

Forslag til oppdaterte RETNINGSLINJER FOR UTØVELSE AV SYSTEMANSVARET

Høringsdokument desember 2019

- Retningslinjer for forskrift om systemansvaret §§ 5, 6, 8a, 8b, og 21
- Retningslinjer for energilovforskriften § 6-1

Forord

Systemansvarlig fikk godkjent retningslinjer for §§ 5, 6, 8, 8a, 8b, 14a (nå energilovforskriften § 6-1) og 21 av NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) gjennom brev datert 20.06.2019. I godkjenningsbrevet ble det bedt om oppdateringer av retningslinjene på enkelte punkter innen 1.4.2020.

Dette dokumentet inneholder forslag til oppdateringer av retningslinjer. I hovedsak omhandler endringene oppdateringer basert på kommentarer gitt i godkjenningsbrevet. Det er i tillegg lagt til tre forslag til endringer på systemansvarliges initiativ. Dette gjelder for energilovforskriften § 6-1, fos § 21 og en oppdatering i vedlegg til retningslinjer for fos § 8a.

Oppdateringene som foreslås i dette dokumentet gjelder retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8a, 8b og 21 og for energilovforskriften § 6-1 (tidligere fos § 14a, endret fra 1.11.2019). Retningslinjene for fos § 5, 6, 8a, 8b og 21 vil sendes til godkjenning til RME. Retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 sendes til godkjenning til NVE.

Det er det konkrete forslaget til endringer i retningslinjer som nå er til høring. De allerede godkjente retningslinjene er ikke planlagt endret nå.

Vi ber om at kommentarer til forslaget om nye retningslinjer for ovennevnte paragrafer sendes systemansvarlig innen 9.3.2020.

Høringssvar sendes til firmapost@statnett.no, og merkes med referanse 18/01329.

Merk at høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmesider. Høringsinnspillet bør derfor være på en form som muliggjør slik publisering.

Innhold

Forord	2
1. Forslag til oppdaterte av retningslinjer	4
1.1. Retningslinjer for fos § 5	4
1.1.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 5	4
1.1.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5	5
1.2. Retningslinjer for fos § 6	7
1.2.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 6	8
1.2.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6	8
1.3. Retningslinjer for fos § 8a	11
1.3.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8a	12
1.3.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a	13
1.4. Retningslinjer for fos § 8b	15
1.4.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8b	15
1.4.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b	16
1.5. Retningslinjer for fos § 21	21
1.5.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 21	22
1.5.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 21	23
1.6. Retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 (skal godkjennes av NVE)	28
1.6.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 ..	28
1.6.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for energilovforskriften § 6-1	30

1. Forslag til oppdaterte av retningslinjer

Hvert delkapittel representerer én paragraf i fos eller energilovforskriften, og er bygget opp med samme struktur. Innledningsvis gis bakgrunn og begrunnelse for oppdateringene av retningslinjene til den aktuelle bestemmelsen som systemansvarlig sender på høring, samt forslag til konkrete oppdateringer av retningslinjer til de aktuelle enkeltbestemmelsene. Forskriftstekst vil også fremgå innledningsvis under hvert delkapittel. Endringene fra opprinnelig godkjent versjon av retningslinjene er markert med farger for sporbarhet. Grønn tekst er ny, rød tekst foreslås fjernet.

De enkelte delkapitlene med bakgrunn og begrunnelse vil ikke inngå som en direkte del av de endelige retningslinjene, men vil være tilgjengelig for senere oppslag fra dette høringsdokumentet. I teksten under vil det fremgå hva som er oppdateringene av innhold i selve retningslinjene.

Høringen gjennomføres samlet, selv om retningslinjene tilhørende bestemmelser i fos skal godkjennes av RME og retningslinjene tilhørende energilovforskriften § 6-1 skal godkjennes av NVE. Ved oversendelse til godkjenning vil dokumentet splittes opp og sendes til den myndighet som skal godkjenne retningslinjen.

1.1. Retningslinjer for fos § 5

Forskriftstekst:

Systemansvarlig skal håndtere alle flaskehalser i regional- og transmisjonsnett.

Systemansvarlig skal fastsette budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser i regional- og transmisjonsnett.

Systemansvarlig skal normalt fastsette separate budområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område.

Flaskehalser i regional- og transmisjonsnett som ikke håndteres ved bruk av budområder, skal systemansvarlig normalt håndtere ved bruk av regulerkraftmarkedet. Merkostnaden ved å fravike normal rekkefølge for effektivering av regulerkraft skal dekkes av systemansvarlig.

Systemansvarlig skal informere aktørene i kraftmarkedet om fastsatte budområder i rimelig tid før de tas i bruk. Systemansvarlig skal skriftlig informere Reguleringsmyndigheten for energi før øvrige aktører informeres.

1.1.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 5

Første ledd

I godkjenningsbrevet fra NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) fremgikk det at retningslinjene bør beskrive hvilke forhold systemansvarlig legger til grunn for sin bruk av ulike virkemidler. Systemansvarlig leser godkjenningsbrevet slik at NVE/RME ønsker dette ytterligere beskrevet i retningslinjene til § 5 første ledd. Virkemidlene for å utøve dette ansvaret, samt vurderinger rundt bruken av disse har systemansvarlig beskrevet i retningslinjene til §§ 5 fjerde ledd og 7 tredje ledd, som igjen henviser til andre aktuelle paragrafer i fos og retningslinjer til disse. Forslag til retningslinjer til § 7 er nå ute på høring, og når disse er godkjent vurderer systemansvarlig at retningslinjene til fos som helhet godt beskriver systemansvarliges vurderinger og praksis for anvendelse av virkemidlene regulert gjennom fos for å håndtere flaskehalser og overholde driftsmessige overføringsgrenser.

NVE (nå reguleringsmyndigheten for energi) viste til en formulering som ble fjernet av systemansvarlig etter høringsrunden, som burde tas inn igjen. Denne formuleringen beskrev at det ved håndtering av flaskehalser legges til grunn begrensninger mellom områder gitt av snittgrenser fastsatt etter

forsyningssikkerhetskriterier som hovedsakelig er basert på N-1, eller kontinuerlig snittgrense for belastning av enkeltkomponenter. NVE(RME) skriver også i godkjenningsbrevet at det i retningslinjene bør fremgå hvilke områder og snittgrenser det vises til og hvordan disse fastsettes. Systemansvarlig tok opprinnelig ut den nevnte formuleringen fordi begrepet flaskehals er definert i fos § 3d). Systemansvarlig har nå skrevet om den opprinnelige formuleringen, og lagt denne til i forslag til oppdaterte retningslinjer.

Annet ledd

NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) ber om at det for annet ledd presiseres at forslaget til berørte reguleringsmyndigheter skal inneholde både metodikk og forutsetninger for en felles studie, og hvilke alternative budområdeinndelinger som skal studeres. Dette var intensjonen til systemansvarlig, men vi ser at dette ikke fremgår tydelig nok av nåværende retningslinjer. Teksten er nå oppdatert slik at dette fremgår tydeligere.

Fjerde ledd

Systemansvarlig har lagt til en kort tekst i retningslinjene til fjerde ledd for å tydeliggjøre begrepsbruk knyttet til systemregulering/ spesialregulering. I tillegg er det gjort noen oppdateringer i referanser til øvrige retningslinjer.

1.1.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 5

Første ledd

Systemansvarlig forstår begrepet flaskehals som en nettmessig overføringsbegrensning mellom nettområder i kraftsystemet som gis av driftsmessige overføringsgrenser (snittgrenser) fastsatt etter fos § 7 annet ledd.

Systemansvarlig håndterer alle flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet.

Systemansvarlig håndterer ikke flaskehalser i distribusjonsnettet.

Systemansvarlig håndterer flaskehalser på transformatorer mellom distribusjonsnett og regional-/ transmisjonsnett forutsatt at det finnes tilgjengelige regulerkraftbud i distribusjonsnettet som kan avlaste flaskehalsen, og systemansvarlig er varslet om flaskehalsen på forhånd.

Virkemidlene for å utøve ansvaret med å håndtere flaskehalser i regional- og transmisjonsnettet, samt vurderinger rundt bruken av disse, har systemansvarlig beskrevet i retningslinjene til §§ 5 fjerde ledd og 7 tredje ledd, som igjen henviser til andre aktuelle paragrafer i fos og retningslinjer til disse.

Annet ledd

Systemansvarlig fastsetter endringer i budområdeinndelingen gjennom to ulike prosesser, avhengig av hvor omfattende behovet for endring er:

1) Dersom endringen har vesentlig betydning for naboland skal prosessen koordineres med relevant(e) TSO(er). I en slik gjennomgang av budområdeinndelingen praktiserer systemansvarlig at de berørte TSOene i fellesskap skal:

- Utvikle metodikk og forutsetninger for en felles studie, og samtidig foreslå hvilke alternative budområdeinndelinger som skal studeres.
- Sendte forslaget inkludert metodikk, forutsetninger for felles studie og forslag til hvilke budområdeinndelinger som skal studeres, til berørte regulatorer. Disse kan i fellesskap kreve justeringer innen tre måneder.
- Vurdere og sammenlikne de foreslåtte alternativene etter følgende kriterier:

- Bidrag til forsyningssikkerhet.
- Grad av usikkerhet i kapasitetsfastsettelsen.
- Konsekvenser for samfunnsøkonomisk effektivitet.
- Markedseffektivitet, inkludert kostnader for å opprettholde handelskapasitet, markedslikviditet, markedskonsentrasjon og markedsrett, evne til å legge til rette for effektiv konkurranse, prissignaler til nettutvikling, samt prissignalenes treffsikkerhet og robusthet.
- Transaksjonskostnader og overgangskostnader, inkludert kostnader ved endringer av gjeldende kontrakter for markedsaktører, Nominated Electricity Market Operator (NEMOer) og TSOer.
- Kostnad for å bygge nytt nett som alternativ.
- Mulighet til å gi markedsresultater som ikke forutsetter omfattende bruk av ineffektive virkemidler i driften.
- Evne til å likebehandle interne og eksterne markedsaktører.
- Konsekvenser for balanseringsmekanismene og ubalanseoppgjøret.
- Inndelingens stabilitet over tid.
- Evne til å håndtere de dominerende flaskehalsene, og påvirkning på omkringliggende flaskehalser.
- Avholde offentlige høringer i de berørte landene.
- Sendte et felles forslag om eventuell endring av budområdeinndelingen til de berørte regjeringene innen 15 måneder etter studiens oppstart.

Ved endring i norske budområder som ikke har vesentlig betydning for naboland, men allikevel er av stort omfang og betydning for norske konsesjonærer, vil systemansvarlig praktisere å følge denne prosessen med de frister og vurderinger som beskrevet over.

2) Dersom endringen har ubetydelig konsekvens for naboland, men er nødvendig for å øke effektiviteten eller opprettholde forsyningssikkerheten, kan prosessen gjennomføres med en forenklet behandling: Systemansvarlig anser at dette kan gjøres i tilfeller der det ikke er hensiktsmessig med en full gjennomgang av inndelingen, for eksempel hvis nye ledninger settes i drift eller gamle rives i tilknytning til eksisterende budområdegrenser, der behov for små justeringer skyldes tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon i stasjoner som grenser til budområdegrensen, eller der andre administrative forhold gjør det nødvendig (som for eksempel justeringen ved overgang til nettavregningsområder i 2016).

Dersom det er mer enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket om endringer i budområder må iverksettes, så vil endringen besluttet gjennom et ordinært vedtak etter for § 5.2. Systemansvarlig vil da holde en offentlig høring som inkluderer vurdering av behov og konsekvenser av endringen.

Tredje ledd

Systemansvarlig benytter virkemiddelet med fastsettelse av separate budområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område som et av de første aktuelle tiltak når prognoser viser at det kan bli vanskelig å forsyne forbruket i området med de produksjonsressurser som finnes der. Raske endringer i budområdeinndelingen som følge av en eventuell anstrengt kraftsituasjon fastsettes ved systemkritiske vedtak.

Følgende kriterier legges til grunn for denne typen opprettelse av budområder:

- Budområdet skal i størst mulig grad gjenspeile et naturlig avgrenset nettområde og flaskehalsene i forbindelse med dette området.
- Budområdet skal inneholde både produksjon og forbruk, samt ha størrelse/utstrekning eller utvekslingskapasitet som ivaretar konkurranseforholdet i området.

- Det skal være mulig å sette kapasitetsgrenser som samsvarer med den reelle kraftflyten.

Fjerde ledd

Regulerkraftbud benyttes for å avlaste flaskehalser og nettbegrensninger internt i budområder, håndtere feilsituasjoner, håndtere spenningsproblemer eller håndtere andre spesielle årsaker betegnes som systemreguleringer.

Regulerkraftbud som brukes for å korrigere en ubalanse på budområdenivå, både for ett enkelt budområde og flere budområder i sum, betegnes som balanseregulering.

Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet aktiveres i prisrekkefølge og få ordinær pris. Opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftmarkedet som benyttes utenom prisrekkefølge vil få spesial pris. **Reguleringer som får spesial pris kalles gjerne spesialreguleringer eller systemregulering i kommunikasjon mellom systemansvarlige og konsesjonærer, og dekker system- og balansereguleringer som aktiveres utenom prisrekkefølge.**

Merkostnaden ved reguleringer med spesial pris beregner systemansvarlig som differansen mellom kostnaden ved aktivert bud ("pay-as-bid"), og gjeldende regulerkraftpris i dominerende retning.

Systemregulering er det mest brukte virkemiddelet systemansvarlig har for å avhjelpe flaskehalser som ikke håndteres ved kapasitetfastsettelsen mellom budområder (**se retningslinjer for § 6 første ledd**). Systemansvarlig kan i tillegg benytte produksjonstilpasning (se retningslinjer for § 8b annet ledd), endring av koblingsbildet (~~det er i denne omgang ikke fastsatt retningslinjer for~~ **se retningslinjer for § 16 første ledd**) eller bruk av systemvern (se retningslinjer for § 21).

Femte ledd

Systemansvarlig publiserer informasjon om endringer i fastsettelse av budområder på Statnett.no og gjennom tjenesten Meldinger fra Landssentralen.

Systemansvarlig praktiserer følgende definisjon av rimelig tid ved de forskjellige prosessene for endring av budområder:

- Ved opprettelse eller fjerning av et budområde, eller andre vesentlige endringer av områdeinndelingen, skal forslaget ut på offentlig høring. En slik prosess vil kunne ta seks til atten måneder.
- Dersom endring av områdeinndelingen fastsettes gjennom systemkritisk vedtak vil minste praktiske gjennomføringstid være fire uker. Dette er aktuelt ved vedtak etter § 5 tredje ledd av hensyn til energisituasjonen eller § 5 andre ledd, forenklet prosess, dersom forutsetningene til saksbehandlingstid utelukker et ordinært vedtak.
- Dersom endring av områdeinndelingen fastsettes som en forenklet prosess gjennom et ordinært vedtak, slik beskrevet i retningslinjene til § 5 andre ledd, vil korteste varslingstid være tre måneder.

1.2. Retningslinjer for fos § 6

Forskriftstekst:

Systemansvarlig har ansvar for fastsettelse av handelskapasitet mellom budområder, per tidsenhet.

Systemansvarlig skal offentliggjøre informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet i rimelig tid før de tas i bruk.

1.2.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 6

Oppdateringer av retningslinjer til første ledd

Det er gjort oppdateringer av retningslinjer til fos § 6. Dette er basert på tilbakemeldinger fra NVE (nå RME) i brevet systemansvarlig mottok ifm. godkjenning av retningslinjene. De nye endringene anses som en tydeliggjøring av dagens praksis, og medfører ikke noen reelle endringer i dagens praktisering.

I godkjenningsbrevet ble det etterspurt en mer detaljert beskrivelse av hvordan systemansvarlig beregner maksimal handelskapasitet ut fra N-1-kriteriet, og hvordan forventet fysisk utnyttelse av en "korridor" prognoseres. Det ble også etterspurt tydeligere beskrivelse av hvilke parametere som inngår i beregning av maksimal handelskapasitet. I godkjenningsbrevet ble det etterspurt en presisering av hva en sumbegrensning er, en detaljert beskrivelse av hvordan sumbegrensninger fastsettes og en beskrivelse av hvilke snitt der sumbegrensninger benyttes. Systemansvarlig har forsøkt å utdype dette i nytt forslag til retningslinjer. Det er lagt inn et nytt og mer utfyllende avsnitt som erstatter et eksisterende avsnitt i retningslinjene.

I godkjenningsbrevet etterspørres sammenheng mellom ulike parametere og forholdet mellom kapasitet til markeder, maksimal handelskapasitet, allokert kapasitet for utveksling av systemtjenester og sikkerhetsmargin for å håndtere flyt som følge av aktivering av frekvensregulering. For utveksling av systemtjenester bes det om at det fremgår hvordan dette reflekterer konsesjonsvilkår. Inneholde en presisering av i hvilke tilfeller kapasitet allokeres for utveksling av systemtjenester, og referere til prosess, metode og eventuelle begrensninger for å allokere kapasitet til utveksling av systemtjenester. Systemansvarlig har fjernet teksten om at handelskapasitet til markedet kan reduseres på grunn av utveksling av systemtjenester, da avtalen om utveksling av systemtjenester mellom Energinet.dk og Statnett, som i dag er den eneste forbindelse hvor handelskapasiteten reduseres grunnet dette, utgår fra 01.01.2020. Vi har lagt til et avsnitt om hvordan utveksling av FCR foregår, men merk at dette er ikke en del av fastsettelsen av handelskapasiteter.

Det ble bedt om beskrivelse av metode for fastsettelse av "transmission reliability margin" (TRM) for ulike norske budområdegrenser. Systemansvarlig har lagt til informasjon om dette i retningslinjene.

Oppdateringer av retningslinjer til annet ledd

I godkjenningsbrevet ber NVE (nå RME) om at retningslinjene presiserer hvor gjeldende nivåer på parametere som inngår i beregningen av handelskapasitetene publiseres. Det er lagt til et punkt med informasjon om hvor aktuelle verdier på TRM publiseres. Også informasjon om hvor Max NTC publiseres er lagt til.

Det er i tillegg gjort noen oppdateringer av informasjon som publiseres samt fjernet et avsnitt om reduksjonskoder fordi disse kodene (som i dag publiseres av NordPool) ikke vil bli publisert etter en overgang til flere børser.

1.2.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 6

Første ledd

Systemansvarlig sin metode for å fastsette handelskapasiteten mellom budområder er basert på Net Transfer Capacity (NTC). $NTC = TTC - TRM$, hvor NTC er handelskapasiteten gitt til markedet, TTC (Total Transfer Capacity) er handelskapasiteten inkludert TRM (Transfer Reliability Margin) som er en margin for variasjoner i kraftflyt.

Systemansvarlig fastsetter handelskapasitet for handelskorridorer tilhørende de norske budområdene for døgnet og intradag-markeder på timesbasis. Dette omfatter kapasiteter internt mellom de norske områdene og handelskorridorer fra/til norske områder gjennom mellomlandsforbindelser. For mellomlandsforbindelser fastsettes og koordineres den endelige handelskapasiteten av begge parter i samråd, hvor den laveste foreslåtte handelskapasiteten normalt blir gjeldende.

Den maksimale handelskapasiteten for hver korridor fastsettes med bruk av kraftsystemsimulator som kan beregne konsekvenser ved enkeltutfall (n-1) av anleggsdeler (dvs. linjer, transformatorer, HVDC-anlegg):

- For hver analyseperiode benyttes et representativt forbruk i Norge.
- Deretter skaleres produksjon opp eller ned for å finne driftssituasjoner i hvert budområde som akkurat tilfredsstiller kravene til driftssikkerhet ved de verste enkeltutfallene i hovednettet. Kravene til driftssikkerhet er gitt av:
 - o termisk begrensning på linjer/transformatorer (ref. konsesjonærenes oppdatering i Fosweb – kraftsystemdata)
 - o lavest akseptable spenning i nettet etter utfall
 - o risiko for følgeutfall ved kraftige effektpendlinger (stabilitet etter feil)
- Ulik produksjonsfordeling internt i området eller i naboområder har betydning for hvor flaskehals oppstår, dvs. hvilke snitt som først blir fullastet. Dersom ulik produksjonsfordeling i stor grad påvirker hvor flaskehals oppstår, angis det et bånd (variasjonsområde) for kapasitet ut fra et budområde og/eller mot hvert av naboområdene. Størrelsen på båndet angir forventet normal variasjon i kapasitet basert på produksjonsfordeling.
- For NO4 angis de totale maksimale eksport- og importkapasitetene ut/inn av området som en sumbegrensning. For NO3 angis den totale maksimale importkapasiteten som en sumbegrensning. En sumbegrensning inneholder alle områdets handelskorridorer og er basert på snitt hvor flere av handelskorridorene inngår på tvers. Sumbegrensningen med tilhørende bånd blir fastsatt på lik metode som for en enkelt korridor.
- For de aller fleste områder vil maksimal kapasitet mot ett eller to områder bli fylt opp først, mens det kan være ledig kapasitet mot andre områder. Kapasitet mot disse områdene vil da bli prognosert slik at summen inn eller ut av området blir så høy at første flaskehals blir fullastet. Dette er forhold som bestemmes av fysiske lover for elektrisk lastflyt. Uten en slik reduksjon i markedskapasitet, ville markedet klarere fysisk flyt som setter driftssikkerheten i fare. Ledig kapasitet mellom delområder som ikke lar seg utnytte på grunn av forskjellen mellom økonomisk flyt og fysisk flyt, oppstår ofte mellom NO1-NO3, NO5-NO2 og NO5-NO3. Ved prognosering av en kapasitet ses det på flere relevante forhold, som forventninger om driftskoplinger i nettet og produksjonsfordeling i områdene. Prognosen sammenlignes deretter med et lignende historisk referansetidspunkt for å finne riktig kapasitet.
- Sumbegrensning på flyt NO2->NO1 pluss NO5->NO1 (NO1A->NO1) oppstår ved høyt forbruk i NO1. Flyt på de to korridorene begrenses da av faren for ustabilitet etter et gitt ledningsutfall.

~~Den maksimale handelskapasiteten som gis per korridor settes ut fra N-1 kriteriet, der én feil på én komponent ikke skal føre til følgefeil på andre komponenter eller forårsake en uakseptabel mørklegging. Dette kan begrenses av:~~

- ~~• Termiske forhold, hvor én komponent kan få uakseptabel høy last~~
- ~~• Spenningsforhold, der et utfall av komponent kan gi et uakseptabelt spenningsnivå i nettet eller risikere spenningskollaps~~
- ~~• Stabilitetsforhold, der et utfall av komponent kan forårsake ustabilitet og pendlinger i nettet~~
- ~~• Forventet fysisk utnyttelse av korridoren, hvor kapasiteten kan begrenses av forventet avvik mellom handelsplan og fysisk flyt~~

~~Den normale handelskapasiteten som forventes å gis til markedet kan angis med et bånd. Variasjonen av gitt handelskapasitet i båndet bestemmes av forventede flytforhold i nettet. For noen områder vil~~

~~det ikke gis maksimal kapasitet på alle handelskorridorer samtidig, på grunn av sumbegrensninger på tvers av handelskorridorer.~~

~~Handelskapasiteten som gis til markedet kan reduseres på grunn av kapasitetsallokering for utveksling av systemtjenester mellom områder, så som reserver, når det anses som samfunnsøkonomisk lønnsomt.~~

Det er angitt en sikkerhetsmargin (~~Transmission Reliability Margin~~, TRM) på alle forbindelsene for å håndtere variasjoner i kraftflyt ~~grunnet aktiveringer av automatisk frekvensregulering~~. Verdien på TRM fastsettes på hver korridor basert på samlede driftserfaringer av normale flytvariasjoner. Dette gjøres for å forhindre overlast på korridorer i normaldrift hvor frekvensen varierer innenfor normalbånd (49,9-50,1Hz). I hovedsak baseres verdien på erfaring av fordeling av regulerstyrke i de ulike områdene, og erfaringer med andre variasjoner som hyppige endringer i forbrukspunkter. TRM-verdien trekkes fra TTC for å få NTC-verdien.

Utteksling av systemtjenester (i dag kun FCR), mellom Statnett og de andre nordiske TSOene skjer etter at resultatet fra markedskoplingen er kjent. Uttveksling av FCR-kapasitet gjennomføres kun i tilfeller det er nok ledig handelskapasitet i Intradagmarkedet ved innkjøpstidspunkt for FCR-markedet og påvirker ikke gitt handelskapasitet til markedet. Maksimal netto utteksling av FCR for et land er i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen 1/3 av gjeldende nasjonalt krav.

Systemansvarlig kan redusere handelskapasiteten utenfor de normale båndene i tilfeller som opplistet under, men er ikke begrenset til kun disse situasjonene:

- Planlagte driftsstanser av komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett
- Feil på komponenter i det norske eller tilgrensende land sitt transmisjonsnett
- Høy last som kan medføre begrensninger i overføring på grunn av spennings- eller stabilitetsforhold
- Termiske forhold der overføringer begrenses av høy utetemperatur
- Utilgjengelighet av systemvern
- Mangel på reserver for å håndtere feil eller ubalanser
- Flytforhold i nettet der forventet fysisk utnyttelse av korridoren er utenfor angitte kapasitetsbånd

Systemansvarlig etterstreber å gi høyest mulig handelskapasitet til enhver tid, gitt nevnte begrensninger. Flere ulike tiltak kan bidra til å øke eller opprettholde en høyere handelskapasitet. Hvilke tiltak som velges baseres på driftsmessige og samfunnsøkonomiske vurderinger. I tilfeller der det for å håndtere en nettbegrensning, mangler alternative tiltak eller der alternativene anses å gi en for dårlig forsyningssikkerhet eller vurderes å ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme kan handelskapasitet reduseres. De alternative tiltakene er blant annet:

- Bruk av systemvern; hvor signal sendes for automatisk frakopling av produksjon (PFK), forbruk (BFK), nettsplitt eller endring av HVDC-flyt (nødeffekt), ved feil på et anlegg eller ved overstrøm på komponenter.
- Endring i koplingsbilde; gjennom å endre koplingsbilde i nettet kan begrensende komponenter avlastes og det kan gis en høyere handelskapasitet. Kostnader for endringer i koplingsbilde er normalt lav, men kan innebære en høyere risiko for utfall av komponenter og kan gi en uakseptabel drift med hensyn til spenningsforhold og forsyningssikkerhet.
- Systemreguleringer og effektkraft; håndtering av nettbegrensninger kan skje gjennom å regulere produksjon eller forbruk i regulerkraftmarkedet, eller gjennom tilbakekjøp fra andre land. I tilfeller der nettbegrensningen er internt i et område, kan det vurderes å håndtere begrensningene med systemreguleringer. Slik bruk benyttes når virkningsgraden er høyere

enn å redusere handelskapasitet, og at tiltaket vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

- Redusert forsyningssikkerhet; tillate at en feil i nettet kan medføre mørklegging av et begrenset geografisk område. Ved å fravike N-1 prinsippet hvor én feil kan gi mørklegging av et område, vil det i noen tilfeller kunne gi en høyere handelskapasitet. Nyten av økt kapasitet vil bli vurdert mot risikoen for mørklegging og hvor stort geografisk område som driftes med N-0.

Handelskapasiteter som gis til intradag-markedet tar utgangspunkt i handelskapasiteter fra døgnetmarkedet markedet og korrigeres fortløpende for endringer i flytforhold, endringer i planlagte driftsstanser eller driftsforstyrrelser.

Annet ledd

Systemansvarlig informerer om forventede handelskapasiteter i henhold til enhver tid gjeldende regelverk.

Systemansvarlig offentliggjør følgende informasjon knyttet til tilgjengelig handelskapasitet:

- Systemansvarlig publiserer sammen med de andre nordiske systemansvarlige en grafisk oversikt over maksimal handelskapasitet per korridor, som oppdateres løpende ved endringer ([Denne informasjonen finnes tilgjengelig på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: Max NTC](#)).
- Oversikt og endringer av maksimal handelskapasitet og tilhørende bånd publiseres gjennom markedsmeldinger.
- Ved behov for kapasitetsreduksjoner utenfor de angitte båndene informeres markedet av systemansvarlig gjennom markedsmeldinger.
- På ENTSO-E Transparency platform (<https://transparency.entsoe.eu/>) publiserer systemansvarlig følgende informasjon for alle handelskorridorer:
 - Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig før markedsklarering
 - Laveste forventede kapasiteter for neste uke, måned og år, basert på publiserte markedsmeldinger.
 - Oversikt over rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser
- Andre relevante parameter i kapasitetsfastsettelsen, så som TRM for hver korridor, publiseres gjennom et felles nordisk dokument ([Denne informasjonen finnes tilgjengelig på Nord Pool sine hjemmesider, på denne lenken: Principles for determining the transfer capacities in the nordic power market](#))
- ~~• Fastsatte handelskapasiteter for morgendagen publiseres daglig (normalt kl. 10:00) for alle handelskorridorer før markedsklarering.~~
- ~~• For hver handelskapasitet på timesverdi for alle korridorene angir systemansvarlig en reduksjonskode som kortfattet beskriver årsak til en eventuell reduksjon av handelskapasiteten utenfor de angitte båndene. Reduksjonskodene publiseres sammen med tilhørende handelskapasitet.~~

~~Ukentlig publiseres det en prognose med forventet lavest daglig handelskapasitet for alle de norske korridorer basert på publiserte markedsmeldinger.~~

Endring i intradag kapasiteter informeres normalt ikke gjennom markedsmeldinger, så lenge ikke kapasiteten [på forbindelsen](#) settes til null.

1.3. Retningslinjer for fos § 8a

Forskriftstekst:

Konsesjonær skal for hvert budområde rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan med tilhørende regulerstyrke og tilgjengelig reserve (for stasjon/stasjonsgruppe). Rapporteringen skal skje innenfor de frister og inneholde opplysninger fastsatt av systemansvarlig. Systemansvarlig fastsetter frist for å sende inn endring i produksjonsplaner. Etter utløpet av den fastsatte fristen kan konsesjonær ikke endre produksjonsplanen uten samtykke fra systemansvarlig.

Produksjonsplanen skal utarbeides i samsvar med konsesjonærens forpliktelser og rettigheter.

Konsesjonær plikter å følge innmeldt produksjonsplan.

1.3.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8a

Stasjonsgruppeinndeling

I godkjenningsbrevet etterspør NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) en beskrivelse av dagens praksis for inndeling i stasjonsgrupper. I høringsrunden kom det innspill om at systemansvarlig for sjelden har foretatt vurderinger av stasjonsgruppeinndelingen. Systemansvarlig besvarte i oppsummeringen av høringen at vi ville se nærmere på en gjennomgang av stasjonsgruppene, dette arbeidet er nå i gang. Systemansvarlig har igangsatt et prosjekt for å finne en hensiktsmessig metode for finere inndeling av stasjonsgrupper, alternativt skaffe denne informasjonen på annen måte. For å kunne håndtere flaskehalser og gjennomføre nasjonal budfiltrering ifm. europeiske handelsplattformer (MARI) innen tidsfrister med 15-minutters avregningsperiode er man avhengig at disse prosessene automatiseres. Forutsetning for automatisering er at planene og budene inneholder nøyaktig nok informasjon om geolokasjon (hvor i nettet reserven aktiveres). Dagens stasjonsgrupper dekker i mange tilfeller for store geografiske områder for at man kan implementere disse automatiserte prosesser. I arbeidet vil systemansvarlig involvere bransjen. Det er viktig man tar hensyn til behov fra både systemansvarlig, produsentene og nettselskapene. Bransjen er hittil informert om arbeidet både i TSO-DSO Samarbeidsforum og Forum for systemtjenester. Planen videre er å involvere bransjen gjennom arbeidsgruppe som er under etablering og ev. bilaterale møter. Målet er å ha et forslag for konsept og kriterier klar i Q1/2020, og å sende dette på høring i bransjen i Q2 2020.

Dagens stasjonsgruppeinndeling er historisk betinget og har stor variasjon iht. antall produksjonseenheter, effekt og geografisk spredning. Minimumskrav i dag er at alle enheter i stasjonsgruppe har samme balanseansvarlig og de ligger i samme forbruksområde og som hovedregel at det er samme produksjonstype innad i stasjonsgruppen. Utover dette er det en skjønnsmessig vurdering systemansvarlig i samråd med aktøren gjør ifm. hvordan en gruppe etableres. Det legges til en kort tekst i retningslinjene for å beskrive dagens praksis for inndeling av stasjonsgrupper. Hele dette avsnittet vil oppdateres iht. beskrivelsene ovenfor, men en 3 mnd. høring hos bransjen fra Q2 2020 og deretter sendes til godkjenning hos RME.

Krav til vindkraft og annen uregulerbar produksjon

NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) kommenterte i godkjenningsbrevet at det fremstår uklart om systemansvarlig stiller andre krav til rapportering fra vindkraft og annen uregulerbar produksjon. Systemansvarlig har gjort noen mindre endringer i teksten i retningslinjene for å tydeliggjøre at de samme kravene og forpliktelsene gjelder konsesjonærer med vindkraft og annen uregulerbar produksjon, på lik linje med konsesjonærer med regulerbar kraftproduksjon. Dette er ikke en endring av dagens praksis, men en tydeliggjøring.

Balanseansvarlig

NVE/RME har bedt systemansvarlig å gjøre rede for kriteriene som ligger til grunn for at begrepet konsesjonær i forskriften skal forstås som balanseansvarlig konsesjonær. I forslaget til retningslinjer som ble sendt på godkjenning fremgikk det ikke at det i dag er balanseansvarlig konsesjonær som sender inn produksjonsplaner til systemansvarlig. Dette var kun omtalt i *Bakgrunn og begrunnelse*

(delkapittel 3.4.1.2) i høringsdokumentet for forslag til retningslinjer, som ble sendt på høring 1.11.2018. Her sto det "Det er balanseansvarlig som sender inn produksjonsplaner til systemansvarlig. Produksjonsplanene utarbeides i samsvar med konsesjonærens forpliktelser og rettigheter." Systemansvarlig legger inn et nytt avsnitt i retningslinjene for å tydeliggjøre at det iht. dagens praksis er balanseansvarlig konsesjonær som sender inn produksjonsplaner på vegne av konsesjonærer innenfor en stasjonsgruppe. Dette er den normale arbeidsfordelingen i kraftsystemet.

Oppdatering av vedlegg til retningslinjer for fos § 8a

Systemansvarlig foreslår noen justeringer i vedlegg til retningslinjene for fos § 8a. I avsnitt om regulerstyrke står det i nåværende retningslinje: "For å kunne oppgi regulerstyrke på et aggregat må det være minst 2 % ledig tilgjengelig aktiv effekt, og slagbegrenser må ikke være aktivert". Denne setningen foreslås fjernet. Dette basert på følgende;

- Det er inkonsekvent å begrense rapportering av systemdata grunnet en prosentvis margin, når budgivning i FCR-markedene er i MW. Minste budkvantum er på 1 MW, mens begrensningen på 2% åpenbart avhenger av aggregatstørrelse. Det kan oppstå situasjoner hvor minste budvolum på 1 MW kommer i konflikt med innmelding av regulerstyrke.
- Dersom aktøren produserer på >98% vil regulerstyrken ikke rapporteres, selv om den finnes i systemet. Dette gir dårligere oversikt over FCR. FCR volumene vil begrenses av kriteriene $FCR\text{-Dopp} \leq P_{\text{maks}} - (P + FCR\text{-N} + aFRR_{\text{Opp}} + RK_{\text{Opp}})$ og $FCR\text{-N} \leq P_{\text{maks}} - (P + FCR\text{-Dopp} + aFRR_{\text{Opp}} + RK_{\text{Opp}})$
- Hensikten til kravet var å sikre et tilfredsstillende FCR-volum/regulerstyrke, og er utdatert. Det er motstridende mot øvrig utvikling knyttet til FCR og grunnleveransen. Det er innført tiltak for å redusere overleveranse av FCR (søknadsprosess for fritak fra vedtak om maksimalt 12% statikk), men dette kravet opprettholder leveranse. Det er dessuten ingen vilkår som hindrer aktører å melde inn de resterende 2% i andre markeder (for eksempel RK), så leveransen er ei heller garantert.

Systemansvarlig vurderer at endringen gir flere muligheter for aktørene til å optimere egen drift ved at systemansvarlig legger færre begrensninger på driftspunkter. Aktørene får dessuten mulighet til å rapportere, og få markeds- eller restleveransepris, på levert FCR ved drift $P > 98\%$ av P_{maks} (markedspris fordrer budvolum på > 1 MW og tilslag i markedet). På lenger sikt vil endringen bidra til å redusere grunnleveransen, hvilket er i tråd med øvrige tiltak systemansvarlig har iverksatt på veien mot markedsbasert anskaffelse av FCR.

Systemansvarlig har også endret navn på FCR-D til FCR-D_{opp}. Begrepet FCR-D_{opp} (FCR-D Opp) er allerede tatt inn i vilkårsdokumentet, og endringen i retningslinjene gjøres for å samordne begrepsbruk. Endringen kommer i forberedelsen for innføring av FCR-D_{ned}.

I samme vedlegg oppdateres beregningen for største leveranse av FCR-N og FCR-D_{opp} i delkapitlene 'Frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N)' og 'Frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)' med ledd som hensyntar leveranse av regulerkraft (RK_{ned} og RK_{opp}). Dette for samsvar med tilsvarende formel i første delkapittel, 'Relevante definisjoner'. Dette medfører ingen endringer i praksis.

1.3.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8a

Første ledd

Det er balanseansvarlig aktør som sender inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Planene utarbeides på vegne av konsesjonærene i samsvar med deres forpliktelser og rettigheter. Balanseansvarlig må ha omsetningskonsesjon gitt av NVE 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.

Systemansvarliges frist ~~til konsesjonærene~~ for daglig å rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan og systemdata for stasjonsgruppe for neste døgn er kl. 16:00.

Stasjonsgruppene fastsettes av systemansvarlig for å kunne håndtere flaskehalser og overvåke snitt. Ved henvendelse fra nye konsesjonærer eller før idriftsettelse/endring 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.

I tilfeller der systemansvarlig blir gjort kjent med nye snitt som påvirker stasjonsgruppeinndeling kontakter systemansvarlig konsesjonær med sikte om å fastsette ny stasjonsgruppeinndeling. Konsesjonærene skal ha rimelig tid til å tilpasse seg nye stasjonsgrupper. Konsesjonær kan også kontakte systemansvarlig med ønsker om nye stasjonsgrupper

For denne bestemmelsen skal følgende rapporteres:

- Produksjonsplanen skal inneholde regulerstyrke og tilgjengelig reserve.
- 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 systemdata som skal sendes inn er å finne i vedlegg til denne retningslinjen.

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.

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

Endring av produksjonsplaner 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 systemansvarlig gjør i slike tilfeller er viktigheten av å ha korrekte produksjonsplaner i driftstimen og omfanget av IKT-problemene.

~~Konsesjonærer for vindkraft og annen uregulerbar kraft må sørge for kontinuerlig oppdatering av sine produksjonsplaner og slik tilstrebe et samsvar mellom produksjonsplan og faktisk produksjon. Systemansvarlig vil følge opp større og/eller gjentatte avvik fra produksjonsplanen.~~

Systemansvarlig vil understreke at krav og forpliktelser etter fos § 8a og systemansvarliges retningslinjer til denne paragraf gjelder uavhengig av hvorvidt produksjonen er regulerbar eller uregulerbar. 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 ved feil i produksjonsanlegg skal det sendes ny produksjonsplan, inkludert oppdaterte systemdata, som er i henhold til faktisk produksjon, 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, 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.

1.4. Retningslinjer for fos § 8b

Forskriftstekst:

Systemansvarlig kan fastsette tidsoppløsning for endringer i planlagt produksjon og kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig skal betale produsenten for påført ubalanse. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser.

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonæren å tilpasse sine produksjonsplaner til begrensninger i overføringsnett ved planlagte driftsstanser eller driftsforstyrrelser. Systemansvarlig fastsetter hvordan ledig kapasitet skal fordeles mellom flere konsesjonærer.

Store sluttbrukere og sluttbrukere som deltar i balansemarkeder skal rapportere planlagt effektregulering. Systemansvarlig kan fastsette grenser for planlagt effektregulering over likestrømsforbindelser og hos store sluttbrukere.

1.4.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 8b

Første ledd:

I godkjenningsbrevet ble det påpekt at systemansvarlig må beskrive praksis knyttet til produksjonsglatting i retningslinjene. Dette er nå tatt inn. En setning er tatt ut, men er inkludert i det nye avsnittet i en noe omskrevet versjon. Denne omskrivingen påvirker ikke innholdet.

Vilkårene for produksjonsglatting ble sendt på høring sammen med forslag til retningslinjer for fos §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b. Dette fordi NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) påpekte i forskriftsendringen som trådte i kraft 1.11.2019 at vilkår for markeder også skal omfattes av retningslinjer, og skal godkjennes av Reguleringsmyndigheten for energi.

Annet ledd:

I godkjenningsbrevet skrev NVE (nå RME) at retningslinjene burde inneholde en presisering av kriteriene systemansvarlig legger til grunn for at konsesjonær i forskriften vil være de balanseansvarlige konsesjonærene, som dermed pålegges plikten om å begrense anmeldingen i markeder. Det vises også til spørsmål knyttet til det samme vedrørende innsending av produksjonsplaner.

Systemansvarliges praksis er at produksjonstilpasningen sendes til den balanseansvarlige. Det er i dag balanseansvarlig som melder inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Alle produsenter må enten selv være balanseansvarlig eller ha inngått avtale med en som ivaretar balanseansvaret for dem. Det er også kun balanseansvarlige selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. Retningslinjene er oppdatert med et avsnitt som tydeliggjør bakgrunnen for hvorfor systemansvarliges praksis retter seg mot balanseansvarlig.

Systemansvarliges praksis har blitt testet ut i en gjennomgang av NVE, varslet i brev av 22. mai 2014. Saken ble videre løftet til OED. Systemansvarlig viser til brev fra OED til Energi Norge datert 16.5.2017 ifm. en klagesak, hvor følgende er presisert: "Når det gjelder diskriminerende behandling av aktører viser NVE til at nøytral og ikke-diskriminerende atferd innebærer at like tilfeller skal behandles likt. NVE anser pro-rata fordeling basert på installert effekt som et objektivt kriterium, og at prinsippet om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden dermed er ivarettatt. Videre mener de at konsesjonær etter fos. § 8 åttende ledd i denne sammenheng må forstås som balanseansvarlig selskap. NVE mener også at balanseansvarlige selskaper til enhver tid bør vurdere å sikre seg retten til å fordele produksjonstilpasningskvoter på alle produksjonsanlegg i sin portefølje gjennom bilaterale avtaler, uavhengig av Statnetts praktisering."

Her presiserer også OED: "Balanseansvarlig selskap melder inn produksjonsplaner fordelt på stasjonsgrupper for alle produksjonsanlegg de har balanseavtale med. Vedtak etter fos. § 8 åttende ledd omhandler endring i produksjonsplaner. Departementet sier seg derfor enig med NVE i at balanseansvarlig bør vurdere å sikre seg rett til justering av produksjonsplaner for aktører de er balanseansvarlig for gjennom bilaterale avtaler, uavhengig av Statnetts praktisering av fos."

Dersom vedtak om produksjonstilpasning skal rettes til det enkelte produksjonsanlegg, vil det være behov for betydelig omlegging av blant annet gjeldende håndtering av balanseansvar, anmeldingsrutiner og utforming av driftssentralsystemer. Se bakgrunn og begrunnelse for fos § 8a.

1.4.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 8b

Første ledd

Produksjonsflytting

Gjennom systemtjenesten 'produksjonsflytting' kan systemansvarlig fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter.

Bruk av produksjonsflytting:

Systemansvarlig benytter produksjonsflytting i situasjoner der det er tydelig i driftstimen at planlagt produksjonsendring ikke tilstrekkelig samsvarer med endringene i forbruk og utveksling, grunnet strukturelle ubalanser gitt tidsoppløsningen i energimarkedet. De mer overordnede og langvarige ubalansene i driftsdøgnet håndterer systemansvarlig med regulerkraftmarkedet.

Produksjonsflytting er mest brukt i ramping-timer med store endringer i forbruk, produksjon og utveksling, men systemtjenesten er aktuell gjennom hele driftsdøgnet for alle produksjonsendringer med fleksibel kraftproduksjon.

Det er ikke noen siste frist for systemansvarlige å bestille produksjonsflytting, men konsesjonær kan avslå å utføre produksjonsflyttingen dersom tekniske begrensninger ved produksjonsenheten gjør det umulig å oppfylle bestillingen.

Prinsippet for betaling av produksjonsflytting:

Ved avtale mellom systemansvarlig og konsesjonær om produksjonsflytting registrerer systemansvarlig en regulering for volumet som bestilles. Denne reguleringen kompenseres med et påslag/reduksjon på gunstigste aktuelle områdepris. Dersom det er mest gunstig for konsesjonæren at energiubalansen avregnes etter marginal regulerkraftpris i samme retning som konsesjonærens ubalanse i aktuell time, velges dette som grunnlag for betaling fremfor påslag/reduksjon med referanse til områdepris.

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. Konesjonæren må etterstrebe å levere både sin RKOM-forpliktelse og kvartersplan. Dersom dette er umulig, må konesjonær fravike kravet om å levere kvartersplan.

Ubalansehåndtering:

Kvartersjusteringene vil praktisk sett behandles som reguleringer i balanseavregningen.

Kvartersplankravene medfører dermed ikke forbruksubalanser eller produksjonsubalanser såfremt konesjonær følger kvartersplan. Dette forutsetter at kvartersjusteringene er symmetrisk rundt timeskift, slik kravene angir at de skal være.

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

~~Konesjonærer som deltar med produksjonsglatting fritas kravet om å levere kvartersplaner.~~

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 konesjonærer som oppfyller følgende kriterier:

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

Konesjonærer 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 konesjonær må for å delta i ordningen med produksjonsglatting, bekrefte overfor systemansvarlig at denne vil delta i produksjonsglatting på de til enhver tid gjeldende vilkår.

"Produksjonsglatting. Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon" er vedlegg til retningslinjene.

Annet ledd

Systemansvarlig benytter som hovedregel systemregulering når flaskehalser i nettet oppstår som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte driftsstanser. Produksjonstilpasning benyttes i følgende tilfeller:

- Når det oppstår separatområder
- I områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør
- I områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom

Vedtak om produksjonstilpasning sendes til balanseansvarlige aktører. Med en balanseansvarlig aktør menes en aktør som har ansvaret for daglig å sende inn produksjonsplaner og regulerkraftanmeldinger for en gitt stasjonsgruppe til Landssentralen (Statnett). Balanseansvarlig må ha omsetningskonesjon gitt av NVE og må inngå balanseavtale med avregningsansvarlig (Statnett). For å få tilgang til å handle i engrosmarkedet, er det krav om at aktører inngår en balanseavtale med Statnett. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer aktørens ubalanse mot avregningsansvarlig. Det er balanseansvarlig som melder inn produksjonsplaner til systemansvarlig fordelt på stasjonsgrupper. Det er også kun balanseansvarlige

selskaper som melder inn bud i regulerkraftmarkedet. I denne bestemmelsen anser derfor systemansvarlig konsesjonær å regne som balanseansvarlig konsesjonær med omsetningskonsesjon.

Under produksjonstilpasning gjelder fortsatt kravet om at balanseansvarlig aktør skal planlegge seg i balanse. Vedtak om produksjonstilpasning innebærer at den balanseansvarlige (eventuelt eier av produksjonsanlegg som inngår i balanseansvarliges portefølje) må tilpasse sine anmeldelser i aktuelle kraftmarkeder og innmeldinger av produksjonsplaner til de vedtatte produksjonstilpasninger.

Produksjonsbegrensningene legges på hver balanseansvarliges aktørs portefølje, slik at disse kan fordele begrensningene mellom ulike konsesjonærer og produksjonsenheter. Dersom det ikke foreligger en bilateral avtale som sikrer balanseansvarlig rett til justering av produksjonsplaner for produksjonsanlegg de er balanseansvarlig for, må produksjonsbegrensningen i sin helhet foretas på den balanseansvarliges egne anlegg. Balanseansvarlig aktør bør vurdere å sikre seg rett til justering av produksjonsplaner for de konsesjonærer og produksjonsanlegg som inngår i den balanseansvarliges portefølje.

I enkelte tilfeller vil det være behov for å fastsette mer eksplisitte krav til produksjonsfordeling og regulerstyrke. Dette vil spesielt være tilfelle når det oppstår separatområder.

Produksjonstilpasning i separatområder

Produksjon i områder som er radielt tilknyttet overliggende nett vil bli produksjonstilpasset når overføringen inn til området kobles ut som følge av en driftsforstyrrelse eller planlagt driftsstans. Hvor omfattende produksjonstilpasningen blir avhenger av varigheten på utkoblingen og det aktuelle forbruket i området. Produksjon som er tilknyttet et område uten eller med lite forbruk, må stoppe helt eller vil få en svært begrenset tillatt produksjon når den radielle overføringen er utkoblet. Dette gjelder også vind- og elvekraftverk.

Systemansvarlig skal fastsette hvem som skal utøve frekvensreguleringen i et område som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, ref. § 12 tredje ledd.

Produksjonstilpasning i områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør

Systemansvarlig vil benytte produksjonstilpasningen for å unngå overlast ved planlagte driftsstanser og etter driftsforstyrrelser i følgende tilfeller:

- I områder hvor det kun er én balanseansvarlig aktør
- I områder der én balanseansvarlig aktør har stor markedsrett
- I områder der maksimalt én balanseansvarlig aktør deltar i balanse-/regulerkraftmarkedet med aggregater i området begrenset av flaskehalsen

Det vil si at det kan finnes flere balanseansvarlige aktører i området, men at det i realiteten kun er én eller ingen balanseansvarlig aktør som normalt deltar i balanse-/regulerkraftmarkedet med aggregater i området begrenset av flaskehalsen.

Med stor markedsrett i et område menes områder der en aktør har en dominerende markedsandel slik at konkurransesituasjonen ikke vil være reell eller tilstrekkelig til å ha et velfungerende marked.

Produksjonstilpasning kan i slike tilfeller omfatte både krav til en øvre og nedre grense for tillatt produksjon avhengig av om begrensningen gjelder inn eller ut av området.

Produksjonstilpasning i overskuddsområder med begrenset overføringskapasitet i lenge tidsrom

I de tilfeller der det er over 50 % begrensning i maksimal overføringskapasitet i forhold til intakt nett ut fra et overskuddsområde vil Statnett vurdere å benytte produksjonstilpasning uavhengig av antall balanseansvarlige aktører i området. I slike tilfeller vil følgende forutsetninger bli lagt til grunn:

- Produksjonstilpasning vil bli vurdert benyttet når forholdstallet mellom forventet produksjonsoverskudd og overføringskapasitet ut av det innestengte området overstiger 1,2.

Produksjonsoverskudd i et område beregnes ved å summere opp installert produksjonskapasitet og trekke fra forventet last bak flaskehalsen.

- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regionalnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningen har en varighet eller forventes å ha en varighet over 8 timer. (I regional- og distribusjonsnett er det ofte mangel på RK-bud.)
- Ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i transmisjonsnettet vil produksjonstilpasning kunne benyttes dersom begrensningen har en varighet eller forventes å ha en varighet over en uke.
- Ikke-regulerbar produksjon (vindkraft og vannkraft uten magasin) vil om mulig ikke bli omfattet av vedtak om produksjonstilpasning. Ved beregning av tilgjengelig nettkapasitet ut av det begrensede området legger systemansvarlig til grunn 60 % samtidighet for ikke regulerbar produksjon.
- Produksjonstilpasningen vil fordeles til balanseansvarlig aktør basert på installert effekt i regulerbar produksjon. Dersom vedtak om produksjonstilpasning blir fattet kort tid før gjennomføringsperioden og de berørte produsenter har begrenset mulighet for å justere sin magasindisponering i forkant, vil systemansvarlig hensynta sannsynligheten for vanntap ved tildelingen av kvoter.
- Produksjonstilpasning og systemregulering vil bli benyttet i kombinasjon for å utnytte tilgjengelig nettkapasiteten ut av området best mulig.
- Vedtak om produksjonstilpasning som fattes mer enn fire uker før gjennomføring vil bli spesifisert med en grov kvote (effekt MWh/h) pr. balanseansvarlig pr. uke. Kvoten kan ev. differensieres for helg/hverdag og natt/dag. Uken før produksjonstilpasningen vil nytt vedtak kunne fattes med oppdaterte og mer finfordelte kvoter med variasjoner pr. time.
- Vedtatte produksjonskvoter vil kunne bli justert i egne vedtak under gjennomføring av planlagt driftsstans.

I tilfeller som angitt i de tre beskrivelsene ovenfor vil systemansvarlig fatte vedtak som innebærer at produksjonen blir tilpasset tilgjengelig nettkapasitet. Vedtak om produksjonstilpasning gir ingen rett til kompensasjon for ulemper og tap, herunder vanntap og tapt vindkraftproduksjon, dette påfører berørte konsesjonærer. I områder med flere balanseansvarlige aktører og forbruk som skal dekkes, kontakter systemansvarlig de balanseansvarlige aktørene før endelig fordeling av tillatt produksjon vedtas av systemansvarlig.

Under og før gjennomføring av periode for produksjonstilpasning vil systemansvarlig ha jevnlig kontakt med berørte balanseansvarlige aktører. Systemansvarlig vil kunne omfordele tildelte kvoter dersom det viser at de tildelte kvoter ikke i tilstrekkelig grad reflektere kritikalitet og vannverdier for de berørte konsesjonærer.

Systemansvarlig skal ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett, som medfører produksjonstilpasning, informere de balanseansvarlige aktørene så snart som mulig etter at begrensningen i nettet er kjent slik at de balanseansvarlige aktørene kan tilpasse seg den begrensede nettkapasiteten.

Planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende år skal meldes til systemansvarlig innen 1. september. Systemansvarlig vil da normalt sende varsel om vedtak om aktuelle produksjonstilpasninger innen 1. desember. Dersom planlagte driftsstanser meldes til systemansvarlig etter frist for innmelding til årsplanleggingen, men minimum tre måneder før gjennomføring, vil systemansvarlig normalt sende varsel om vedtak om eventuell produksjonstilpasning innen tre uker etter mottatt plan.

Vedtak om produksjonstilpasning skal normalt ikke fattes senere enn to uker før gjennomføring.

Ved driftsforstyrrelser i nettet vedtas produksjonstilpasning snarest mulig etter at konsekvensen av driftsforstyrrelsen er kjent. Produksjonstilpasningen gjøres da gjeldende fra tidspunkt etter at neste prissetting i døgnet er trådt i kraft. Nødvendige produksjonsendringer før dette gjøres ved systemregulering.

Varsling av vedtak

Systemansvarlig skal sende varsel om vedtak til berørte parter før det utarbeides et ikke systemkritisk vedtak om produksjonstilpasning. Systemansvarlig har plikt til å påse at saken er så godt opplyst som mulig før vedtak fattes. Mottaker av varselet skal ha anledning til å komme med innspill om forhold som er av betydning for gjennomføring av den varslede produksjonstilpasningen, eksempelvis tidspunkt, fordeling av volumer og eventuelle begrensninger som følge av manøvreringsbestemmelser. For at systemansvarlig skal kunne varsle de balanseansvarlige aktørene, må det først sendes markeds melding om begrensningene driftsstansen gir, slik at de balanseansvarlige ikke sitter i en innsideposisjon.

Fra systemansvarlig mottar en innmeldt driftsstans må det påregnes inntil tre ukers behandlingstid før varsel om produksjonstilpasning kan sendes. For at vedtak om driftsstans og vedtak om produksjonstilpasning skal kunne fattes i rimelig tid før gjennomføring vil berørte balanseansvarlige ikke kunne forvente mer enn 2-3 ukers frist for å gi tilbakemelding på varselet. Systemansvarlig vil deretter ha behov for inntil 3 uker for å fastsette vedtak om produksjonstilpasning og driftsstans. Samtidig vil markedet, om nødvendig, bli orientert via en oppdatert markeds melding.

Tredje ledd

Systemansvarlig har per i dag ikke systemer for å nyttiggjøre seg informasjonen forskriftsfestet i tredje ledd.

1.5. Retningslinjer for fos § 21

Forskriftstekst:

Systemansvarlig kan kreve installasjon og drift av utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet (systemvern).

Hendelsesstyrt systemvern som innebærer utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett, kan kun benyttes som midlertidig tiltak.

Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern etablert som følge av vedtak etter første ledd. Betalingen skal dekke kostnader ved installasjon, drift, vedlikehold og avinstallasjon av vern og sambandsløsninger.

Når systemvern innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnader for utkoblingsobjektene som følge av aktivering og utløsning av vern dekkes. Ved utkobling av sluttbrukere skal systemansvarlig betale sluttbrukere i regional- og transmisjonsnett og berørt nettkonsesjonær ved utkobling av sluttbrukere i distribusjonsnett. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i berørte sluttbrukeres avbruddskostnader jf. kapittel 9 i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. Systemansvarlig skal kun betale for utkobling i tidsrommet systemvernet var korrekt utløst.

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere, deaktivere eller endre innstillinger på systemvern etablert etter første ledd.

Konsesjonær kan ikke installere, idriftsette, aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og transmisjonsnettet uten etter vedtak av systemansvarlig.

1.5.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for fos § 21

Endringer i første ledd

Systemansvarlig ønsker å klargjøre prosessen med å etablere og avvikle systemvern i kraftsystemet, basert på kommentarene fra NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) i godkjenningsbrevet. Systemansvarlig har i retningslinjeteksten til første ledd lagt til et avsnitt om avvikling og etablering av systemvern, og her fremkommer det også at vurderinger skal fremgå i vedtaket. I tillegg er det, i teksten til tredje ledd, presisert at retningslinjene for kostnader også gjelder avvikling av systemvern – ikke bare installering. Disse presiseringene anses som en tydeliggjøring av dagens praksis.

Endringer i tredje ledd

Systemansvarlig har oppdatert tekst i retningslinjene om hvordan betaling for drift, vedlikehold og aktivering av systemvern skal håndteres. Bakgrunnen for dette er at alle eiere av systemvern nå vil bli behandlet likt når det gjelder denne typen kostnader.

Systemansvarlig sendte 28.05.2019 ut brev til alle konsesjonærer, som har mottatt vedtak om installasjon av PFK og BFK i regional- og transmisjonsnettet, med informasjon om at systemansvarlig ila. 2019 ville vurdere gjeldende satser med formål om sikre en praksis som er hensiktsmessig for både systemansvarlig og berørte konsesjonærer, samt dekker konsesjonærer sine reelle kostnader tilknyttet systemvern. Systemansvarlig ba videre berørte konsesjonærer om å delta i prosessen ved å komme med innspill om kostnader forbundet med systemvern. Svarfrist var 9.8.2019.

Systemansvarlig mottok kun innspill fra Energi Norge og Norsk Hydro, og det ble gjennomført et oppfølgingsmøte mellom Energi Norge og systemansvarlig for å gjennomgå innspillet og diskutere behov for videre vurderinger av kostnader forbundet med systemvern. Systemansvarlig ønsker å fortsette dialogen med berørte konsesjonærer om estimering av kostnader forbundet med systemvern.

Systemansvarlig har ikke mottatt informasjon som tilsier at kostnadene forbundet med drift, vedlikehold og aktivering av PFK og BFK er nevneverdige. Systemansvarlig forholder seg til prinsippet om at vi skal kompensere for direkte og dokumenterte kostnader forbundet med systemvern, og likebehandle aktører. Endringen innebærer at berørte konsesjonærer fortsatt skal få dekket sine kostnader, men nå med grunnlag i at slike kostnader kan dokumenteres, slik som har vært gjeldende praksis for BFK.

Varsel om denne endringen ble sendt ut til alle produsenter med produksjonsfrakobling, Energi Norge og NVE den 25.10.2019 i "Varsel om vedtak - Betaling for systemvern - Produksjonsfrakobling (PFK) for 2020". Frist for innspill ble satt til 15.11.2019. Dette ble også omtalt i Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester for 2020, jf. forskrift om systemsvaret i kraftsystemet (fos) § 9, § 15 og § 27, sendt 23. oktober sendt til alle konsesjonærer med vannkraftanlegg med aggregat ≥ 10 MVA, NVE, Energi Norge, Norsk Industri og Distriktsenergi. Systemansvarlig har mottatt 4 høringsinnspill tilknyttet disse varslene om endring av praksis. Hydro Energi og Norsk Olje og Gass støtter en felles løsning for kompensering for både forbrukere og produsenter, mens Energi Norge og Statkraft mener at de må få bedre anledning til å dokumentere egne kostnader i forhold til drift, vedlikehold og aktivering av PFK-vern og ber om at standardsatsene videreføres i 2020.

Systemansvarlig mener at dagens satser for drift, vedlikehold og aktivering for PFK ikke kan beholdes fordi det ikke finnes dokumentasjon på at disse satsene er korrekte. Systemansvarlig anser det som naturlig at vi endrer dette frem til det eventuelt finnes grunnlag for å etablere nye standardsatser for drift, vedlikehold og aktivering av systemvern generelt og PFK spesielt. De oppdaterte retningslinjene reflekterer dette. Frem til det finnes grunnlag for å etablere nye standardsatser, dekkes kun dokumenterbare kostnader fremlagt av konsesjonær til systemansvarlig.

Endring i fjerde ledd

I retningslinjene til fjerde ledd foreslår systemansvarlig å tilpasse ordlyden slik at det ikke skilles mellom PFK og BFK. Det legges til en henvisning til betaling for aktivering, som er omtalt nærme i retningslinjene til tredje ledd. Det er også rettet en skrivefeil.

1.5.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for fos § 21

Første ledd

Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger eller reguleringer i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnett. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC-forbindelsene. Automatiske koblinger (systemvernuttløsning) utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås.

Systemansvarlig vedtar plassering og krav til funksjonalitet for systemvern. Vedtak inkluderer tidsrespons og krav til eventuell dublering av vernsystem for det aktuelle systemvernet. Krav til målinger og meldinger som skal overføres til systemansvarlig presiseres i vedtak. Blant annet vil lokal måling av frekvens og spenning kunne være aktuelt for tilknytning til systemvern for belastningsfrakobling. Ofte vil vedtak om systemvern innebære at signal fra distansevern, jordstrømvern, samleskinnevern og bryterfeilvern skal overføres til systemvernfunksjonen. For systemvern tilknyttet sentralnettet vil det være krav om redundante kommunikasjonsløsninger. Systemansvarlig legger til grunn at det er konsesjonærene som eier systemvern med tilhørende kommunikasjonsløsning og er ansvarlig for at anleggenes funksjonalitet opprettholdes inntil systemansvarlig fatter vedtak om å avvikle systemvernet. Systemansvarlig vil holde konsesjonærene ansvarlige for at testing av systemvernet meldes i god tid før testingen skal starte, i Statnetts portal for driftsstans, Fosweb.

Systemvern etableres primært for å håndtere hendelser som oppstår ved intakt nett.

Det kan være akseptabelt at systemvern etableres midlertidig ved langvarige planlagte driftsstanser av kritiske anleggsdeler. Etablering av midlertidige systemvern kan også være aktuelt for å gi netteier tid for å forsterke eget nett slik at tilknytningsplikten kan oppfylles.

Systemansvarlig vurderer løpende behovet for/nytt av de systemvern som er etablert. Systemvern med liten nytte vil bli avviklet. Systemansvarlig fatter egne vedtak om dette. Ved avvikling av systemvern vil systemansvarlig kreve at konsesjonær skal:

- sørge for å søke om driftsstans for systemvernet i Fosweb i god tid før demonteringen av systemvernet starter.
- sørge for at tilhørende releplaner fjernes/oppdateres og at alle signaler fra systemvernet mot systemansvarliges Scada-system fjernes.
- melde fra til systemansvarlig så snart systemverninstallasjonen er fysisk fjernet og når eventuelle releplaner er fjernet/oppdatert.

Iht. fos § 28 gjelder forvaltningsloven og offentleglova i saker hvor systemansvarlig treffer enkeltvedtak. Nytteverdien av systemvern og nødvendig funksjonalitet diskuteres med berørt konsesjonær før systemansvarlig fatter vedtak. **De vurderingene som systemansvarlig gjør i forbindelse med installasjon og avvikling av systemvern fremgår av vedtakene. For at driften av systemvernene ikke skal medføre for stor risiko, må systemansvarlig sammen med konsesjonærene prøve å holde antall systemvern på et håndterbart nivå. Nytt av systemvern vil derfor bli vurdert på nytt når det skjer endringer i kraftsystemet. Innspill fra landssentralen og regionsentraler, som er**

ansvarlig for bestilling og aktivering og deaktivering av systemvern, vil tillegges stor vekt når nytten av systemvern skal vurderes opp mot økt kompleksitet (økt risiko for feil bruk av systemvern) i driften.

Systemansvarliges vedtak etter denne forskriften kan påklages til ~~Norges vassdrags- og energidirektorat~~ Reguleringsmyndigheten for energi. Vedtak i klagesak kan ikke påklages. Vedtak fattet i medhold av § 21 første ledd skal sendes til aktuelle parter, med begrunnelse. Vedtaket kan påklages innen 3 uker.

Annet ledd

Som et midlertidig tiltak vil alminnelig forsyning i distribusjonsnettet også kunne tilknyttes hendelsesstyrt systemvern. 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 overføringsnettet for å ivareta N-1 i alle driftssituasjoner er realisert. Det kan også være aktuelt å benytte midlertidige systemvern i forbindelse med ombyggingsarbeider som medfører at større områder er uten N-1 forsyning over lengre tidsrom.

Systemansvarlig legger til grunn at frekvensstyrt BFK som er installert i distribusjonsnettet 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.

Tredje ledd

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

Kostnader for installasjon og avinstallasjon av systemvern

Systemansvarlig vil betale for dokumenterbare kostnader som aktøren har ved at systemvernet blir installert og avviklet. Eksempelvis hvilke utstyr man har kjøpt og antall arbeidstimer for prosjektering, planlegging og installering/avinstallering. Vedtak om betaling for installasjon og avvikling av systemvern fattes fortløpende, basert på innsendt underlag fra konsesjonær, eks. timelister med beskrivelse av utført arbeid og faktura der leverandører har blitt benyttet.

Betaling for aktivering, drift og vedlikehold av BFK

Systemansvarlig vil betale for dokumenterbare kostnader som følger av den praktiske driften av ~~vernet for belastningsfrakobling~~ systemvernet. Dette kan blant annet være dokumentert behov for ekstra bemanning for å sikre effektiv drift. For vedlikehold dekkes antall timer brukt på vedlikeholdet samt tilhørende reise- og materiellkostnader. Systemansvarlig legger til grunn at betalingen skal baseres på dokumenterte utgifter.

Vedtak om betaling for drift, vedlikehold og aktivering vil skje årlig, basert på innsendt underlag fra konsesjonær.

Ved kostnadskrav knyttet til drift, vedlikehold og aktivering skal konsesjonær fremlegge dokumentasjon på kostnader, f.eks. timelister med beskrivelse av utført arbeid, faktura der leverandører har blitt benyttet, og kvittering på reise- og materialkostnader. Dokumentasjon på kostnader skal sendes til systemansvarlig som anvist i vedtak om betaling for systemtjenester og innen 1. mars påfølgende år.

Betaling for aktivering, drift og vedlikehold av PFK

~~For produksjonsfrakobling fatter systemansvarlig årlig vedtak om faste satser for aktivering, drift og vedlikehold for systemvernet. Systemansvarlig baserer satsene på innspill fra bransjen, informasjon om kostnader og endring i konsumprisindeksen. Statnett informerer aktørene om årlige satser gjennom varsel om vedtak om betaling for produksjonsfrakobling. Dokumentasjon på kostnader skal sendes til systemansvarlig som anvist i vedtak om betaling for systemtjenester og innen 1. mars påfølgende år.~~

Fjerde ledd

Kostnader for aktivering av systemvernet

~~For forbruksfrakobling, legger~~ 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'.**

~~For produksjonsfrakobling fatter systemansvarlig årlig vedtak om faste satser for aktivering, drift og vedlikehold for systemvernet. Systemansvarlig baserer satsene på innspill fra bransjen, informasjon om kostnader og endring i konsumprisindeksen. Statnett informerer aktørene om årlige satser gjennom varsel om vedtak om betaling for produksjonsfrakobling. Dokumentasjon på kostnader skal sendes til systemansvarlig som anvist i vedtak om betaling for systemtjenester.~~

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. Statnett 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. Kostnader 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 tariff, med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale. 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 de tekniske installasjonene vil systemansvarlig rapportere 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 § 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 må selv 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 tilstede.

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 tariff. Systemansvarlig ber om at berørt nettselskap sender dokumentasjonen til systemansvarlig per epost til feilanalyse@statnett.no.

For PFK skal dokumentasjon på kostnader **skal** sendes til systemansvarlig som anvist i vedtak om betaling for systemtjenester.

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

Femte ledd

Vurderinger i løpende drift

Systemansvarlig vil normalt benytte systemvern som øker overføringskapasiteten mellom budområder, såfremt dette ikke introduserer nye utfordringer i driften, for eksempel grunnet overlappende funksjonalitet på samme systemvern.

Systemansvarlig anser systemvern som avhjelper lokale flaskehalser eller begrensninger i driften som et samfunnsøkonomisk rasjonelt og driftsmessig treffsikkert virkemiddel. Noen få systemvern hos dominerende konsesjonærer vil kunne gjøre situasjonen mer oversiktlig og håndterbar i driften. Alternativet kan være å detaljert overvåke all varierende produksjon og forbruk i området, samt aktivere systemreguleringer, der budene stadig kan endre volum og pris.

Systemansvarlig vil sammenligne risiko og kostnad for en potensiell systemvernuttløsning mot kostnaden av løpende systemreguleringer. I visse tilfeller, som regel under ekstremvær, vil systemansvarlig vurdere virkemiddelet systemvern annerledes grunnet økt risiko for systemvernuttløsning. Da vil det, av hensyn til forsyningssikkerheten, være mer aktuelt med reduksjoner i handelskapasitet mellom budområder og økt bruk av systemreguleringer fremfor å benytte systemvern.

Gjennom aktivering av systemreguleringer introduserer systemansvarlig en ubalanse i systemet. Redusert bruk av reguleringer for netthensyn er i seg selv positivt da det reduserer kompleksiteten i systemdriften og bedrer balanseringsprosessen. Systemansvarlig vektlegger dette ved vurderinger rundt aktivering av systemvern.

Utøvelse i løpende drift

Systemansvarlig meddeler pålegg om aktivering, deaktivering eller endring av innstillinger til konsesjonær via telefon og/eller epost.

Systemansvarlig legger til grunn at konsesjonær etterlever følgende krav:

- Når en produksjonsenhet stopper iht. produksjonsplan og/eller regulerkraft-aktivering skal PFK deaktiveres.
- Funksjonsfeil på systemvern skal meldes til systemansvarlig så snart som mulig.
- Ved utløsning av systemvern kan ikke konsesjonær tilbakestille systemvernet og gjenoppta produksjon eller forbruk uten etter vedtak fra systemansvarlig, jf. fos § 21 sjette ledd.

Systemansvarlig kan kreve at enkelte systemvern alltid er aktivert, mens andre systemvern vil bli aktivert når flyten i nettet overskrider gitte terskelverdier.

Systemansvarlig har i samråd med utvalgte konsesjonærer etablert rutinebeskrivelser for overvåkning av snitt og systemvern i eget nett. Konsesjonærene kontakter systemansvarlig dersom de ser behov for å deaktivere, aktivere eller endre innstillinger for systemvern. Systemansvarlig fattet deretter vedtak som enten slutter seg til eller avslår anmodning om endring.

Iht. fos § 28 er avgjørelser fattet i medhold av fos § 21 femte ledd systemkritiske dersom det er mindre enn tre måneder fra tidspunktet saksbehandlingen tidligst kan påbegynnes til vedtaket må iverksettes. For aktivering, deaktivering og endring av innstillinger for systemvern vil det i mange tilfeller ikke være

mulig for systemansvarlig å vite om dette i tilstrekkelig tid til å kunne fatte normale vedtak etter forvaltningsloven. I alle tilfeller, både ved systemkritiske vedtak og normale vedtak, vil berørt konsesjonær bli informert. Ikke-systemkritiske vedtak skal sendes til aktuelle parter, med begrunnelse. Vedtaket kan påklages innen 3 uker.

Sjette ledd

Konsesjonærforpliktelser fastsatt i forskrift. Ingen retningslinjer tilknyttet dette leddet.

1.6. Retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 (skal godkjennes av NVE)

Forskriftstekst gjeldende fra 1.11.2019:

Konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet plikter å rapportere anleggsdata til systemansvarlig.

Eiere av produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet plikter å rapportere anleggsdata til systemansvarlig.

Rapporteringen etter første og annet ledd skal skje før nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg settes i drift. For produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett skal områdekonsesjonær kontrollere at anleggsdata er rapportert til systemansvarlig før nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg kan settes i drift.

Systemansvarlig skal fastsette en nedre ytelsesgrense for hvilke produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet som omfattes av plikten i første og andre ledd.

Systemansvarlig skal fastsette format, innhold og frist for rapportering etter denne paragrafen.

Systemansvarlig skal sende forslag til nedre ytelsesgrense, format, innhold og frist etter fjerde og femte ledd på høring til berørte aktører. Etter gjennomført høring skal forslaget sendes Norges vassdrags- og energidirektorat for godkjenning, sammen med en oppsummering av høringsuttalelsene. Godkjenning kan nektes dersom Norges vassdrags- og energidirektorat finner at forslaget ikke er hensiktsmessig utformet. Før iverksettelse skal berørte aktører varsles og gis en rimelig frist for å tilpasse seg. Tilsvarende fremgangsmåte benyttes ved endring av nedre ytelsesgrense, format, innhold og frist. Norges vassdrags- og energidirektorat kan gi pålegg om endring.

Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering i henhold til denne paragrafen.

Systemansvarlig skal fortløpende oversende til Norges vassdrags- og energidirektorat opplysninger innrapportert etter første og andre ledd, etter de kravene Norges vassdrags- og energidirektorat setter.

1.6.1. Bakgrunn og begrunnelse for endringer i retningslinjer for energilovforskriften § 6-1

Fra 1.11.2019 ble tidligere fos § 14a flyttet til energilovforskriften § 6-1. Forskriftsteksten er beholdt lik, men det er lagt til et nytt sjette ledd. I det nye sjette leddet er det tatt inn krav om at systemansvarlig skal utarbeide forslag til nedre ytelsesgrense, format, innhold og frister. Forslaget skal iht. energilovforskriften § 6-1 sjette ledd høres med bransjen og godkjennes av NVE. Det nye sjette leddet ivaretar krav om retningslinjer som frem til 1.11.2019 ble hjemlet i fos § 28a.

Systemansvarlig har utarbeidet retningslinjer for tidligere fos § 14a, rapportering av anleggsdata før idriftsettelse. Retningslinjene ble hørt med bransjen november 2018- februar 2019. Retningslinjene ble godkjent av NVE, med forbehold om at systemansvarlig tydeligere utdyper hvordan systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering etter tredje ledd fremkommer.

Det er gjort noen mindre endringer i retningslinjene for å ivareta forskriftsendringene, herunder oppdatering av navn på bestemmelsen og hvilke ledd retningslinjene omhandler. Det er ikke gjort endringer i vedlegg til retningslinjene, utenom oppdateringer av navn og henvisninger for å være i tråd med gjennomførte forskriftsendringer.

Bakgrunn og begrunnelse for nytt tredje ledd i retningslinjedokumentet:

I godkjenningsbrevet fra NVE ble det etterlyst beskrivelse av systemer og rutiner for å håndtere at områdekonsesjonærer skal kontrollere anleggsdata. Dette tydeliggjør systemansvarlig nå i oppdateringen av retningslinjene.

Det har manglet systemstøtte for å håndtere ansvaret til områdekonsesjonær i Fosweb. Systemansvarlig har håndtert dette med en manuell prosess, dette er også varslet områdekonsesjonærene i brev (ref. 201907178-1) fra NVE datert 01.07.2019. I dagens praktisering må områdekonsesjonær kontakte systemansvarlig ved å sende en epost til: fos@statnett.no eller ringe +4723904390 for å få bekreftet at aktuelle anleggsdata på et produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet i eget område er rapportert og godkjent for spenningssetting. Områdekonsesjonær har ikke lov til å tillate idriftsettelse av nye produksjonsanlegg eller endringer på eksisterende produksjonsanlegg før de har fått bekreftet at anleggsdata er innmeldt og godkjent hos systemansvarlig.

Systemansvarlig tilrettelegger nå for at områdekonsesjonær skal kunne se produksjonsanlegg i distribusjonsnettet for eget område i Fosweb, noe som beskrives i retningslinjene. Dette innebærer også at områdekonsesjonær kan se detaljdata og dokumentasjon/vedlegg knyttet til disse produksjonsanleggene. Forskriften forplikter områdekonsesjonær til å påse at anleggsdata for et produksjonsanlegg i distribusjonsnettet er innmeldt og godkjent av systemansvarlig før idriftsettelse kan tillates. Det er systemansvarlig som har ansvaret for å kontrollere og godkjenne anleggsdata. Områdekonsesjonær skal kun kontrollere at innrapporteringen er ferdigstilt. Merk at ferdigstillelse innebærer produksjonseiers innrapportering, samt godkjenning fra systemansvarlig på de innmeldte anleggsdata. Det er laget funksjonaliteten i Fosweb som synliggjør for områdekonsesjonæren hvorvidt anleggsdata for et produksjonsanlegg er godkjent av systemansvarlig. Områdekonsesjonær må inn i Fosweb og kontrollere at en slik godkjenning foreligger før spenningssetting kan tillates. For at forskriftsplikten skal kunne følges opp må områdekonsesjonær samtidig i Fosweb kvittere for at kontroll er foretatt.

I utarbeidelsen av funksjonaliteten i Fosweb har systemansvarlig invitert noen områdekonsesjonærer (Tensio TS/TN AS, SFE Nett AS, Helgeland Kraft Nett AS og Mørenett AS) til å teste løsningsforslaget i Fosweb og ev. komme med tilbakemelding på brukervennlighet. Systemansvarlig vil stå for selve IT-utviklingen av denne løsningen i Fosweb.

Endring av praksis knyttet til innrapportering av anleggsdata, femte og sjuende ledd:

Registrering av anleggsdata i Fosweb kan være tidkrevende. Konsesjonær plikter å rapportere inn endringer i egne anleggsdata innen rimelig tid fra det tidspunktet konsesjonæren har kjennskap til endringene. Fristen for både innmelding av konsesjonær og godkjenning av systemansvarlig til sammen er senest 4 uker før spenningssetting. Veiledende saksbehandlingstid for systemansvarlig er minimum 2 uker. For nye anlegg kan saksbehandlingstiden være lengre, avhengig av eventuelle mangler eller feil i innmeldte data og dokumentasjon. Dette er en utfordring, men må håndteres av systemansvarlig i samarbeid med konsesjonær. Konsesjonær kan ikke selv legge grunn til hastebehandling av innmeldte anleggsdata, og kortere tidsfrister må avklares med systemansvarlig med begrunnelse. Det er svært viktig at ordinære frister overholdes, siden datamodelleringen av godkjente data fra Fosweb inn i driftssentralsystemet tar minimum 3 uker.

Systemansvarlig har sett behov for en tydeligere presisering av ansvar og tidsfrister for å lage gode rutiner for oppfølging av forskriften. Det er derfor gjort tekstlige endringer flere steder i retningslinjene for å ivareta dette. Disse endringene vil medføre at konsesjonær som har behov for bistand ifm. rapporteringen av anleggsdata i Fosweb, må begynne tidligere enn 4 uker før spenningssetting dersom de skal overholde fristen som er angitt. Systemansvarlig har ifm. arbeidet med kvalitetssikring av konsesjonærens eksisterende anlegg brukt mye tid på både opplæring av nye brukere i Fosweb og laget bruker-/ parameterveiledere for å forenkle rapporteringen hos konsesjonær. Dette er gjort tilgjengelig i Fosweb-løsningen samt på Statnetts egne hjemmesider.

I tillegg er det gjort noen mindre språklige endringer i retningslinjer for femte og syvende ledd.

1.6.2. Forslag til oppdaterte retningslinjer for energilovforskriften § 6-1

Første og annet ledd

Konsesjonærforpliktelser fastsatt i forskrift. Ingen retningslinjer tilknyttet disse leddene.

Tredje ledd

For produksjonsanlegg tilknyttet i distribusjonsnettet skal aktuell områdekonsesjonær, dvs. det nettselskap der produksjonsanleggets konsesjonær/eier har tilknytningsavtale, kontrollere at anleggsdata er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig i Fosweb, før disse produksjonsanleggene kan tillates spenningssett. Områdekonsesjonær må kvittere ut at de har vært inne i Fosweb og kontrollert at godkjenning av innmeldte data er gitt av systemansvarlig.

Dersom anleggsdata for et produksjonsanlegg ikke er godkjent for spenningssetting av systemansvarlig vil det ikke være mulig for områdekonsesjonær å kvittere ut anlegget i Fosweb. Det betyr at produksjonsanlegget ikke er rapportert i Fosweb-løsningen eller at anleggsdata som er innmeldt er feil eller er mangelfull. Områdekonsesjonær kan i slike tilfeller ikke tillate spenningssetting av produksjonsanlegget. Produksjonseier må i slike situasjoner komplettere eller korrigere anleggsdata for sitt produksjonsanlegg, slik at de får godkjent anleggsdata av systemansvarlig.

Dersom områdekonsesjonær er i tvil om en endring i et produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet krever en ny godkjenning av systemansvarlig må systemansvarlig kontaktes. Retningslinjer for fjerde, femte og syvende ledd beskriver nærmere når en endring av anleggsdata krever ny rapportering til systemansvarlig.

Fjerde ledd

Systemansvarliges grense for rapporteringspliktige produksjonsanlegg iht. energilovforskriften § 6-1 ~~fes § 14a~~ er når samlet installert effekt for alle produksjonseenheter i et produksjonsanlegg er større enn eller lik 1 MW.

Femte ledd og ~~sjettesyvende~~ ledd

Innrapportering av kraftsystemdata til systemansvarlig iht. energilovforskriften § 6-1 ~~fes § 14a~~ kan gjøres på to måter: Enten manuelt via webportal (Fosweb), eller automatisk direkte fra eget anleggsregister til systemansvarliges systemer (Autofos)¹. Systemansvarlig vil i arbeidet med videreutvikling av Fosweb og Autofos inkludere bransjen.

Anleggseiere som ønsker å benytte automatisk dataoverføring må tilpasse egne anleggsregister/egne systemer for å kunne eksportere data på CIM-XML struktur og med Energy Communication Platform (ECP) som kommunikasjonsbærer.

¹ Autofos er under utarbeidelse

Innhold i rapporteringen, dvs. omfang av parametere og dokumenter som skal rapporteres for de ulike anleggstypene fremkommer av parameterlisten (Vedlegg 4.2.2. - Vedlegg til retningslinjer for energilovforskriften § 6-1 ~~for § 14a~~).

Rapporteringspliktige anleggstyper fremkommer av tabellen under.

Anleggstype	Merknad
Stasjoner: • Kraftstasjoner • Transformatorstasjoner • Selvstendige koblingsstasjoner • T-avgreninger	Kraftstasjoner er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i stasjonen er større enn eller lik 1 MW. Transformatorstasjoner, selvstendige koblingsstasjoner og T-avgreninger er rapporteringspliktige når høyeste spenningsnivå i stasjonen er ≥ 30 kV.
Produksjonsanlegg: • Vannkraft • Varmekraft • Vindkraft • PV-anlegg (solkraft) • Annet	Produksjonsanlegg er kun rapporteringspliktige når samlet installert effekt hos alle produksjonsanlegg i en kraftstasjon er større enn eller lik 1 MW.
Transformatorer (inkludert reservetransformatorer ²)	Transformatorer er rapporteringspliktige når primærviklingens driftsspenning ≥ 30 kV. For reserve-transformatorer gjelder rapporteringsplikten dersom primærviklingens merkespenning ≥ 30 kV.
Overføringer med tilhørende ledningssegmenter, dvs. kabler og luftlinjer	Anleggene er rapporteringspliktige når driftsspenningen ≥ 30 kV.
Kompenseringsanlegg: • Shuntbatterier • Shuntreaktorer • Fasekompensatorer • SVC/Statcom	Kompenseringsanlegg som er direkte tilknyttet i stasjoner med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige uavhengig av hvilket spenningsnivå i stasjonen anleggene er tilknyttet, siden anleggene kompenserer både oppover og nedover i kraftsystemet.
Anlegg for nullpunktsjording: • Petersenspoler • Nullpunktsreaktorer	Anlegg for nullpunktsjording som har en funksjon ved jordfeil i nett med driftsspenning ≥ 30 kV er rapporteringspliktige. Merk at driftsspenningen i nullpunktet kan være noe lavere enn 30 kV.
Samleskinner	Samleskinner er rapporteringspliktige når driftsspenningen ≥ 30 kV.
Felt (avganger)	Felt er rapporteringspliktige når driftsspenningen ≥ 30 kV.
Endepunktskomponenter: • Strømtransformatorer	Endepunktskomponenter er rapporteringspliktige når driftsspenningen ≥ 30 kV og under forutsetning at de ikke er plassert i avganger (felt) mot transformatorer som forsyner sluttbrukere (last).

² Rapporteringsplikten for reservetransformatorer har NVE presisert i enkeltvedtak (se NVE-referanse 200905291-126).

• Brytere (effektbrytere, skillebrytere, fraskillende effektbrytere, lastbrytere og lastskillebrytere) • Seriereaktorer • HF-sperrer • Stasjonskabler • Looper • Øvrige strømbegrensende komponenter (kabelendemuffer, gjennomføringer, lasker, etc.)	Endepunktskomponenter i slike avganger er ikke rapporteringspliktige. Anleggsdata for stasjonskabler og looper er kun obligatorisk å rapportere dersom de er lengre enn 100 m eller strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator). Anleggsdata for øvrige strømbegrensende komponenter som ikke er opplistet her er kun obligatorisk å rapportere dersom de er strømbegrensende ift. tilknyttet hovedkomponent (overføring eller transformator).
--	--

~~Fristen for innmelding av anleggsdata for behandling av systemansvarlig er senest 4 uker før spenningssetting, uavhengig om det er et nytt anlegg eller en endring i et eksisterende anlegg som medfører at anleggsdata endres. Med spenningssetting menes tidspunktet anlegget første gang blir tilkoblet spenning mot kraftsystemet.~~

Endringer i anleggsdata skal være innmeldt av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig senest 4 uker før spenningssetting. Dette gjelder både nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg som medfører at anleggsdata endres. Med spenningssetting menes tidspunktet anlegget for første gang blir tilkoblet spenning mot kraftsystemet.

For reserveanlegg som ikke skal spenningssettes er det kun reservetransformator som skal rapporteres. Fristen for rapportering av disse er når reservetransformatoren er på lager hos konsesjonær og tilgjengelig for omplassering i nettet. Dersom reservetransformatoren tas i bruk i kraftsystemet så gjelder den samme fristen som for øvrige anleggsdeler, at anleggsdata skal være innmeldt av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig senest 4 uker før spenningssetting.

~~Fristen for innmelding gjelder~~ Samme frist på fire uker før spenningssetting gjelder også midlertidige anlegg, der varigheten for anleggsendringen forventes å være lengre enn 3 måneder.

Ved særskilte årsaker som havari eller beredskapstiltak kan rapporteringsfristen på 4 uker fravikes.

For offshore anlegg som er direkte vekselstrømtilknyttet det norske kraftsystem og som har en anleggskonsesjon etter energiloven for sitt tilknytningspunkt, er systemansvarlig avhengig av anleggsdata også for de generatorene som fysisk er plassert offshore. Slike generatorer har en elektrisk påvirkning på det øvrige kraftsystemet, som kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av kraftsystemet. Alternativet til å rapportere anleggsdata for generatorer plassert offshore er at konsesjonæren selv etablerer en modell, som representerer en fiktiv generator der konsesjonær tilknyttes det norske kraftsystemet på land. Konsesjonær må i så fall regne om alle de detaljerte anleggsdata fra faktisk generator til fiktiv generator, slik at denne fiktive generatoren får samme respons på kraftsystemet som det generatoren offshore vil ha. I slike tilfeller må systemansvarlig få tilgang til konsesjonærens metode for omregning av alle aktuelle parametere fra faktisk til fiktiv generator. For offshore anlegg, som er vekselstrømtilknyttet det norske kraftsystemet, skal generatordata og øvrige relevante anleggsdata ~~rapporteres 4 uker før spenningssetting, være~~ innmeldt av konsesjonær og godkjent av systemansvarlig med samme tidsfrist på 4 uker før spenningssetting.

Anlegg, som skal tas ut av drift og ikke vil bli satt på drift igjen, skal rapporteres sanert innen 4 uker før frakobling, uavhengig om anlegget fortsatt skal være fysisk intakt.

For de anleggstyper der det er krav om å rapportere idriftsettelsesrapporter (prøverapporter fra selve idriftsettelsen), skal idriftsettelsesrapportene være registrert senest 4 uker etter idriftsettelsen. Med idriftsettelse menes det tidspunktet anlegget er klart for normal drift og/-eller produksjon, slik at tester kan gjennomføres.

Dersom det er utfordringer knyttet til å gjennomføre enkelte prøver for produksjonsanlegg eller konfigureringsproblematikk av kompenseringsenheter, skal systemansvarlig gis beskjed innen 4 uker etter idriftsettelse. Konesjonær skal oppgi årsak og skal enes med systemansvarlig om ny tidsplan. Uavhengig av dette skal midlertidige idriftsettelsesrapporter fremlegges for produksjonsanlegg, innen 4 uker fra idriftsettelse, som demonstrerer at produksjonsanlegget oppfyller de krav det er mulig å teste for. Komplette idriftsettelsesrapporter skal rapporteres til systemansvarlig så snart de foreligger og senest 4 uker etter at alle tester er gjennomført.

~~Syvende~~ Åttende ledd

Systemansvarlig forholder seg til Norges vassdrags- og energidirektorats krav til oversending av anleggsdata.