

## Elvias innspill til høring om retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

*Elvia takker for muligheten til å gi innspill til en omfattende høring om retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret. Det er gjort et grundig arbeid fra Statnett sin side, men vi mener retningslinjene kunne blitt mer balansert dersom konsesjonærene hadde vært mer delaktige i prosessen. Etter vår oppfattelse beskriver forslaget en sterk involvering av Statnett langt ned i lokale nett. Når retningslinjene i tillegg oppleves som uklare, kan det føre til ansvarspulverisering. Dette er svært uheldig, særlig i krisesituasjoner. Vi mener at Statnett bør fokusere mer på et godt grensesnittsarbeid mellom systemansvarlig og konsesjonærer framfor å legge føringer for driften av lokalt og regionalt distribusjonsnett.*

Vi viser til høring om retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret som ble sendt ut 11.11.2019. Statnett som systemansvarlig har utarbeidet forslag til nye retningslinjer for følgende paragrafer i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos):

- § 7 om overføringsgrenser
- § 9 om regulerstyrke og effektreserve
- § 11 om marked for regulerkraft
- § 12 om anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser
- § 13 om tvangsmessig utkobling av forbruk
- § 14 om fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet
- § 15 om spenningsregulering og reaktiv effekt
- § 16 om koblingsbilde
- § 17 om samordning av driftsstanser
- § 18 om målinger og meldinger
- § 20 om vern og reléplanlegging
- § 22b om rapportering av spenningskvalitet

Elvia vil i det følgende gi våre innspill til høringen.

### **Retningslinjene bør ta inn over seg ytterligere krav som kommer i EØS-lovgivningen, og beskrive hvilke paragrafer som vil påvirkes av implementeringen av tredje pakke i norsk rett**

Elvia er bekymret for at Statnett ikke tar inn over seg endringer som kommer i tråd med implementeringen av tredje energimarkedspakke. Vi mener det er tidkrevende og kostnadsøkende for oss alle å gå gjennom høringsrunder nå som ikke inkluderer eller beskriver endringer som er nødt til å komme om kort tid.

Vi viser videre til Energi Norges utfyllende beskrivelse av forholdet mellom hhv. fos, tredje pakke, tilknytningskoder og etter hvert fjerde energimarkedspakke.

## **Elvia mener generelt at høringen bærer preg av at Statnett legger inn krav for driften av kraftsystemet, framfor å gi retningslinjer i samhandling med konsesjonærene**

Forslaget til retningslinjer er etter vårt syn uklart med tanke på hva som er krav og ikke. Retningslinjene bør konkretisere og avklare teksten i fos. De bør også støtte opp under intensjonen i andre forskrifter, som for eksempel kraftberedskapsforskriften (kbf), noe vi oppfatter at forslaget ikke gjør.

Etter vår oppfattelse, beskriver forslaget en sterk involvering av Statnett langt ned i lokale nett. Når retningslinjene i tillegg oppleves som uklare, kan det føre til ansvarspulverisering. Dette er svært uheldig, særlig i kritesituasjoner.

Retningslinjene bør utformes slik at deler av det ansvaret som systemansvarlig har, delegeres til lokale DSOer. Resultatet av den jobben den enkelte DSO utfører i sitt område bør følges opp på et overordnet nivå og ikke detaljstyres i den grad som høringsutkastet beskriver. Det er behov for lokalkompetanse i utøvelse av systemansvarsfunksjonen, både i normaldrift og kriser (jf. Kbf). Dette forholdet vil bli ytterligere forsterket ved mer lokal produksjon og mer elektrifisering i de kommende år. Forsyningssikkerheten og samfunnssikkerheten blir bedre med flere sterke fagmiljøer som samlet utgjør funksjonen systemansvarlig, sammenlignet med en sentralisert TSO som skal detaljstyre alt og ha oversikt over alle driftsforhold i hele landet.

## **Retningslinjene til §7 Overføringsgrenser bør vise at den enkelte konsesjonær kan bestemme overføringsgrenser i regionalt distribusjonsnett**

I 3.1.1.2 beskrives det at nettet i hovedsak driftes etter N-1 prinsippet. I transmisjonsnettet er dette riktig, men ikke i regionalt distribusjonsnett. Her kommer det klart frem at systemansvarlig ikke har forståelse for drift av regionalt distribusjonsnett. Antall punkter som ikke driftes etter dette prinsipp blir rapportert i KSU. Det bør fremkomme av teksten at dette gjelder transmisjonsnett.

Videre står det at dersom konsesjonær ønsker å opprettholde et koblingsbilde som kan medføre overskridelser av maksimale overføringsgrenser, kan det inngås avtaler. Da er spørsmålet hvem som kjenner regionalt distribusjonsnett best. Vi mener det er anleggseier som bør bestemme overføringsgrenser. Vi er derfor positive til endringen som er beskrevet i 3.1.1.6 da det ikke lenger er systemansvarlig som skal fatte vedtak. Imidlertid mener vi teksten i 3.1.2.1 strider mot dette prinsippet da det er konsesjonærene som sitter med bevisbyrden. Teksten i 3.1.2.1 bør derfor endres.

## **Retningslinjene til § 12 Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser er uklare mtp. nettnivå den skal gjelde for og når det er behov for å inkludere systemansvarlig i koordineringen**

### *Første og andre ledd*

Innledningsvis vil vi påpeke at det er uklart hvilke nettnivå paragrafen gjelder for. Det bør beskrives hva som menes med regionalt distribusjonsnett, og hvilket nettnivå Statnett mener de skal motta gjenopprettingsplaner for. Vår mening er at det kun skal sendes inn planer der det er grensesnitt mot transmisjonsnett, men det er ikke det som nå er beskrevet.

Vi vil også påpeke at dagens praksis fungerer godt. Kommunikasjon mellom de ulike sentralene er det absolutt viktigste i alle hendelser. Planlagte driftsstanser blir normalt koordinert med alle berørte parter, uten innblanding fra systemansvarlig, så sant det ikke er grensesnitt mot transmisjonsnett.

Å konferere med systemansvarlig ved alle hendelser i regionalt distribusjonsnett vil forsinke gjenopprettingen og være et forstyrrende element i en stresset situasjon. Vi stiller oss undrende til at Statnett har ressurser og kompetanse til å vurdere gjenopprettingsplaner i regionalt distribusjonsnett.

Det fremstår videre uklart hvilket detaljnivå gjenopprettingsplanene skal ha. I utkastet til retningslinjer beskrives det at det skal lages planer for alle uforutsette hendelser. Ved høy grad av detaljering vil antallet planer øke betydelig, og i realiteten gå mot uendelig. Det vil være lite hensiktsmessig å lage planer ned på komponentnivå. Her må det beskrives bedre hvilke planer systemansvarlig egentlig er ute etter.

#### *Syvende ledd*

Innmelding av planer skal skje i Fosweb. Funksjonalitet skal utvikles på dette området. Det er viktig at innmeldingen blir så smidig som mulig. Her må det være mulig å konvertere eller kopiere inn data. Tidligere erfaring fra Fosweb er at det legges opp til mye tasting og innskriving av data. Det må unngås – og særlig om fristen skal være 31.12.2020.

#### **I retningslinjene til § 13 Tvangsmessig utkobling bør den enkelte DSO få mulighet til å lage egne planer**

Slik vi oppfatter forskriften skal innrapporteringen av TUF-planer skje i spesielle driftssituasjoner og innen kort tid. I slike situasjoner vil det være umulig å selektere på kundegrupper; det må kobles ut på et høyt nivå når det skal ageres raskt. Et fornuftig nivå vil da være avganger i innføringsstasjoner eller hele trafostasjoner av gangen.

I feilsituasjoner der man opplever at regionalt distribusjonsnett lokalt ikke har kapasitet til å overføre tilstrekkelig effekt etter gjenoppbygging, vil det være nødvendig å rasjonere. I slike tilfeller kan man mer planmessig veksle mellom kundegrupper etter de planer man har. Det er imidlertid noe uklart hva systemansvarlig tilfører i en slik situasjon, og vi foreslår at dette håndteres av den enkelte DSO. Statnett kan selvsagt få innsyn i planverket.

#### **Elvia mener at retningslinjene til § 14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet og NVF går for langt i å sette krav, framfor å gi en veiledning**

Vi viser til vedlegget der vi har gjennomgått § 14 og NVF. Av praktiske årsaker har vi oppsummert innspill fra Elvia sør og Elvia nord i hver sin tabell.

#### **Dersom konsesjonæren selv skal få ansvar for at grensene oppfylles, må retningslinjene til § 15 Spenningsregulering og reaktiv effekt beskrive hvordan konsesjonæren får tilgang til relevante virkemidler og nødvendig informasjon**

Ulike konsesjonærer vil ha ulike utfordringer knyttet til denne paragrafen. Flyt av reaktiv effekt og spenningsforholdene i nettet påvirkes av lastforhold, koblingsbilde, import/eksport og handlingene til de aktører som har grensesnitt til et nett. Slik vi ser det er retningslinjene uklare når det gjelder hvilke konsesjonærer som har ansvaret for hva.

#### *Femte ledd*

Hvilken konsesjonær har ansvaret for at grensene i første ledd oppfylles? Vi mener det bør være den som sitter på de sterkeste virkemidlene og nødvendig/mest informasjon over framtidig lastforhold, koblingsbilde, produksjon og eksport/import. Med dagens tilgang på virkemidler og informasjon har ikke DSO mulighet til å ta et slikt ansvar. Basert på dagens praksis er det kun Statnett som henholdsvis nettkonsesjonær og systemansvarlig som kan gjøre dette, fordi:

- Systemansvarlig fastsetter spenningsgrenser i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. Transformatorene i grenseskillet mellom transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett regulerer spenningen i regionalt distribusjonsnett og disse transformatorene eies og driftes av Statnett.

Spenningsnivået på sekundærsiden av disse transformatorene har betydning for utvekslingen av reaktiv effekt mellom transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett.

- Systemansvarlig setter opp produksjonsplaner for produsentene og er den eneste aktøren som sitter med et helhetlig bilde på hvilke muligheter som er til stede for å utnytte produksjonsanleggene til å regulere spenning og reaktiv effektflyt fra time til time.
- Systemansvarlig sitter med informasjon over eksport time for time. Store endringer i effektflyt og effektretning vil påvirke spenningen i transmisjonsnettet og sekundært i regionalt distribusjonsnett.

Forutsetningen for at DSOer/konsesjonærer i regionalt distribusjonsnett skal kunne håndtere flyt av reaktiv effekt i eget nett, utveksling av reaktiv effekt mot transmisjonsnettet, samt spenningsregulering, er at virkemidler og tilgang til nødvendig informasjon er på plass. Retningslinjene må i så fall beskrive dette.

### **Av hensyn til effektiv drift hos systemansvarlig og konsesjonær bør ikke koblinger og driftsstanser som ikke påvirker andre meldes til systemansvarlig**

Vi oppfatter at i §§ 16 og 17 retter forskriften seg mot grensesnittet mellom flere konsesjonærer. Koblinger og driftsstanser som ikke påvirker andre konsesjonærer blir i dag ikke meldt systemansvarlig, og vår oppfatning er at dette må videreføres. Vi mener at det i retningslinjene kan formuleres noe om at konsesjonær og systemansvarlig i samarbeid blir enige om hvilke snitt dette skal gjelde. I de tilfeller der konsesjonær er trygg på at koblinger/driftsstanser ikke får konsekvens for andre konsesjonærer er det ikke hensiktsmessig å melde dette inn til systemansvarlig av hensyn til effektiv drift både hos systemansvarlig og konsesjonær.

### **Retningslinjene til § 16 Koblingsbilde bør ta inn over seg at det er konsesjonærene selv som best håndterer normaldrift og feilsituasjoner i regionalt distribusjonsnett**

Høringsutkastet beskriver høy grad av involvering i driften av regionalt distribusjonsnett fra Statnett sin side, samt omfattende rapportering både ved planlagte koblinger og i feilsituasjoner. I feilsituasjoner vil denne involveringen kunne bidra til unødige uklarheter og forsinkelser. Særlig i større feilsituasjoner som berører flere deler av landet vil Sentralene til Statnett fort bli en flaskehals.

I første ledd står det at systemansvarlig skal vurdere koplingsbilde ut fra værforholdene og sansynlighet for feil. Er systemansvarlig best kvalifisert til å ta denne vurderingen i de ulike deler av landet? Lokal DSO bør ha myndighet til å bestemme det mest hensiktsmessige koplingsbilde under de til enhver tid gjeldende driftsforhold. Endringer i koplingsbilde og eventuelle endringer i overføringsgrenser som følge av dette, rapporteres til systemansvarlig slik at produksjon kan tilpasses. Koordinering av spolestillinger i regionalt distribusjonsnett bør være DSO sitt ansvar og trenger ikke involvering av systemansvarlig.

### **Elvia anser forenklet behandling som ikke berører andre konsesjonærer, jf. retningslinjene til § 17 Samordning av driftsstanser, som unødvendig**

#### *Første ledd*

Vi anser forenklet behandling som ikke berører andre konsesjonærer som unødvendig da disse driftsstansene ikke meldes inn. Innmelding av driftsstanser uten utkobling vil føre til unødvendig mye byråkrati og gi lite nytte. Vår erfaring er at AUS og arbeid nær ved utgjør liten risiko i forhold til omfang.

#### *Andre ledd*

«(...) Antall samtidige driftsstanser som kan håndteres av ansvarlig driftssentral. Antall samtidige koblingsoppdrag kan ikke overstige antall arbeidsplasser for leder for kobling (...)». En leder for kobling (LFK) kan ha flere pågående koblingsoppdrag der dette er hensiktsmessig. Det kan være store tidsluker i et pågående koblingsoppdrag. En LFK må selv kunne vurdere hvor mange koblingsoppdrag som er forsvarlig å utføre samtidig.

Gjeldende praksis når det gjelder gjennomføring av arbeid innenfor en vedtatt driftsstans er at systemansvarlig ikke involverer seg i dette. Denne praksisen anbefales videreført.

**Retningslinjene til § 22b Rapportering av spenningskvalitet bør beskrive hvordan systemansvarlig skal vurdere samfunnsøkonomisk kostnad og nytte ved ytterligere krav til rapportering**

Elvia er positive til en modernisering av databasen og automatisk rapportering som bidrar til effektivisering hos alle parter. Samtidig har innrapportering av spenningskvalitet pågått noen år, og Elvia mener dette ville vært riktig anledning til å vurdere samfunnsøkonomisk kostnad og nytte, og videre vurdere om innrapportering skal fortsette eller avvikles.

Når systemansvarlig gis myndighet til å endre format, innhold, metode for rapportering mener Elvia at betydelige endringer som kan være kostnadsdrivende og/eller tidsdrivende for konsesjonærer og/eller systemansvarlig må vurderes, dokumenteres og forsvares ut fra et samfunnsøkonomisk ståsted for å holde kostnadene på et så lavt nivå som mulig.

**Elvia håper våre innspill blir tatt godt imot og tatt hensyn til i videre utarbeiding av retningslinjene til utøvelsen av systemansvaret**

Vi håper de endelige retningslinjene bærer mindre preg av systemansvarliges krav til underliggende nettnivå enn høringsutkastet. Kraftsystemet blir bedre ivaretatt dersom systemansvarlig og konsesjonærer samarbeider og får tilgang til nødvendige virkemidler for å drifte kraftnettet på våre respektive nettnivå. Vi bidrar gjerne med innspill direkte til de forskjellige paragrafene dersom det skulle være ønskelig.

Med vennlig hilsen

Kristin Lian  
Adm. dir

Kjersti Vøllestad

*Dokumentet sendes ut uten underskrift. Dokumentet er godkjent i henhold til interne rutiner. Dok nr 8728224*

Vedlegg: Kommentarer til NVF og § 14 fra Elvia

## Vedlegg – kommentarer til NVF og § 14

### Elvia sør

Relevant NVF kapittel	Kommentar	Anbefaling
3.6.1.2	Behandlingstid av søknad må påregnes 8-12 uker. Det foreligger imidlertid ikke konkret krav om når søknaden senest må være systemansvarlig i hende. Sett i relasjon til NVE sin behandlingsprosess vil det si at konsesjonæren kan få konsesjon for tiltaket hos NVE før systemansvarlig har ferdigbehandlet søknaden. Eventuelle krav om endring som går på tvers av konsesjonsvedtaket, vil kunne medføre forsinkelse i videre fremdrift og kostnadsøkning.	Det bør oppgis konkret når søknad i ht. §14 skal være systemansvarlig i hende.
4.2.4	Krav: 20% overlaster i 15 min. ref. nominelle verdier. Nominell belastning gir 90 grader i PEX-kabel. Skal kabel klare nevnte overlaster må PEX-temp overskride 90 grader. En forutsetning for oppfylle kravet er at det tillates en kortvarig temperatur på mer enn 90 grader ved PEX-kabel. Enkelte produsentene kan godkjenne en kortvarig temperatur økning til 105 grader.	Man må oppgi en forutsetning om forhåndslast som er lavere en nominell belastning. Samme krav for komponenter i koblingsanlegg beskriver en fârhåndslast på 70 % av termisk grenselast. Den samme forutsetning på 70 % av termisk grenselast/nominell last må komme inn for kabelanlegg.
5.1.1/5.1.1.1/5.1.1.2	Det er krav om autonome anleggsdeler som også inkluderer egen objektmaskin og vern. I forbindelse med digitale kontrollanlegg med prosessbus har det vært snakk om å samle vernfunksjoner for flere felt i en boks. Slik paragrafen er nå vil man ikke tillate å samle vern fra flere felt i en boks. Det er kanskje greit nå, men noe man kan diskutere i fremtiden.	Åpne for at med prosessbus kan kontrollanlegg inkl. vern ha en sentral plassering.
5.1.2.2	Nest siste avsnitt beskriver "funksjonalitet med synlig brudd (skillebryter)" - FEF åpner for at kravet om synlig brudd kan renoseres på f.eks. i gassiolerte anlegg, man aksepteres en pålitelig stillingsvisning. Kravet her om synlig brudd må tas bort. Skrivefeil i første del av siste avsnitt i dette kapittelet.	Endre "synlig brudd" til "-inkludere brytere som i åpen posisjon har en isolasjons distanse i henhold til spesifikke spenningskrav (skillebryter) Fjern tekst "krav e" i siste avsnitt
5.2.1	Skal komponenter ha merkestrøm som dekker også kortvarig termisk grenselast for linje/kabel/transf?. Er det vanlig å spesifisere overlaster på brytere?	Endre tekst til: "Endepunktskomponentens ytelse skal dimensjoneres for tillatt kontinuerlig overføringsgrense, og for kortvarig termisk grenselast i 15 minutter for kraftledning, kabel og transformator"

5.3.1.3	Spole på 300 A er altfor stor for f.eks. en 40 MVA transformator med primærspenning 132 kV, hvor merkestrøm er 175 A. Dette vil bety at $\geq 110$ kV viklingens nøytralpunkt må dimensjoneres sterkere enn fasene. Riktignok er det oppført inntil 300 A, men i punktet under 5.3.1.4 behovsprøving er inntil tatt ut og det skal søkes om unntak for alle spoler under 300 A. Noe som er unødig byråkrati.	Det bør innføres en kommentar om at spolestørrelse tilpasses nettet og transf. størrelse. Et akseptabelt/normalt dimensjoneringskrav for nullpunktet vil være en spolestrøm til $\geq 110$ kV viklingens nøytralpunkt tilsvarende merkestrøm for transformatoren, begrenset oppad til 300 A. Man bør forstette kravet fra FIKS'en
5.3.1.4	Dette kravet vil medføre at man må behovsprøve alle transformatorer som skal installeres i regionalnettet $\geq 110$ kV. Kravet er feil for transformatorer i regionalnettet fordi kravet uten behovsprøving overstiger merkestrøm for transformatorstørrelser som vanligvis benyttes i regionalnettet. Kravet om 300 A spole er unødvendig og medfører unødvendig arbeid og byråkrati for å søke behovsprøving for noe det ikke burde være nødvendig å søke behovsprøving for.	Endre kravet om behovsprøving kun til å omfatte transformatorer som ikke tilpasses spole (uten henvisning til spolestrøm) eller dempevikling. Dvs. ta bort helt formuleringen om <i>"Eventuelt kan behovsprøvingen akseptere transformator med et nøytralpunkt som har lavere kapasitet enn spolestrøm 300 A til <math>\geq 110</math> kV viklingens nøytralpunkt."</i>
5.5.1.3	Ref. pkt. 2: Det er uklart hvordan man skal forstå dette kravet. Hvorfor ha et krav som regulerer spoleytelse til mellom 1 og 300 A? Krav til spolens ytelse må ses i sammenheng med nøytralpunktet (transformatoren) spolen er tilknyttet. Normalt vil nøytralpunktet i regionalnettet ikke være dimensjonert for spoler inntil 300 A. Aktuell spoleytelse må defineres gjennom en kombinasjon av kompenseringsbehov og nøytralpunktets ytelse. Funksjonskrav om spolens ytelse er angitt som et generelt krav, mens funksjonskrav for transformatorens nøytralpunkt gjelder for tilkobling til nøytralpunkt med systemspenning $\geq 110$ kV. Det må være samsvar mellom krav til transformator og krav til spole. Da krav til transformator også kan behovsprøves bør eksplisitte krav til spoleytelse utgå. Alternativt kan punktet omskrives til at spolens ytelse må tilpasses det aktuelle nøytralpunktet den skal tilknyttes.	5.5.1.3 pkt. 2: Det er uklart hvordan man skal forstå dette kravet. Er 300 A den maksimale ytelsen en spole kan ha? Normalt vil nøytralpunktet til transformatorer i regionalnettet ikke være dimensjonert for spoler på 300 A. Kravet må derfor også ses i sammenheng med transformatorytelsen. Et alternativ er da å skrive om punktet til at spolens ytelse må tilpasses det aktuelle nøytralpunktet den skal tilknyttes. Eventuelt med en tilleggskommentar om at spolen ikke skal overskride 300 A selv om transformatoren tillater større ytelser.  5.5.1.3 pkt. 4: Det kravet må utdypes. Hva menes med distribuert plassering? Generelt er det krav til redundans og det tilsier at spoler plasseres i flere punkter. Spoler benyttes på flere nettnivåer og man har nødvendigvis ikke friheten til å plassere spoler alle steder. Det er for eksempel ikke ønskelig å ha flere spoler på ulike nettnivåer på en og samme transformator. I slike tilfeller kan også sentral plassering av spoler være nødvendig og samtidig oppfylle kravet til redundans.

5.5.2.2	<p>Ref punkt 1: Krav om 8 timers drift vil i praksis si kontinuerlig drift. Produsenter opererer derfor ikke med 8 timers drift, kun enten 2 timers drift eller kontinuerlig drift.</p> <p>Ref punkt 3: Krav til effektbryter vil medføre at det må etableres ytterligere skillebrytere for å kunne vedlikeholde komponenter. Vedlikehold av effektbryteren i seg kan ikke medføre at transformator og spole(r) må kobles ut.</p> <p>Gjennom krav til redundans både for transformatorer og spole vil det normalt ikke være behov for effektbrytere da det er tilstrekkelig med skillebrytere. Skillebrytere er generelt enklere å revidere AUS.</p>	<p>5.5.2.2 punkt 1: Krav om 8 timers drift vil i praksis si kontinuerlig drift. Produsenter opererer derfor ikke med 8 timers drift, kun enten 2 timers drift eller kontinuerlig drift.</p> <p>5.5.2.2 punkt 3: Vi kan ikke se at det er et rasjonelt behov for effektbrytere mot spoler. Krav til effektbryter vil medføre at det må etableres ytterligere skillebrytere for å kunne vedlikeholde komponenter. Vedlikehold av effektbryteren i seg kan ikke medføre at transformator og spole(r) må kobles ut. Gjennom krav til redundans både for transformatorer og spole vil det normalt ikke være behov for effektbrytere da det er tilstrekkelig med skillebrytere. Skillebrytere er generelt enklere å revidere AUS.</p>
5.5.3	<p>Ref punkt 3: Man bør etterstrebe overkompensert drift selv ved revisjon av spole. Dette punktet bør derfor endres til 'kan' istedenfor 'bør' hvis det er mulig å drifte overkompensert etter utkobling av en spole. Dette for å hindre at man havner i resonans ved utfall av en ledning.</p>	<p>5.5.3 punkt 3: Man bør etterstrebe overkompensert drift selv ved revisjoner eller feil på spole. Dette punktet må derfor endres til 'kan' istedenfor 'bør'. Underkompensert drift bør bare velges når det er det eneste alternativet ved bortfall av en spole.</p>
6.6.1.1	<p>Det kreves jordfeilfaktor 2,2. Kravet er for strengt.</p>	<p>For strengt krav. 2,2 er for høyt i mange nett.</p>
6.6.1.1.1	<p>Krav om klasse 0,2. Gjelder dette overalt?</p>	<p>Det må skilles mellom avregningsmåling og andre målinger. Det er kun for avregningsmåling det er nødvendig med klasse 0,2</p>
6.6.1.2	<p>I pkt 7 er det krav om sporbar prøveprotokoll. Dette er kun aktuelt for avregningsmåling.</p>	<p>Skille mellom avregningsmåling og andre målinger</p>
6.6.1.2.1	<p>Krav om klasse 0,2 fra 0 VA og oppover. Rart krav.</p>	<p>Det må skilles mellom avregningsmåling og andre målinger. Det er kun for avregningsmåling det er nødvendig med klasse 0,2s</p>
7.2.4.1	<p>Med samleskinnekonfigurasjon menes da kun inndelinger av samleskinne ved hjelp av effektbrytere?</p>	<p>Det bør ikke være krav om at samleskinneseksjoner avdelt av skillebrytere skal være egne soner i samleskinnevernet</p>



7.2.4.5.2 punkt 2	Hvordan skal dette realiseres? Det er vanlig å ha et overstrømsvern i tillegg til differensialvernet på transformatoren. Overstrømsvernet må imidlertid være tidsselektivt over avgangsvernene på spenningsnivået på transformatorens sekundærside og dette innebærer at man normalt sett ikke kan stille dette nivået raskere enn 0,7 s uten diverse blokkeringslogikker eller lignende.	Tidligere krav på 2,1 s videreføres
7.2.5.1.6	Med samleskinnekonfigurasjon menes da kun inndelinger av samleskinnen ved hjelp av effektbrytere?	Det bør ikke være krav om at samleskinneseksjoner avdelt av skillebrytere skal være egne soner i samleskinnevernet
7.2.5.3.2 punkt 2	Samme kommentar som til punkt 7.2.4.5.2 punkt 2	Tidligere krav på 2,1 s videreføres
7.2.5.3.4.	Denne muligheten til manglende utkobling ved vern/effektbrytersvikt beholdes altså samtidig som tidskravet skjerpes såpass i punkt 7.2.5.3.2 punkt 2?	
8.1.4.1	Menes det at alle feilskrivere på samme spenningsnivå i en stasjon skal starte for alle feil? Vi pleier ikke å legge opp noe feilskriver start signal distribuert til alle vern på samme spenningsnivå i våre stasjoner per i dag.	Ved bruk av feilskrivere integrert i vern skal feilskriver starte ved start på hvilken som helst av vernets aktiverte funksjoner.
8.4.1	Dette er ikke noe vi legger opp i dag, men vi har planer om å få det til i fremtiden	Rutiner eller systemer for innhenting av relevante opptak skal være implementert slik at ingen relevante opptak mistes
Annex C, tabell C1.	Innspillet gjelder de små produksjonsenhetene type A, der vi mener at man bør legge seg helt opp til eksisterende normer som benyttes av andre land i Europa. Slik det er nå, er vi i tvil om at noen leverandører av veksellrettere har egen landskode for Norge. Det blir derfor helt umulig å etterleve de spesielle kravene fra NVF i praksis. Den viktigste innvendingen gjelder, som tidligere meldt inn, at NVF ikke ønsker at f.eks solproduksjonsanlegg frakobles før ved 52Hz. Et slikt krav medfører at man vil få problem med hjelpeaggregat når mengden av PV anlegg kommer over et visst nivå. I dag har vi i Elvia over 1200 slike anlegg med en installert effekt på i overkant av 21MW.	Punkt 4.4.2 Operating frequency range. Solproduksjonsanlegg bør frakobles ved 51.5Hz slik at det er mulig å kjøre dieseldrevet hjelpeaggregat på 52 Hz.

## Elvia nord

Relevant NVF kapittel	Kommentar	Anbefaling
5.1	Kapitlet beskriver krav til fleksibilitet og konsekvens ved feil for anlegg av ulik kategori. Noen krav er absolutte mens andre kan behøvsprøves iht prosess beskrevet i kap 2.1, 2.2, 2.3. I kap 2.2 står det at NVF er veiledende, men ordlyden i 5.1 og kap 2 forøvrig indikerer at systemansvarlig kan vedta en annen løsning enn det som begrunnes av konsesjonær?	Kravene bør omformuleres til anbefalinger/veiledninger og prosessen rundt behovsprøving bør beskrives mer som en dialog enn søknad-/beslutningsprosess der systemansvarlig har siste ordet
5.1.2.1	Kravet om fullverdige koplingsanlegg er formulert generelt og gjelder vel derfor også for 66 kV anlegg. Det finnes anlegg i dagens Elvia Nord som ikke tilfredstiller dette fullt ut.	Kravet bør evt. kunne behovsprøves for 66 kV anlegg

Fleksibilitet	<p>Dette med "høy fleksibilitet" kan lett bli en diskusjon om subjektiv oppfatning, spesielt hvis det skal behovsprøves. I vårt nett er fleksibiliteten i mange tilfeller ivaretatt av mulighet for omkopling på underliggende nett og kanskje forsyning av hele stasjonen via underliggende nett.</p>	
5.2.1.2	<p>Det antas at formuleringen om "kortvarig termisk grenselast" (15 min) og forutsetningen om stasjonær belastning på forhånd &lt;70% gjelder ledninger og kabler. Transformatorer og strømtransformatorer kan jo kontinuerlig overbelastes iforhold til merkestrøm, konsekvensene er evt. redusert levetid (hvis høy belastning over lang tid) og nøyaktighet på måling.</p>	
5.2.4.2	<p>I Elvia nord er det ingen regionalnett som er lavohmig jordet eller direkte jordet, og vil med stor sikkerhet heller ikke bli det i framtida. Like fullt synes kravet om utstyr for enfaset utkopling/gjeninnkopling (IPO-brytere med tilhørende fasestyringsutstyr) for slike nett å være unødvendig i mange tilfeller, og selvsagt sterkt kostnadsdrivende. Nettene er i utgangspunktet bygget med N-1 funksjonalitet, og da kan en enfase feil (jordfeil) koples ut 3-faset uten konsekvens for forsyning til kunder.</p>	<p>Kravet om en-fase utkopling/gjeninnkopling bør fjernes, evt. tones kraftig ned.</p>
5.3.1.1 og 5.3.1.3	<p>Kravet om r-vikling er formulert generelt og uavhengig av primært spenningsnivå? Dette matcher ikke pkt. 5.3.1.4 der behovsprøving av kravet gjelder transformatorer <math>\geq 110</math> kV</p>	<p>Er kravet egentlig ikke ment å gjelde for 66 kV transformatorer? Da må dette presiseres bedre</p>
5.3.1.3	<p>Krav om dimensjonering for inntil 300 A på høyspent nøytralpunkt er i mange tilfeller ikke relevant. De fleste av våre transformatorer er 20 eller 30 MVA og dermed med merkestrøm for fasene langt under 300 A.</p>	<p>Kravet må endres/omformuleres. Det er et behovsprøvd krav, men dette burde være unødvendig og virker også byråkratisk da det i hvert fall i vårt tilfelle må behovsprøves hver gang. Kravet er bedre formulert i eksisterende FIKS 2012.</p>
5.5.1.2	<p>Krav om tilstrekkelig spolekapasitet også i tilfeller der nettets største jordslutningsspole er utkoplet/utilgjengelig.</p>	<p>Kravet kan i praksis være vanskelig å oppfylle. Må ofte løses med utkopling av kabelanlegg (som raskt kan koples inn igjen ved behov) i ringforbindelser, selv om underkompensert drift i slike tilfeller er et alternativ. For øvrig er det sjelden at spoler blir utilgjengelig over særlig lang tid.</p>
5.5.1.3	<p>Ved jordslutningsstrøm <math>\geq 100</math> A skal det være minst to jordslutningsspoler. Dette henger jo sammen med kravet i 5.5.1.2, men vi har i hvert fall ett delnett (Nord Østerdal) der vi pr.idag kun har én spole i et nett med ca. 130 A kapasitiv jordsl.strøm.</p>	

5.5.2.2	Kravet om at spoler i nett med systemspenning $\geq 110$ kV skal være dimensjonert for 8 timers drift ved merkestrøm: Dette er et for oss ganske uforståelig krav. Kravet er i praksis irrelevant i vårt 132 kV nett. Forskriftskravene i FEF §4-3 tillater ikke drift med stående jordfeil i over 2 timer, og alle driftserfaring de siste 35 år viser at det i praksis aldri skjer. Gode koplingsrutiner (delingsplaner) og effektiv fjernstyring fra døgnoperativ driftssentral sørger for at slike feil blir isolert/frakoplet lenge før det har gått to timer. Utifra vår driftserfaring er også argumentasjonen om å ta høyde for flere feil etter hverandre ikke relevant i vårt tilfelle. Kravet er sterkt kostnadsdrivende. I praksis medførte dette kravet en merkostnad på minst kr. 600.000 ved anskaffelse av ny spole til Vang trafostasjon i 2017. Dette er etter vår oppfatning samfunnsøkonomisk uforsvarlig pengebruk	Kravet må omformuleres, evt. gjøres behovsprøvd. Det er åpenbart stor forskjell i driftserfaringer i ulike områder av landet, og kravet må mykes opp i nett der det ikke er relevant i praksis
5.5.2.2	Krav om effektbryter foran jordslutningsspoler i nett $\geq 110$ kV: Dette er et underlig krav, og vanskelig å forstå gevinsten av. Kravet er selvsagt kostnadsdrivende, og vil også medføre økt behov for vedlikehold (av selve effektbryteren) og utkoplinger av spolen (kanskje også transformatoren dersom det ikke i tillegg etableres skillebryter). Driftserfaringene med spoler er jo at det veldig sjelden skjer alvorlige (elektriske) feil i dem, og at effektbryter m/vern dermed er helt unødvendig.	Kravet må omformuleres, evt. gjøres behovsprøvd.
6.4.2	Her er det feil overskrift (gjentagelse av 6.4.1)	Rettes
6.6.1.1	Det nevnes under funksjonskrav "nett med isolert eller direktejordet nøytralpunkt". Hvorfor nevnes ikke kompenserte eller lavohmig jordete nett her?	Tilføyes/Endres
6.6.1.1	Hvilke spenningsnivå gjelder kravene for?	Poengteres
6.6.1.1	Krav om tilstrekkelig nøyaktighet fra 0 VA til nominell ytelse: Dette er en skjerpning iforhold til FIKS 2012 der det står fra 1 VA og oppover. Hva er bakgrunnen for denne skjerpning?	
6.6.1.1	Pkt 6: Krav om jordfeilfaktor 2.2: Kravet finnes også i gjeldene FIKS 2012, men er like fullt feil etter vår oppfatning, og matcher ikke pkt 4.2.3.1 der det står at "Konsesjonær/netteier skal bestemme jordfeilfaktor". I vårt 132 kV nett har vi etter en større utredning v/Sintef på 90-tallet brukt jordfeilfaktor 1.9 i sentrale strøk av nettet og 2.2 i ytre deler av nettet (høyere driftsspenning her, og også større utsving av fasespenninger i friske faser ved jordfeil i sentral del av nettet). Dette var anbefalingen/konklusjonen i rapporten den gang, og driftserfaringene har ikke på noen måte medført behov for å endre denne praksisen.	Kravet må omformuleres/mykes opp, og ikke standardisere krav utifra spesielle drifterfaringer fra enkelte nett (Nord Norge). Som et minimum må kravet gjøres behovsprøvd.
6.6.1.2	Hvilke spenningsnivå gjelder kravene for?	
6.6.1.2	Pkt. 6 og 7: Usikker på om disse krav egentlig er ivaretatt i prøveprotokollene fra alle leverandører	