settpunkt benyttes. Den andre løsningen som benyttes er at man opererer med turtall sett-punkt i separatudrift, da vil man ved å øke turtall settpunkt til en verdi over 50Hz få øket bidrag. Det må hensyntas at i separatudrift kan ikke aggregatet stoppes på samme måte som ved stivt ned (stopp med nedlastning). Stopp kommando som resulterer i nedlasting av effekt til null effekt før åpning av generatorbryter vil ikke fungere uten å risikere å dra med seg nettfrekvens ned. Dempetilsats (PSS) AV/PÅ i spenningsregulator, eventuelle parameterbytte i dempetilsats grunnet ulike nettkonfigurasjoner som: Stivt nett, Svakt nett, øydrift alene, øydrift med flere aggregater må kunne gis som signal til spenningsregulator. Ved signal om separatudrift fra turbinregulator skal alle funksjoner som aFRR, AGC etc. blokkeres i kontrollanlegg."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig er enig i Voith sine kommentarer, og disse vil bli hensyntatt ved videre arbeid og fremtidig revisjon av NVF.

Kapittel 13. Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonseenheter, 13.2 Verifiserende tester og kapittel 13.2.2 Krav til test av magnetiseringssystem, tabell 13-15

Hymatek kommenterer:

"Vi mener dette ikke er et fornuftig krav ettersom det i rapporten kan vises at funksjonskravene er tilfredsstillt. Det er tidkrevende å sende inn originale måledata i hvert tilfelle. Dette har ikke noe med funksjonskrav og gjøre, så vi mener det burde endres til at systemansvarlig kan i hvert enkelt tilfelle be om å få originalfilene på måledataen. Det burde også gjøres en nøye vurdering av hvilken informasjon om driftsbildet som er nødvendig for å vise at aggregatet tilfredsstiller funksjonskravene."

Systemansvarlig svarer:

Systemansvarlig behøver dokumentasjon for å verifisere funksjonskrav og for å kunne modellere kraftsystemet for dynamisk respons. Det siste er nødvendig for å kunne utvikle et robust kraftsystem.

Vi skriver i NVF tabell 13-15 at: "Alle kurver skal ha tilstrekkelig oppløsning for å kunne brukes til å sammenlikne kurveforløp med simuleringsmodell. Figurene i dette delkapittel illustrerer et minimumsnivå. I tillegg til rapport **kan** det leveres måledata fra tester i originalformat (comtrade, csv-format eller tilsvarende".

Vi bemerker at frasen "kan det leveres måledata fra tester i originalformat" gir konsesjonær mulighet til å gjøre dette, i de tilfeller konsesjonær og/ eller systemansvarlig finner det hensiktsmessig eller nødvendig for å gi tilstrekkelig oppløsning, samt for å kunne modellere kraftsystemet. Det betyr at vi er enig med Hymatek, spørsmålet fra Hymatek viser at det kan kommuniseres tydeligere når systemansvarlig kan kreve dokumentasjon av tester i originalformat. Vi tar innspillet til følge, og føyer til følgende setning i NVF:

"Systemansvarlig kan be om dokumentasjon av tester på originalformat i de tilfeller dette er nødvendig for å gi tilstrekkelig oppløsning og/eller grunnlag for modellering av dynamisk respons".

4.3.3 Kraftparker

SFE Produksjon AS har gitt innspill til NVF kap. 14.1.2.1 hvor de foreslår å stryke tabell 14-3 i sin helhet fordi den er identisk med tabell 14-2 for kraftparker med parktransformator. De påpeker også at spenningsnivåene for kraftparker uten parktransformator ikke gjenspeiler praktiske tilfeller.

Systemansvarlig tar innspillet til følge, og justerer forslag til NVF slik at rad nr. to i tabell 14-3 og fotnote under tabellen fjernes.

Blåvinge har gitt innspill til kap. 14.1.3.1 der de påpeker at foreslått endring må begrunnes skikkelig og at det ikke er tydelig hvorfor systemansvarlig velger å gå ut over standardgrenser satt i EUs tilknytningskode RfG (artikkel 13.1.a).

Systemansvarlig viser til at RfG per dags dato ikke er implementert i norsk rett, og frekvenstålegrenser må regnes som et nasjonalt krav for å sikre forsyningssikkerheten. Det norske kraftsystemet er spesielt utsatt for separatdrifter sammenlignet med andre europeiske land på grunn av høy grad av distribuert nett. Det er helt avgjørende at Statnett som systemansvarlig kan ha mulighet til å kreve utvidede stålegrenser for frekvensvariasjoner som kan oppstå som følge av overgang til separatdrift fordi dagens standardkrav i RfG ikke er tilstrekkelig for å sikre systemstabilitet ved slike hendelser. Systemansvarlig viser til utvidede krav for synkrongeneratorer, beskrevet i tabell 12-5 i kapittel 12.1.3.2, som gjenspeiler frekvensområder og tåletider som et produksjonsanlegg må kunne forvente å møte i det norske kraftsystemet. I dag stiller ikke systemansvarlig tilsvarende krav for kraftparker og HVDC-systemer, men ser at det er stort behov for å skjerpe inn kravene også for disse (gjelder både for over- og underfrekvens). Dette for å sikre at separatområder evner å holde inne også i fremtiden hvor kraftsystemet inneholder en større andel med omformerbasert produksjon.

Systemansvarlig påpeker at det i kommende revidert versjon av RfG er foreslått krav til stålegrenser for produksjonsenheter for frekvensområdet 51,5-52,5 Hz. Tåletiden skal fastsettes av den enkelte TSO.

Blåvinge har gitt innspill til kap. 14.6.2.1 der de foreslår at krav til hurtig feilstrømbidrag presiseres og tydeliggjøres. Dette gjelder blant annet før-feil spenning og måling av denne, varighet på bidrag, maksimalt bidrag, karakteristikk ved spenningsfall under 0,15 pu og ved overspenninger, overgang etter feil samt prioritering av aktiv/reaktiv feilstrøm.

Systemansvarlig ser også at den tekniske beskrivelsen og krav til hurtig feilstrømbidrag kan tydeliggjøres. Blant annet gjelder dette:

- hvor og hvordan spenningsavvik skal måles, samt varighet på bidraget
- prioritet av aktiv vs. reaktiv feilstrøm
- feilstrømbidrag ved spenningsfall under 0,15 pu og ved overspenninger
- overgang etter feilklarering

Systemansvarlig påpeker at RfG legger opp til at hver enkelt TSO selv har ansvar for å sette spesifikasjonene for flere av nevnte punkter, og er enig med Blåvinge i at det bør gis tydeligere føringer og krav for hurtig feilstrømbidrag i fremtidige revisjoner av NVF. Systemansvarlig mener det ikke blir riktig å begrense hurtig feilstrømbidrag til underspenninger. Figur 14-12 beskriver en symmetrisk karakteristikk, og skal derfor gjelde for overspenninger også. Det er sannsynlig at det vil komme krav til FRT for overspenninger i fremtidige revisjoner av EUs tilknytningskoder, og systemansvarlig vil følge med på denne utviklingen.

SFE Produksjon AS har gitt innspill til kap. 14.6.2.1 der de mener at systemansvarliges forslag om standardinnstilling på $K=4$ er for strengt.

Systemansvarlig ser at et så strengt krav kan føre til høye reaktive strømmer på moderate spenningsendringer. Systemansvarlig er kjent med at andre TSOer praktiserer en K -faktor i området 2-2,5. Systemansvarlig foreslår at kravet modereres, men at det fortsatt må være mulig å stille krav til høyere K -faktor dersom systemansvarlig anser det som nødvendig. Systemansvarlig foreslår at endring omformuleres til "*Dersom ikke annet er bestemt av systemansvarlig skal $K=2$* ".

SFE Produksjon AS og Blåvinge har gitt innspill til kap. 14.6.2.1 der de foreslår en presisering som innbærer å sette inn en forklaring av formler om begrensende faktorer for beregning av hurtig feilstrømbidrag. De mener at det ikke nødvendigvis vil være mulig å levere hurtig feilstrømbidrag under alle driftsforhold.

Systemansvarlig er enig i at det sammen med formlene bør fremkomme en presisering om at $I_{q,max}$ og $I_{q,min}$ kan begrense anleggets evne til å levere/trekke hurtig feilstrøm. Siden det er snakk om et tilleggsbidrag, vil det kunne være tilfeller hvor et anlegg allerede leverer/trekker reaktiv effekt i forbindelse med ordinær spenningsregulering, og at et anleggs evne til å levere/trekke ytterligere reaktiv effekt kan bli begrenset som følge av dette. Det totale bidraget vil også kunne være avhengig av dimensjoneringen av modulens omformer. Systemansvarlig foreslår følgende presisering i teksten: *Feilstrømbidraget ΔI_q avhenger av spenningsavviket og innstilt K -faktor som følger (innenfor kraftparkens evne til supplerende bidrag, hvor $\Delta I_{q,max}$ og $\Delta I_{q,min}$ vil kunne være begrensende):.*

Blåvinge har gitt innspill til kap. 14.6.4.1 der de påpeker at krav om nettførende egenskaper kan gå ut over kraftparkens funksjonalitet sett opp mot andre krav i kap. 14.6.2 og 14.6.3, og foreslår en presisering om at det ikke er nødvendig å overholde slike krav i tilfeller der nettførende egenskaper er påkrevd.

Systemansvarlig har forståelse for at funksjonalitet for nettførende egenskaper kan påvirke annen funksjonalitet, men påpeker at slike forhold ivaretas i dagens tekst ("*Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgås og godkjennes i den enkelte saken.*").

Systemansvarlig mener at alternativ foreslått tekst er uheldig da det kan forstås som at anlegg ikke behøver å forholde seg til kravene i kap. 14.6.2 og 14.6.3 i det hele tatt.

4.4 Høringinnspill til NVF del V HVDC-systemer

Blåvinge har gitt innspill til kap. 18.2.6.1 der de påpeker at krav om nettførende egenskaper kan gå ut over kraftparkens funksjonalitet sett opp mot andre krav i kap. 18.4.2 og 18.4.3, og de foreslår en avgrensning av andre krav (bl.a. til feilstrømsbidrag) slik at det ikke skal være nødvendig å overholde slike krav i tilfeller der nettførende egenskaper er påkrevd.

Systemansvarlig har forståelse for at funksjonalitet for nettførende egenskaper kan påvirke annen funksjonalitet, men påpeker at slike forhold ivaretas i dagens tekst ("*Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgås og godkjennes i den enkelte saken.*").

Systemansvarlig mener at den alternativ foreslått teksten er uheldig da det kan forstås som at anlegg ikke må oppfylle kravene i kap. 18.4.2 og 18.4.3 i det hele tatt.

Blåvinge har gitt innspill til kap. 18.4.2.1 der de foreslår at krav til hurtig feilstrømbidrag presiseres og tydeliggjøres. Dette gjelder blant annet før-feil spenning og måling av denne, varighet på bidrag, maksimalt bidrag, karakteristik ved spenningsfall under 0,15 pu og ved overspenninger, overgang

etter feil samt prioritering av aktiv/reaktiv feilstrøm. I tillegg foreslår de en presisering om begrensende faktorer sammen med foreslåtte formler, da det ikke nødvendigvis vil være mulig å levere hurtig feilstrømbidrag under alle driftsforhold.

Systemansvarlig ser også at den tekniske beskrivelsen og krav til hurtig feilstrømbidrag kan tydeliggjøres. Blant annet gjelder dette:

- hvor og hvordan spenningsavvik skal måles, samt varighet på bidraget
- prioritet av aktiv vs. reaktiv feilstrøm
- feilstrømbidrag ved spenningsfall under 0,15 pu og ved overspenninger
- overgang etter feilklarering

Systemansvarlig påpeker at RfG legger opp til at hver enkelt TSO selv har ansvar for å sette spesifikasjonene for flere av nevnte punktene, og er enig med Blåvinge i at det bør gis tydeligere føringer og krav for hurtig feilstrømbidrag i fremtidige revisjoner av NVF.

Systemansvarlig mener det ikke blir riktig å begrense hurtig feilstrømbidrag til underspenninger. Figur 18-8 beskriver en symmetrisk karakteristikk, og skal derfor gjelde for overspenninger også. Det er sannsynlig at det vil komme strengere krav til FRT for overspenninger i fremtidige revisjoner av EUs tilknytningskoder, og systemansvarlig vil følge med på denne utviklingen.

Systemansvarlig er enig i at det sammen med de foreslåtte formlene bør fremkomme en presisering om at $I_{q,max}$ og $I_{q,min}$ kan begrense anleggets evne til å levere/trekke hurtig feilstrøm. Systemansvarlig foreslår følgende presisering i tekst: *Feilstrømbidraget ΔI_q avhenger av spenningsavviket og innstilt K-faktor som følger (innenfor HVDC-systemets evne til supplerende bidrag, hvor $\Delta I_{q,max}$ og $\Delta I_{q,min}$ vil kunne være begrensende):*