

# OPPSUMMERING OG SVAR TIL HØRINGSINNSPILL FOR VEDLEGG 2 OG 3 I NETTAVTALEN

## Bakgrunn

Statnett har oppdatert vedlegg 2 og 3 i Nettaftalen. Vedleggene omhandler leveringskvalitet og spenningsregulering og medfølgende bidrag til reaktiv effektutveksling. Disse videreutviklingene av kravene bidrar både til mer forutsigbarhet mellom Statnett og kunder som skal knytte seg til nettet, samt er et viktig ledd i å sikre tilfredsstillende spenningskvalitet i transmisjonsnettet. I et kraftsystem med økende kompleksitet er dette et viktig arbeid for å opprettholde sikker drift, unngå systemforstyrrelser og sikre god leveringskvalitet til nettkundene.

Et utkast til endringer i vedleggene (Vedlegg 2 og 3) ble gjennomgått i dialogmøte med kundeorganisasjoner og relevante kunder i mars i 2026. Innspill fra dialogmøtet ble vurdert og tilpasninger gjennomført før vedleggene ble sent på høring 17.04.26, med høringsfrist 29.05.2026:

[Høring av vedlegg 2 og 3 til Nettaftalen | Statnett](#)

Det har kommet innspill fra følgende fire aktører: Offshore Norge, Fornybar Norge, Hydro Energi AS og Statkraft Energi AS. Dette notatet gir en gjennomgang av høringskommentarene og Statnett sitt svar.

## Vedlegg 2

### Støtte til krav om støykvoter

**Offshore Norge** er positive til å tydeliggjøre og videreutvikle krav til leveringskvalitet gjennom innføring av støykvoter. Vedlegg 2 bidrar til mer forutsigbar samhandling mellom Statnett og nye kunder som skal tilknyttes nettet. Det trekkes frem at dette også er i interessen til eksisterende kunder, særlig i en situasjon der nye tilknytninger bidrar til økt kompleksitet og belastning i nettet.

### Virkeområde for støykvoter (nye vs. eksisterende anlegg)

**Hydro** legger til grunn at støykvoter kun skal gjelde nye kunder eller ved vesentlige endringer, og mener dette bør fremgå tydelig av avtalen.

**Offshore Norge** legger tilsvarende til grunn at støykvoter ikke skal gjelde eksisterende anlegg uten vesentlige oppgraderinger, og at dette bør fremgå tydelig.

### Statnett svarer:

Tas til følge. prinsippet om at støykvoter gjelder for nye kunder eller ved vesentlig endringer tydeliggjøres ved å innføre følgende tekst i vedlegg 2:

*"For eksisterende anlegg, vil Statnett ikke fastsette støykvoter. Anleggenes forhold knyttet til spenningskvalitet reguleres av de til enhver tid gjeldende bestemmelsene i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL). "*

Dette fremgår også tydelig av veilederen til vedlegget.

### Manglende presisering av driftsforutsetninger for tilknytningsstudien

**Hydro** påpeker at veilederen ikke spesifiserer hvilke driftsforutsetninger som skal legges til grunn for tilknytningsstudien før spenningssetting. **Hydro** mener det bør presiseres at studien skal baseres på normal driftssituasjon med alle filtre innkoblet, da dette gir det mest relevante grunnlaget for vurdering av anleggets bidrag til spenningsforstyrrelser.

**Statnett svar:**

Tilknytningsstudien skal omfatte de driftsforutsetninger som er relevante for vurdering av etterlevelse av kravene til spenningskvalitet etter leveringskvalitetsforskriften. Dette vil presiseres nærmere i veilederen.

Dersom drift med ett eller flere filter utkoblet er en realistisk og påregnelig driftssituasjon for anlegget, skal denne driftssituasjonen inkluderes i tilknytningsstudien. Dette følger allerede av veilederens krav om:

*«Vurdering av hvordan ulike operasjonspunkter og driftssituasjoner i anlegget vil påvirke harmonisk forvrengning.»*

Kravene til harmonisk forvrengning i leveringskvalitetsforskriften gjelder generelt og er i liten grad avgrenset til bestemte driftssituasjoner. Tilknytningsstudien må derfor omfatte de driftsforholdene som kan ha betydning for anleggets bidrag til harmonisk forvrengning.

Statnett mener det ikke er hensiktsmessig å fastsette i veilederen at studien utelukkende skal baseres på drift med alle filter innkoblet, eller å gi generelle kriterier for hva som skal anses som en «normal driftssituasjon». Hva som er representative og relevante driftssituasjoner må vurderes konkret for hvert anlegg, blant annet fordi omfanget av filtre, redundansløsninger og driftsopplegg varierer betydelig mellom ulike anlegg. Slike vurderinger vil derfor håndteres gjennom prosjektspesifikke vurderinger, fremfor gjennom generelle føringer i veilederen.

Dersom studien viser overskridelse av kvotene i sjeldne driftssituasjoner, bør behovet for eventuelle tiltak vurderes i lys av sannsynligheten for at disse situasjonene faktisk vil medføre brudd på grenseverdiene i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL). Ved vurderingen bør det tas hensyn til at den aktuelle driftssituasjonen ikke nødvendigvis vil inntreffe samtidig med andre forhold i kraftsystemet som bidrar til høy harmonisk forvrengning. Det er likevel viktig at risikoen belyses og dokumenteres. Studien bør f.eks. beskrive om den aktuelle driftssituasjonen alene kan medføre brudd på FoL, hvilke impedansforhold som gir overskridelser, og hvor følsomt resultatet er for variasjoner i nettforholdene. Statnett kan deretter bidra i vurderingen av hvor ofte de aktuelle impedansforholdene forventes å oppstå i praksis, og om risikoen for brudd er tilstrekkelig høy til å begrunne tiltak. Veilederen oppdateres med informasjon om dette.

**Vesentlige endringer**

**Fornybar Norge** ber om at “vesentlig endring” defineres tydeligere i avtalen. De peker på uklarhet om hva som inngår i avtalen, og foreslår at kriterier inkluderes i avtaleteksten.

**Statnett svarer:**

Statnett tar kommentaren til følge og flytter definisjonen av vesentlig endring fra generell beskrivelse av prosessen og inn i avtaleteksten.

## Prosess, kundemedvirkning, endringer og metodikk

**Fornybar Norge og Hydro** etterspør økt transparens, kundemedvirkning og konsultasjon ved fastsettelse av støykvoter. **Fornybar Norge** uttrykker bekymring for ensidige endringer av avtaler. **Hydro** mener støykvoter bør avtales bilateralt og etter en generisk metodikk.

### Statnett svarer:

Statnett tar innspillene delvis til følge og vil oppdatere veilederen for å tydeliggjøre prosessen og sikre god kundemedvirkning gjennom hele tilknytningsløpet. Dette inkluderer tidlig involvering, kontinuerlig dialog, samt åpenhet om metoder og marginer for fastsettelse av støykvoter og impedanslokkus. Det vil også tydeliggjøres hvordan utvidelser av eksisterende anlegg håndteres, der kvoter knyttes til økningen i støy og ikke gir en samlet kvote for anlegget.

Samtidig er det naturlig at Statnett fastsetter støykvotene, i lys av ansvaret etter fol og behovet for helhetlig koordinering i et nett der harmonisk forvrengning påvirkes av flere anlegg og av nettet selv.

Det er krevende å etablere en fullt ut generisk metodikk for fastsettelse av støykvoter, særlig i maskede nett. Dette skyldes at harmonisk forvrengning sprer seg i nettet og påvirkes av samspillet mellom anlegg og nett, samtidig som både nettkonfigurasjon, systemkapasitet samt tilknyttet produksjon og forbruk endrer seg over tid. Fastsettelse av støykvoter kan derfor ikke baseres på en rent generisk beregningsmetodikk.

Vurderingene vil nødvendigvis innebære faglig skjønn, både ved fastsettelse av inngangsparametere og ved vurdering av risiko knyttet til fremtidige driftsforhold og utvikling i nettet.

Statnett vil legge vekt på å sikre størst mulig transparens om metodikk, forutsetninger og vurderingskriterier. Samtidig vil det, gitt problemstillingens kompleksitet, være nødvendig å utøve faglig skjønn i den enkelte sak. Det må også påregnes at metodikken videreutvikles over tid i takt med økt kunnskap, erfaring og tilgjengelige data.

### Bruk av vedlegg i underliggende nett:

**Fornybar Norge** peker på viktigheten av at krav og signaler som følger av vedleggene kan videreføres på en tydelig og forutsigbar måte i underliggende nett.

### Statnett svarer:

Leveringskvalitetsforskriften fastsetter et overordnet prinsipp om at krav til spenningskvalitet gjelder for alle aktører tilknyttet kraftsystemet, og at både nettselskap og kunder har ansvar for å bidra til at kravene overholdes. Samtidig ligger ansvaret for å følge opp kvaliteten innenfor eget nettområde hos det enkelte nettselskap, som også må håndtere forholdet til sine kunder.

På denne bakgrunn er det ikke lagt opp til at Statnetts vedlegg direkte anvendes i underliggende nett, men at kravene og metodikken gir et faglig og prinsipielt grunnlag som kan videreføres av underliggende nettselskaper innenfor deres ansvarsområde. Statnett mener samtidig at veilederen til leveringskvalitetsforskriften er den best egnede arenaen for å beskrive slike faglige prinsipper nærmere, slik at de kan legges til grunn på en konsistent måte i alle nettnivåer.

## Ansvar og tekniske forutsetninger

**Hydro** mener kundens ansvar må avgrenses for forhold utenfor egen kontroll og peker på betydningen av systemimpedans og nettforhold. **Hydro** peker også på risikoen for at de blir ansett som ansvarlig for utbedring, selv om de har godt fungerende filter, i tilfeller der nettselskapet eller andre bygger anlegg som fører til forsterkning av enkelte frekvenser.

### **Statnett svarer:**

Statnett har forståelse for Hydros bekymring knyttet til kundens ansvar for forhold utenfor egen kontroll, herunder påvirkning fra systemimpedans og øvrige nettforhold.

Metodikken i vedlegg 2 er utformet slik at verifikasjon av oppfyllelse av støykvoter avgrenses til måleperioden ved idriftsettelse. Dermed blir ikke kunden holdt ansvarlig for endringer som oppstår senere i nettet eller som følge av andre aktører. Denne tilnærmingen bidrar til å redusere risiko knyttet til uforutsigbar påvirkning fra nettselskapets anlegg eller andre kunders anlegg.

Fol fastsetter at nettselskapet har ansvar for å dokumentere ansvarlig konsesjonær ved eventuelle brudd, og uenighet kan bringes inn for RME. Eventuelle åpenbare feil i forutsetninger vil inngå i vurderingen av utbedringsansvar. Første steg ved et brudd vil være å søke omforente løsninger.

Samtidig er det viktig å understreke at systemimpedansen ikke kan måles direkte i nettet og er beheftet med usikkerhet, noe som kan gjøre ansvarsforhold krevende å fastslå entydig. Det er derfor viktig at Statnett er åpen om forutsetninger og marginer i beregningene av harmonisk impedans, slik at disse verdiene kan anvendes best mulig for å redusere risiko for brudd på kvoter.

Det er videre en forutsetning for prosessen at kunden informerer om endringer i eget anlegg som kan påvirke harmonisk forvrengning, slik at slike endringer kan vurderes og dokumenteres på en korrekt måte.

**Oppsummert er hensikten med prosessen å bidra til bedre avklaring av ansvarsforhold og en mer balansert deling av risiko mellom aktørene. Dette oppnås ved at:**

- målebasert verifikasjon ved idriftsettelse legges til grunn. Verifikasjonen av kundens bidrag til harmonisk forvrengning avgrenses til måleperioden ved idriftsettelse av nytt anlegge eller vesentlig endring.
- åpenhet om metodikk og forutsetninger gir bedre risikoforståelse
- dialog vektlegges for å finne gode løsninger før ansvarsforhold formaliseres

## Henvisning til IEC og grunnlag for grenseverdier

**Hydro** mener henvisning til IEC TR 61000-3-6 bør fjernes, og etterspør tydeligere konsekvenser av bruk av denne.

**Statnett svar:** Vi tar kommentaren til følge og juster setningen: "Kravet settes i form av grenseverdier for harmoniske spenningskomponenter i tilknytningspunktet, som beskrevet i "Veiledning vedlegg 2".

## Spenningssprang

**Hydro Energi AS** mener prinsipielt at spenningssprang er en spenningskvalitetsparameter som bør håndteres i vedlegg 2.

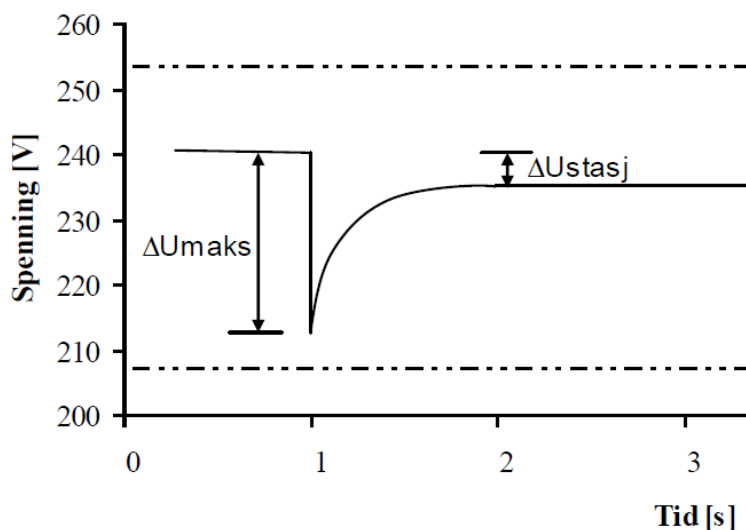
**Statnett svarer:** Vi er enig med Hydro og tar kommentaren til følge slik at avsnitt om spenninssprang flyttes til Vedlegg 2, og høringsinnspill om dette besvares under.

**Hydro Energi AS** mener at ettersom spenningssprang påvirkes av forhold utenfor kundens kontroll (nettstruktur, kortslutningsytelse mm) må kundens ansvar begrenses til forhold innenfor egen kontroll og Hydro foreslår at følgende setning innarbeides i vedlegg 3: "Forhold i tilknytningspunktet (PCC) er basert på definerte normalsituasjoner av Statnett ved inngåelse av avtale. Nettforhold utover dette som vil påvirke spenningssprang er utenfor kundens ansvar".

**Statnett svarer:** Statnett tar Hydro sitt innspill delvis til følge og inkluderer følgende formulering: " Forventet variasjonsområde for kortslutningsytelsen i tilknytningspunktet er  $[S_{k,min}] - [S_{k,max}]$  MVA. Avtalefestede verdier for spenningssprang gjelder for kortslutningsytelser ved  $S_{k,min}$ . Spenningssprang som omfattes av unntakene i leveringskvalitetsforskriften § 3-4 tredje ledd skal ikke medregnes ved vurdering av de avtalefestede verdiene."

**Hydro Energi AS** registrerer at det forstås både en maksimal grenseverdi og en begrensning på antall spenningssprang, og oppfatter det som en skrivefeil der de forutsetter det omformuleres til å gjelde antallsbegrensning for spenningssprang over en gitt verdi, slik det er formulert i FoL. Hydro mener kunde kun skal ha ansvar innenfor normal driftsituasjon av Statnett i samråd med kunden. Dersom strengere krav enn forskriften legges til grunn i avtaleverket, må dette begrunnes særskilt. Det bør videre fremgå tydelig at definisjoner og unntak følger forskrift om leveringskvalitet, herunder eksempelvis unntak ved innkobling av transformatorer.

**Statnett svarer:** Avtale om spenningssprang for forbruksanlegg er relatert til avtalt reaktiv utveksling og sikker drift av kraftsystemet. Hensikten er ikke i særlig grad spesielt relatert til krav i fol. Det kan være aktuelt å avtale større spenningssprang ned enn de verdier som listes i fol (f.eks.  $-\Delta U_{maks}$  i området 5 - 8%). Og for anlegg tilknyttet lange kabler kan det være aktuelt å avtale lavere verdier for spenningssprang opp enn de verdier som listes i fol (f.eks.  $+\Delta U_{maks}$  i området opp til +3 %). Nivåer vil avtales for hver enkelt tilkopling/nettavtale. Definisjonen er knyttet til fol, og figuren gjengitt under er hentet fra fol veileder.



Figur 1 Illustrasjon av spenningssprang fra fol

På bakgrunn av kommentarene vil vi i vedlegg 2 klargjøre ved å justere utfyllingsfelt for spenningssprang fra tidligere felles felt for pluss/minus, til i stedet å vise separat felt for pluss, og separat felt for minus.

Vedlegg 3d vil tilsvarende ha separat felt for minus MVar og for pluss MVar som beskrevet under.

### Vedlegg 3

**Både offshore Norge og Fornybar Norge** mener at rollen som netteier og systemansvarlig bør avklares tydeligere. Offshore Norge stiller spørsmål om Vedlegg 3 kan inneholde krav utover det som er beskrevet i systemansvarsforskriften § 14.

#### Statnett svarer:

Nettavtalens kapittel 2. uttrykker eksplisitt at avtalen ikke regulerer forhold knyttet til systemansvaret:

*Statnett er part i Nettavtalen som netteier. Nettavtalen regulerer ikke Statnett som systemansvarlig eller forhold mellom systemansvarlig og Kunden.*

Nettavtalen kapittel 7. uttrykker tydelig at "*Krav til funksjonalitet i Kundens anlegg reguleres ikke i denne avtalen*".

Vedlegg 3 inngår i nettavtale mellom Statnett som netteier og den enkelte direktekunde. Vedlegg 3 om spenningsregulering og reaktiv effekt er en detaljering av hvordan Statnett som netteier og kunden utnytter iboende funksjonalitetsegenskaper i anleggene, der funksjonskrav enten er fastsatt gjennom fos § 14 vedtak hvor NVF er lagt til grunn, eller de faktiske funksjonsegenskapene til anlegget der slikt vedtak ikke er fattet. Nettavtalen ivaretar at anlegget parametriseres rett og at funksjonaliteten utnyttes hensiktsmessig for driften av det totale kraftsystemet. Nettavtalen skal ikke være i motstrid med forskrift om systemansvar vedtak eller andre regelverk. Vedlegg 3 utarbeides gjennom dialog mellom Statnett og kunde.

**Hydro Energi AS** gir i hovedsak sin tilslutning i inndelingen av anleggstyper, men peker på at definisjonen av pumpekraftverk mangler.

**Statnett svarer:** Pumpekraftverk er et vannkraftverk som kan lagre energi ved å pumpe vann opp til et høyereliggende magasin (forbruk av kraft), og deretter produsere kraft på et senere tidspunkt. Teknologiutvikling gjøre at vi tenker det blir lite fremtidsrettet å beskrive maskintype og teknologi eller detaljere flere typer anlegg/ systemer.

Innledning i vedlegg 3 beskriver allerede at "Flere vedlegg kan inkluderes inn i en avtale hvis anlegget inkluderer utstyr fra flere anleggstyper", samt et eksempel på dette. Vi tar innspillet til Hydro delvis til følge ved å føye til: "Et annet eksempel er pumpekraftverk, som avhengig av teknologi vil kunne kombinere vedlegg for produksjonsanlegg (3a eller 3b) og vedlegg for forbruk (3c og 3d).

**Hydro Energi AS** legger til grunn at krav i vedlegg 3 ikke kan gis tilbakevirkende kraft.

**Statnett svarer:** Når vedlegg 3 benyttes for å definere spenningsreguleringen til et eksisterende anlegg som ikke endres vesentlig, må partene i utgangspunktet forholde seg til den iboende funksjonaliteten som tidligere avtalt eller fastsatt i fos § 14 vedtak for anleggene. Vedlegg 3 benyttes og fylles ut for best mulig å utnytte eksisterende funksjonalitet.

**Hydro Energi AS** vil peke på at begrepet "normal drift" i vedlegg 3a fremstår som uklart.

**Statnett svarer:** Kommentaren er relevant for vedlegg 3a punkt g, vedlegg 3b punkt g og vedlegg 3c punkt h. Vi tar kommentaren til følge og supplerer innledning til Vedlegg 3 med følgende tekst: Begrepet "normal drift" for kraftsystemet er den tilstanden hvor driftstekniske grenser er overholdt og systemet tilfredsstiller N-1-sikkerhetskriteriet, uten behov for ekstraordinære tiltak. Normal drift for produksjons- eller forbruksanlegg betyr stabil, planlagt og feilfri drift der anleggene opererer innenfor fastsatte tekniske og avtalte grenser, med korrekt funksjon av kontrollsystemer og uten å forårsake eller være påvirket av systemforstyrrelser.

**Hydro Energi AS** registrerer at effektfaktoren på 0,95 ligger til grunn i nettavtalen ikke samsvarer med kravet i NVF som er 0,91 for type c og d produksjonsenheter.

**Statnett svarer:** Ja, "normalområdet" for reaktiv effekt samsvarer med effektfaktor  $\cos\phi \geq 0,95$  som er innenfor funksjonskrav til alle typer og størrelser av kraftverk. Ja, i fos § 14 vedtak for de større produksjonsenheter av type C og D vil det være funksjonskrav om  $\cos\phi \leq 0,91$  som gjelder. Hvis driften over tid krever utnyttelse av hele dette funksjonskravet, bør Statnett og kunde i samråd vurderer årsak og evt. mulige behov for tiltak. Som en generell veiledning er vedvarende drift med  $\cos\phi \leq 0,95$  angitt som aktuelt innslagspunkt for å undersøke forholdene. Det er ikke et nytt, eller alternativt funksjonskrav.

**Hydro Energi AS** mener at Vedlegg 3d med krav om reaktiv utveksling må være behovsbegrunnet og basert på dokumenterte tekniske forhold i nettet, og det bør vurderes om det skal benyttes ulike grenser for innmating og uttak av reaktiv effekt.

**Statnett svarer:** Det forutsettes omtrent null utveksling av reaktiv effekt til/fra forbruksanlegg uten evne til dynamisk spenningsregulering ved nominell drift på forbruksanlegget (fra fos §14 og NVF). I praksis kan det være noe utveksling, som også kan være forskjellig for innmating eller forbruk. Vi tar Hydro sitt innspill til følge slik at det i Vedlegg 3d innføres separat felt for forbruk (+MVar) og for innmating (-MVar) av reaktiv effekt fra forbruksanlegget.

**Hydro Energi AS** har innspill om spenningssprang, de mener prinsipielt at spenningssprang er en spenningskvalitets-parameter som bør håndteres i vedlegg 2.

**Statnett svarer:** Dette svarer Statnett ut i oppsummeringsdokumentet under overskrift Vedlegg 2.

**Hydro Energi AS** oppfatter bestemmelsen i vedlegg 3d om koordinering ved planlagt driftsstans av kompenseringssystemer som noe uklar. De mener det er behov for presisering av hvem hos Statnett som skal kontaktes, hvordan dette forholder seg til systemansvarlig etter systemansvarsforskriften, og hva koordinering innebærer i praksis.

**Statnett svarer:**

Vi forsøker her i oppsummeringsdokumentet å kortfattet å forklare prosessen i forhold til systemansvaret:

Planlagt utkobling etter fos § 17 "Samordning av driftsstanser":

Ved planlagte utkoblinger av Kundens reaktive komponenter skal Kunden søke systemansvarlig om driftsstans etter fos § 17. Før driftsstans kan gjennomføres, må den være godkjent av systemansvarlig. Det skal foreligge en Plan for driftsstans.

*Det vises til Statnetts hjemmesider for mer utfyllende informasjon og frister for innmelding av driftsstanser.*

Statnett tenker at det ovennevnte strengt tatt ikke hører hjemme i avtale med Vedlegg 3.

I vedlegg 3 tar vi inn følgende tekst som er relevant for i driftstimen:

*Ved avvik av reaktiv effektutveksling skal Kunden alltid koordinere ubalansen med Statnett sin Regionalsentral. Før planlagte utkoblinger av Kundens reaktive komponenter, skal Kunden ta kontakt med Statnetts Regionalsentral.*

**Statkraft Energi AS** gir følgende innspill til Vedlegg 3a punkt a) som beskriver at nominell turbinytelse og generators driftsdiagram legges til grunn for innstilling av spenningsregulator:

*"Fastståld aktiv effekt i Vedlegg 1 bör ligga till grund för gränserna för reaktivt effektutbyte i tillknytningspunkt.*

*U<sub>min</sub> och U<sub>maks</sub> bör harmoniseras med spenningsområde som anges i NVF 12.1.2.1. Det som fastställs i Vedlegg 3a bör inte vara strängare än funktionskraven.*

*Q<sub>min</sub> och Q<sub>maks</sub> bör harmoniseras med de områden för reaktiv ytelse som anges i NVF 12.4.1.1. Det som fastställs i Vedlegg 3a bör inte vara strängare än funktionskraven.*

*Ta bort referenser till "spenningsregulator". Vedlegg 3a bör endast befatta sig med responsen i tillknytningspunkt.*

#### **Statnett svarer:**

Vedlegg 1 angir "Grense per tilknytningspunkt" for "Maks innmating (MW)". For et synkront produksjonsanlegg som har kun ett aggregat kunne man ha lagt til grunn Vedlegg 1 for å bestemme grensene for reaktiv effekt i tilknytningspunkt.

For synkrone produksjonsanlegg med flere aggregat gir det, for den operative driften, ikke god nok oversikt. Derfor må det brytes ned på aggregatnivå.

NVF punkt 12.1.2.1 er et funksjonskrav.  $U_{\min}$  og  $U_{\max}$  i tabellen i Vedlegg 3a angir laveste og høyeste stasjonære driftsspenning i PCC.  $U_{\min}$  og  $U_{\max}$  skal ligge innenfor funksjonskravet i NVF.

$Q_{\min}$  og  $Q_{\max}$  i Vedlegg 3a er harmonisert med NVF punkt 12.4.1.1, dvs. det er ikke strengere enn funksjonskravet. Normalområdet for reaktiv effekt i Vedlegg 3a ( $\cos \phi \geq 0,95$ ) er for type C og D (NVF) betydelig mildere enn funksjonskravet i NVF ( $\cos \phi \leq 0,91$ ).

Instillinger i spenningsregulatorer fjernes fra tabellen i Vedlegg 3a. Istedenfor inntas følgende tekst i nytt punkt g):

*Kunden skal opplyse til Statnett ved systemansvarlig valgte/innstilte verdier for U<sub>g</sub>,resett, aktiv lastkompensering og reaktiv lastkompensering i aggregaters spenningsregulatorer.*

*Tabellen i Vedlegg 3a endres/oppdateres.*

**Statkraft Energi AS** gir innspill "OK" til Vedlegg 3a punkt b) om at Spenningsregulator skal normalt alltid ligge i modus spenningskontroll.

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a punkt c) om spenningsregulator som har funksjonalitet for automatisk resetting, som vist i tekst under.

*Ok. Dette definerer i praktiken en punkt i U-Q-planet i tilknytningspunkt; ( $U$ ="Önskad spänning",  $Q=0$  Mvar).*

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a punkt d) om spenningsregulator som ikke har funksjonalitet for automatisk resetting av spenningsreferansen, som vist i svensk tekst under:

*Även detta stycke definerar i praktiken en punkt i U-Q-planet i tillknytningspunkt; ( $U$ ="Önskad spänning",  $Q=0$  Mvar).*

*Svårt att förstå skrivningen i sista meningen.*

**Statnett svarer:** Det som menes i punkt d) er at spenningsregulatoren, når den spenningssetter generatoren i en automatisk startsekvens, skal gi seg selv en spenningsreferanse som er lik det resettverdien ville ha vært dersom spenningsregulatoren hadde hatt resett-funksjonalitet. Og videre at IKA ikke skal endre denne spenningsreferansen i forbindelse med innfasing av generator dersom spenningsdifferansen over effektbryteren, som brukes ved innfasing av generatoren, er  $\leq 6\%$ .

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a punkt e) om spenningsregulator som har aktiv lastkompensering, som vist i teksten under:

*Det är bra att inte kravställa att funktionen ska vara aktiverad.*

*I praktiken innebär den aktiva kompenseringen att den "statik-linje" i U-Q-planet som ges av den reaktiva statiken/kompenseringen automatisk parallellförflyttas med ändrad aktiv effektutmatning. Dynamiken kan vara svår att genomskåda, så försiktighet bör brukas.*

*Samma resultat kan uppnås om operatör manuellt ändrar spänningsbörvärdet vid ändrad aktiv effektutmatning, men detta kan vara svårt att genomföra i praktiken.*

**Statnett svarer:** Statnett er enig i at "Samma resultat kan uppnås om operatör manuellt ändrar spänningsbörvärdet vid ändrad aktiv effektutmatning". I praksis er imidlertid dette umulig å få til, dvs. det må automatiseres ved at spenningsregulatoren selv gjør dette.

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a punkt f) som sier at Kunden og Statnett skal i samråd bestemme innstilling av reaktiv lastkompensering, som vist i teksten under:

*Är det inte detta som fastställs i detta vedlegg?*

*I c) och d) anges en punkt för "statik-linjen" i U-Q-planet. Genom att också definiera ( $U_{min}$ ,  $Q_{maks}$ ) eller ( $U_{maks}$ ,  $Q_{min}$ ) är linjen fullständigt bestämd.*

**Statnett svarer:** Ja, det avtales i Vedlegg 3a at Statkraft og Statnett skal sammen bli enig om blant annet kompensering. Resultatet av dette samarbeidet inntas i idriftsettingsrapporter, ref. nytt punkt g) i Vedlegg 3a.

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a (gammelt) punkt g) om å ikke endre spenningsregulatorens spenningsreferanse ( $U_{g,sett}$ ), som beskrevet i teksten under. Om aktiv kompensering inte används kommer aggregatet å konsumere reaktiv effekt då aktiv effekt matas ut, även om spänningen i tilknytningspunkt är "önskad spänning".

*Kanske c) och d) ska formuleras så att ett nollutbyte av reaktiv effekt uppnås vid  $P_{maks}$  och "önskad spänning" för det fall aktiv kompensering inte används?*

**Statnett svarer:** Statnett er enig i Statkraft sin framstilling av hva som skjer dersom spenningsregulatoren ikke benytter aktiv kompensering. Aktiv kompensering bør benyttes. Statnett endrer derfor ikke teksten i Vedlegg 3a, punkt c) og d).

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a (gammelt) punkt h) om definering av normalområdet for reaktiv effekt, som vist i teksten under:  
*Ska det inte vara "cos  $\phi \geq 0,95$ "*

**Statnett svarer:**

Ja, det skal være " $\cos \phi \geq 0,95$ ". Teksten i Vedlegg 3a (nytt punkt i) endres i henhold til dette.

**Statkraft Energi AS** gir sin tilslutning til Vedlegg 3a (gammelt) punkt i) om at dersom generator systematisk driftes utenfor det definerte normalområdet, så skal kunde og Statnett i samråd vurdere årsak om mulig behov for tiltak.

**Statkraft Energi AS** gir innspill til Vedlegg 3a (gammelt) punkt i) om å slette kolonner i henhold til teksten under og markup på figur.

*Föreslår att endast dessa kolumner tas med:*

- 1. Aggregat, eller "Kundens anlegg" för att harmonisera med Vedlegg 1.*
- 2. Önsket spänning [kV]. Detta är den spänning i tillknytningspunkt där det reaktiva effektutbytet bör vara noll.*
- 3. Umin [kV]. Detta är den spänning i tillknytningspunkt där aggregatet ska leverera Qmaks.*
- 4. Qmaks [Mvar]. Detta är den maximala reaktiva effektutmatningen i tillknytningspunkt, som ska uppnås då spänningen är Umin. Se a) om kommentar om hur denna ska sättas.*

*Figur 2 Statkraft viser forslag til endring/ forenkling av tabell*

*Information om inställningar i spänningsregulator är ej nödvändiga i en avtalstext. De kommer att delges efter drifttagning via FoS-web. Det är anläggningsägarens ansvar att ställa in spänningsregulatorn så att responsen i tillknytningspunkt uppnås.*

*Information om turbin- och generatoreffekter är ej nödvändiga här. Pmaks hämtas från Vedlegg 1 och är allt som behövs för att fastställa reaktiva gränser.*

*Umaks och Qmin är överflödiga. Responsen i U-Q-planet i tillkningspunkt ges av en linje. Den linjen kan bestämmas med två punkter; ("Önskad spänning", 0 Mvar) och (Umin, Qmaks).*

*Pmaks behöver inte anges här då den informationen finns i Vedlegg 1.*

**Statnett svarer:**

For synkrone produksjonsanlegg med flere aggregat gir det, for den operative driften, ikke god nok oversikt å benytte "*Grense per tilknytningspunkt*" for "*Maks innmating (MW)*". Derfor må det brytes ned på aggregatnivå (se kommentarer ovenfor).

Statnett er enig i at *Önsket spänning [kV]* er den spänning i tilknytningspunkt hvor utvekslingen av reaktiv effekt bør være  $\pm 0$  MVar, forutsatt at aktiv statikk benyttes i tilstrekkelig grad. Dersom aktiv statikk ikke benyttes, oppnås ikke dette.

Statnett er enig i at *Umin [kV]* er den spänning i tilknytningspunktet hvor aggregatet skal levere *Qmaks [MVar]*.

Statnett er enig i at anleggseier er ansvarlig for å stilla inn spenningsregulatoren slik at responsen i tilknytningspunktet oppnås.

Statnetts driftsmiljø har behov for informasjon om nominelle ytelser for turbiner og generatorer.  $P_{maks}$  kan ikke hentes fra Vedlegg 1 i situasjoner hvor kun få av flere aggregat er i drift. Følgelig kan i slike situasjoner heller ikke reaktive grenser hentes fra Vedlegg 1.

Statnetts driftsmiljø har behov for å få opplyst  $U_{maks}$  og  $Q_{min}$ . Statnett er enig i at responsen i U-Q-planet i tilknytningspunktet gis av en linje. Men, denne linjen er ikke nødvendigvis rettlinjert eller symmetrisk om nullpunktet. Ulineariteter og innstillinger av f.eks. undermagnetiserings-begrensere kan være årsaker.

Tabellen i Vedlegg 3a endres til følgende

Tabell 1: Spenningsregulering og reaktive effektbidrag i tilkoplingspunkt PCC.

| Synkron produksjonsanlegg |                 |                    |                                                 |                    |           |            |                           |                          |
|---------------------------|-----------------|--------------------|-------------------------------------------------|--------------------|-----------|------------|---------------------------|--------------------------|
| Aggregat                  | Turbin<br>$P_n$ | Generator<br>$S_n$ | Tilkoplingspunkt PCC (Point of Common Coupling) |                    |           |            |                           |                          |
|                           |                 |                    | $P_{maks, PCC}$ <sup>[1]</sup>                  | Ønsket<br>spenning | $U_{min}$ | $U_{maks}$ | $Q_{maks}$ <sup>[2]</sup> | $Q_{min}$ <sup>[3]</sup> |
| [nr]                      | [MW]            | [MVA]              | [MW]                                            | [kV]               | [kV]      | [kV]       | [MVA <sub>r</sub> ]       | [MVA <sub>r</sub> ]      |
|                           |                 |                    |                                                 |                    |           |            |                           |                          |
|                           |                 |                    |                                                 |                    |           |            |                           |                          |

<sup>[1]</sup>  $P_{maks, PCC}$ : Maksimal aktiv effekt som aggregatet kontinuerlig kan levere inn i nettet i PCC ved HRV (Høyeste Regulerte Vannstand) når kun dette aggregatet er i drift.

<sup>[2]</sup>  $Q_{maks}$ : Reaktiv effekt som aggregatet kontinuerlig skal levere inn i nettet i PCC ved  $P_n$  når spenningen i PCC =  $U_{min}$ .

<sup>[3]</sup>  $Q_{min}$ : Maksimal reaktiv effekt som aggregatet kontinuerlig kan trekke ut fra nettet i PCC ved  $P_n$  når spenningsregulatoren går mot undermagnetiseringsbegrensere.