Statnett

Notat

Sak

Statnetts forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av HVDC

Dokumentet sendes til:	Saksbehandler/Adm. enhet:
Norges vassdrags- og energidirektorat	Stian Boye Skaatan / DUF
	Sign ……..
	Ansvarlig/Adm. enhet:
	Hans Olav Ween / DUF
	Sign: …….
Til orientering:	Dokument ID: 15/00250-13
Deltakere i referansegruppen for HVDC	
	Dato: 20.12.2017

SAMMENDRAG

Dette dokumentet er Statnetts leveranse til NVE knyttet til Statnetts gjennomgang av forordning for HVDC (NC-HVDC). Statnett fikk i brev, datert 5.2.2015, i oppdrag fra NVE å starte opp et arbeid med å utarbeide et forslag til praktisk gjennomføring av tilknytningsforordningen, Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (HVDC), i Norge. Forordningen for HVDC regulerer administrative og tekniske krav til funksjonalitet i nye HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler, herunder godkjenningsprosedyrer, kravetterlevelse og unntaksbestemmelser. Unntaksvis kan eksisterende anlegg underlegges forordningens krav. Intensjonen med bestemmelsene er å sikre likebehandling, legge til rette for like konkurransevilkår, kostnadseffektivitet og sikker drift.

Arbeidet med forordningene har pågått siden 2014. Dette arbeidet har i hovedsak bestått av en fortolkning av regelverket, vurdering i forhold til eksisterende regelverk, utarbeidelse av våre anbefalinger til NVE, innhenting av synspunkter fra referansegruppens medlemmer og forberedelser til referansegruppemøter. Statnett har hatt god nytte av diskusjonene i referansegruppene. Innspill og kommentarer fra møtene er samlet i referater fra møtene og gjort tilgjengelig for NVE under arbeidets gang, og ligger vedlagt i vedlegg I.

Gjennomgang og vurdering av forordningen er gjort i tett dialog med bransjen ved bruk av en egen referansegruppe som har gjennomgått og diskutert underlagsmateriell forberedt av Statnett. Deltagerne i gruppen har gitt gode innspill til arbeidet, og Statnett vurderer at både vår og bransjens forståelse for kravene i forordningen har økt gjennom prosessen.

De tekniske funksjonskravene som reguleres i forordningene er krav til:

- *Frekvensområder og styring av aktiv effekt.*
- *Spenningsområder og evne til å levere reaktiv effekt.*
- *Fault ride through-egenskaper, og anleggenes evne til å holdes tilkoblet ved forbigående feil.*
- *Svartstartegenskaper.*
- *Vern, kontroll og informasjonsutveksling.*

Forordningen har i tillegg en rekke krav knyttet til prosessuelle og juridiske aspekter.

- *Regulering av hvordan aktuell systemoperatør sikrer etterlevelse av fastsatte krav, herunder simuleringer og prøver av funksjonalitetsegenskaper i anlegget.*
- *Prosedyrer for godkjenning av anlegg før idriftsettelse.*
- *Unntaksbestemmelser og krav om kost-nytte analyse ved slike unntak.*
- *Begrenset muligheten til å stille krav til eksisterende anlegg. Forordningen skal i hovedsak gjelde for nye tilknytninger, men den åpner samtidig for at eksisterende anlegg, under gitte betingelser, kan underlegges forordningen.*
- *Tydeliggjøring av rettigheter og forpliktelser, prinsippene for reguleringen, tidsfrister for å sikre fremdriften i implementeringen av regelverket, samt regulering av aktørenes klagemulighet.*

Tilknytningsforordningen legger opp til en ny reguleringstilnærming for nye anlegg ved at disse reguleres gjennom avtaler mellom aktuell netteier og eier av anlegg som skal tilknyttes. I dag reguleres funksjonskrav for nye og endringer i eksisterende anlegg gjennom forvaltningsvedtak fra systemansvarlig. Forordningene vil sette krav til netteier om oppfølging og verifisering av kravetterlevelse gjennom forhåndsdefinerte prosedyrer for idriftsettelse. Prosedyren skal sikre at TSO/DSO er kjent med at nytt anlegg tilknyttes nettet før idriftsettelse, at de tekniske funksjonskrav er avtalt, samt at enheten overholder de tekniske funksjonskravene. Statnett anbefaler å følge reguleringens avtalebaserte løsning. For å sikre en helhetlig og harmonisert tilnærming og forenkle arbeidet med operasjonaliseringen av regelverket anbefaler Statnett at systemansvarlig gis en koordinerende rolle i å utvikle bindende veiledning og standardiserte metoder og avtaler for hvordan regelverket skal operasjonaliseres. Videre anbefaler vi at myndighetene benytter forordningenes regelverk, §5.9, til å gi systemansvarlig hjemmel til å fastlegge funksjonskravene i den ovennevnte veiledningen, i dialog med aktørene og bransjen.

I henhold til tilbakemeldinger fra gruppen er mener de at det er en utfordring at andre enn Statnett har lite innsyn og mulighet til å ta del i beslutninger om funksjonalitet og potensiell rolleblanding mellom Statnetts interesser og kommersielle aktørers interesser. Generelt mener gruppen at transparens, involvering og rolletydelighet (forholdet mellom TSO/DSO) er viktige elementer som bør diskuteres/behandles i det videre arbeidet. Videre diskuterte gruppen en mulighet for at Statnett ikke bør være den som sitter med ansvaret for å utvikle "veileder", men heller en komite som er satt ned av NVE. Denne komiteen bør være uavhengig av Statnett (selv om Statnett bør sitte i gruppen).

Videre har representantene fra selskaper organisert i Energi Norge har i en samlet uttalelse imøtegått Statnetts anbefalinger på ovennevnte område. De deler Statnetts syn vedrørende behovet for en felles veiledning for operasjonaliseringen av regelverket, men mener at ansvaret og selve utførelsen bør skje i regi av NVE, ikke systemansvarlig.

Statnett anbefaler at fremtidens regulering også må sikre en hensiktsmessig regulering av eksisterende anlegg, slik at funksjonaliteten i det eksisterende systemet ikke svekkes over tid. Dersom dette ikke kan sikres på en god måte gjennom implementeringen av tilknytningsforordningen, bør dette sikres gjennom hensiktsmessige tilpasninger i forskrift om systemansvaret. En avtalebasert regulering, også for endringer i eksisterende anlegg, vil bli mer krevende enn dagens løsning. Det er etter Statnetts vurdering behov for bestemmelser for å håndtere situasjoner der enighet om avtaler ikke oppnås eller markedsmakt søkes utnyttet.

Gruppen har angående eksisterende anlegg gitt kommentarer på at det ikke må gis mulighet til å pålegge ekstra funksjonalitet for å få gratis tjenester, samt at de er bekymret for at det kan komme tilleggskrav når det skal vurderes hvorvidt et anlegg skal underlegges kravene gitt av denne forordning.

Energi Norges representanter mener at dagens bestemmelser i fos, som er i strid med NC-HVDC eller andre bestemmelser hjemlet i grensehandelsforordningen, ikke kan videreføres. De oppfatter at

Statnett argumentere for en avvikende regulering, som stiller ytterligere krav til norske anlegg ut over det som følger av forordningens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under NC-HVDC.

Disse representanter mener videre at alle slike unntak må underlegges en kost-/nytteanalyse før krav i NC-HVDC helt eller delvis kan gjøres gjeldende, og at det må gjennomføres kost-/nytteanalyser ved enhver anvendelse av NC-HVDC krav på eksisterende produksjonsanlegg.

Statnett har i sin anbefaling valg å følge de krav som er gitt av forordningen til frekvensområder for både HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler. Dette er noe gruppen har stilt spørsmåltegn ved, og mener at kravene til frekvensområde strengere enn dagens krav gitt av FIKS, uten at endringen virker å speile den faktiske endringen i kraftsystemet. Å øke intervallet for hva den kontinuerlig frekvensen kan være, er svært uheldig. Dette utelukker i praksis LCC-teknologi, og vil være fordyrende for VSC.

Funksjonaliteten, feilstrømbidrag - hurtig oppregulering av reaktiv strøm, er under mye diskusjon og forskning, og det er derfor ikke en eksakt vitenskap å bestemme hva som er optimale parametere. Statnett har i sin anbefaling ønsker om å synliggjøre hvilke parametere som kan forventes å være aktuelle for denne funksjonaliteten og inkluderer i anbefalingen at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere.

Etter gruppens oppfatning er kravene slik de er gitt i Statnetts anbefaling for rigide. Gruppen mener også at kravene er teknologiavhengig. Etter gruppens vurdering bør egenskaper for hurtig feilstrømsbidrag vurderes i de ulike tilknyttede nettsystemene og de rådende forhold, det er ikke en "one-size fits all". Et forslag fra gruppen er at dette kan forespørres som en betalt tjeneste fra TSO. Videre mener gruppen at det er uheldig at Statnett anbefaler en løsning der funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere. Det å justere parametere for oppførselen i ett feilforløp vil påvirke oppførselen i andre feilforløp, og vil kreve komplett testing av ny oppførsel (dynamic perforance study). En slik tilpasning av parametere i ettertid vil være svært arbeidskrevende for eieren av HVDC-systemet. Gruppen er videre tydelig på at kravene med hensyn til innstillbare parametere i praksis kan medføre betydelig kostnader i prosjektgjennomføring og vanskelig kan gjennomføres i praksis slik Statnett har formulert dette og fraråder dette kravet slik det er formulert nå. Avslutningsvis er gruppen enig med Statnett i at man skal søke å utnytte anleggets iboende egenskaper på en best mulig måte, men påpeker behovet for og viktigheten av en tidlig avklaring mht. krav relatert til omformeranlegget herunder innstilling av parametere.

Angående krav til utveksling av reaktiv effekt anbefaler Statnett at det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metodikken for fastsettelse av profiler beskrives.

Etter gruppens syn er forordningen og kravene om utveksling av reaktiv effekt vanskelig å forstå, og virker å være strengt. Kravene gitt av FIKS er enklere å forholde seg til enn til nye krav. Gruppen mener at hjørnene (nedre venstre og øvre høyre) og plassering av indre konvolutt innenfor den ytre konvolutten kan være et problem for anleggene, at de er unødvendig strenge og svært kostnadskrevende å innfri. Figurene burde derfor avgrenses ved å avrunde hjørnene i konvolutten.

Videre mener gruppen at hjemmelen er for vid, og at det kan være uheldig med aktuelle systemoperatører med mangelfull teknisk kompetanse som står i fare for å legge indre konvolutt i umulige plasseringer. I den foreslåtte veilederen bør det derfor fremkomme anbefalte profiler innenfor indre konvolutt, med en cos φ = +/- 0,95.

Statnett anbefaler at kravet til Fault Ride Through (FRT) egenskaper, dvs. evnen en enhet har til å holdes tilkoblet ved forbigående feil, gjøres generell for alle anlegg tilknyttet over eller lik 110 kV. Dette innebærer en lempning av dagens krav for anlegg tilknyttet 132 kV-spenningsnivå. Våre vurderinger viser at eksisterende krav er utfordrende/umulig å oppfylle, og at alternative tiltak vil kunne være mer kostnadseffektive.

Statnett anbefaler å benytte forordningenes bestemmelser til å regulere svartstartegenskaper i aktuelle anlegg. Forordningene åpner for en avtalebasert løsning. Dette er spesielt viktig med hensyn på å sikre fordeling av egenskapene i utsatte separatdriftsområder og for å sikre funksjonaliteten i relevante anlegg. Vi anbefaler at det utarbeides ordninger for å håndtere utfordringer knyttet utøvelse av markedsmakt ved inngåelse av slike avtaler.

Forordningen åpner for at TSO kan kreve simuleringsmodeller eller tilsvarende informasjon som viser på anleggets oppførsel ved stabil tilstand og dynamisk respons. Etter Statnetts vurdering er spesifiseringen av innholdet og formatet på simuleringsmodellene noe vi kommer til å gjøre i etterkant av at forordningen er implementert, da forordningen er klar på at dette er noe TSO har rett på å spesifisere nærmere dersom TSO krever innsending av simuleringsmodeller.

Gruppens deltakere meddeler at det er utfordringer med at leverandørene ikke vil at simuleringsmodellene videresendes til tredjepart (Statnett, systemansvarlig, NVE). Her mener gruppen at for å levere data, simuleringsmodeller og lignende må TSO/aktuelt nettselskap henvende seg til leverandør for å få til en Non-Disclosure Agreement, og mener at dette er noe upresist i koden. I dag inneholder alle kontrakter krav om at kjøper/konsesjonær ikke kan videreformidler informasjon om anlegget til en tredje part, og mener at det her kommer til å bli en konflikt med leverandørene.

Avslutningsvis er det viktig å merke seg at Statnett i sin gjennomgang av forordningen ikke ser behov for eventuelle EØS-tilpasninger ved implementering i Norsk lov.

INNLEDNING

Statnett fikk i brev, datert 5.2.2015, i oppdrag fra NVE å starte opp et arbeid med å utarbeide et forslag til praktisk gjennomføring av tilknytningsforordningene, Requirements for Generators (NC-RfG), Demand Connection Code (NC-DCC) og High Voltage Direct Current Connections (NC-HVDC), i Norge. Ved utarbeidelse av forslaget ble Statnett bedt om å involvere relevante aktører i bransjen gjennom å opprette en eller flere referansegrupper for arbeidet. Følgende referansegruppe ble opprettet for NC-HVDC:

Selskap	**Navn**
Agder Energi/Energi Norge	Terje Sten Tveit
Statkraft/Baltic cable	Jan Brewitz (trakk seg etter 1. møte)
Statnett SF (som anleggseier)	Elisabeth Nøkleby Abildgaard
Statoil	Kamran Sharifabadi
NEK	Lars Ihler
NVE (observatør)	Astrid Ånestad
NVE (observatør)	Eirik Eggum

Det er avholdt 5 møter i referansegruppen, og referater ligger vedlagt i vedlegg I.

NVE har bedt om en systematisk gjennomgang av krav i de nevnte forordningene, oversikt over endringer forordningene vil medføre sammenliknet med gjeldende praksis i Norge i dag, og forslag til norsk praksis/krav der det i forordningen åpnes for nasjonale tilpasninger. Der forordningen åpner for nasjonale tilpasninger, mener NVE det er naturlig å ta utgangspunkt i dagens regelverk og praktisering. Videre har NVE bedt om en kartlegging av hvilke aktører i Norge som pålegges de ulike ansvarsoppgaver og plikter som følger av tilknytningskoden. Der det er relevant ønsker NVE at Statnett kartlegger behovet for avklaringer rundt beslutningsprosesser og forslag til norsk praksis. Prinsipielle forhold som trenger avklaring for å sikre fremdrift i arbeidet kan bringes inn til NVE underveis.

Leveransen til NVE skal være et forslag fra Statnett. Det innebærer at det ikke trenger å være konsensus i referansegruppen om forslaget. Imidlertid ber NVE om at det går fram av leveransen på hvilke punkter referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag og en begrunnelse om hvorfor Statnett likevel har landet på det forslaget de gjør.

Dette dokumentet gjennomgår forordningen "Network Code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules", og er Statnetts tolkning og anbefaling til implementering av NC-HVDC. Dette innebærer at hver enkelt paragraf er blitt fortolket for å fastslå hvilken funksjonalitet som dekkes, samt for å bestemme verdier for de ikke uttømmende paragrafene ("non-exhaustive"). Det inngår ikke i arbeidet å gi en fullstendig vurdering av funksjonalitet, som ikke er ivaretatt av forordningen. Omfanget av NC-HVDC inkluderer tekniske funksjonskrav med grenseoverskridende innvirkning og hensyn, som berører markedsintegrasjon. NC-HVDC erstatter således ikke nødvendig nasjonal regulering av funksjonalitet, som ikke har grensekryssende innvirkning. Statnett legger til grunn at funksjonalitet som ikke ivaretas gjennom NC-HVDC vil ivaretas gjennom annen nasjonal regulering. Det er i denne sammenheng viktig å merke seg at den HVDC tilknyttet oljenæringen ikke vil være aktuell for denne forordningen, men at de derimot må følge kravene til utveksling mot transmisjonsnettet som gitt i forordningen for forbruk (NC-DCC).

Forordningen gjennomgås paragraf for paragraf med formål og bakgrunn for bestemmelsene, sammenlikning med eksisterende regelverk, Statnetts anbefaling og punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag. Sentralt i Statnetts arbeid er ENTSO-Es veiledningsdokumenter, se vedlegg III, gjeldende regelverk i Norge og diskusjonene og innspillene fra referansegruppen.

Det er under arbeidet med forordningen definert en rekke krav som er å anse som prosjektspesifikke. Disse prosjektspesifikke kravene vil ikke omtales i gjennomgangen under hver enkelt paragraf, men det vises til egen oversikt over prosjektspesifikke krav i vedlegg II.

I dokumentet, under hvert tema, finnes underkapitlet "Innspill og synspunkter fra referansegruppen". Dette kapitlet gir et overblikk over de kommentarer som er meddelt Statnett i møter og på epost, og som har hatt en betydning for Statnetts endelige anbefaling. Vedlegg I inneholder alle referat fra referansegruppemøtene, og vil der det ikke er nevnt noe spesifikt under "innspill og synspunkter fra referansegruppen" være referansegruppens kommentar.

Statnett har i løpet av arbeidet med forordningen fått inn noen generelle kommentarer til arbeide. Der Statnett har kommentarer til innspillene er disse gitt som egen kommentar under selve kommentaren.

- Statnett må være varsom med å foreslå "kjekt å ha"-krav. Referansegruppen, har deltakere som har vært aktive i de europeiske diskusjonene når koden ble utarbeidet, viser til at koden bærer preg av TSOenes "frykt" for et energisystem med produksjonssammensetning med sol og vind – altså ikke regulerbar og uten treghetsmoment. Dette må hensynstas i Norsk implementering og bruk.

- I arbeidet med å gi anbefalinger om kravimplementering er det utfordrende å snakke med leverandørene. De sier i utgangspunktet at 'alt er mulig', men når det kommer tettere på så er det ofte vanskeligere og medfører ofte store kostnader. Statnett og reguleringsmyndigheten bes derfor være bevist på kravene som stilles.

- Referansegruppen har også på generelt grunnlag fremmet at flere av kravene utelukker LCC-teknologi, og stiller spørsmål ved at det er ønskelig å favorisere VSC-teknologi i lovverket i så stor grad.

  Kommentar Statnett: Dette er etter vår oppfatning underlig, da kravene i utgangspunktet skal være teknologinøytrale og kompatibel med både LCC- og VSC-teknologi. Iht. ENTSO-E betyr det å være teknologinøytral ikke nødvendigvis å unngå alle krav som er utfordrende for noen teknologier, men heller at det skal utformes velbegrunnede krav på mest fleksibel mulige måte. Hvis LCC-teknologi har vanskeligheter for å oppfylle noen av kravene, og dette kan løses ved økte kostnader for anleggene, bør dette aksepteres i stedet for å prøve å oppnå unntak. Det skal også legges til at de kravene som er kritiske for LCC-teknologi i hovedsak ikke er obligatoriske krav, men krav som har en *kan* bestemmelse. Dette gjelder f.eks. FRT der det er åpnes for at det kan tillates en U_{block} som vil tillate anlegget å forbli tilkoblet til nettet med null aktiv og reaktiv effekt bidrag i en gitt tid. Se også ENTSO-Es publiserte Frequently Asked Questions (FAQ) for videre informasjon om hvorfor forordningen ikke skiller mellom LCC- og VSC-teknologi (FAQ 15).

- Hva skjer når det på en forbindelse kommer en innmating/uttak midt i kabelen (interconnector)? Det er mulig dette da skal sees på som masket nett, og dermed ikke er å anse som en del av denne forordningen. Det bør derfor i oversendelsen til NVE stå en setning om hvordan man håndterer forhold som ligger utenfor omfanget av forordningen.

  Kommentar Statnett: Dette vil bli tatt hensyn til ved implementeringen av § 4, der det innføres en meldeplikt for eksisterende anlegg. Og som da gir mulighet for aktuell systemoperatør til å gjennomgå forhold i forordningen og eventuelle krav som skal stilles til maskede nett. Videre skal det sies at forordningen er under oppdatering fra ENTSO-E, og at dette da mest sannsynlig vil være en del av neste versjon av forordningen.

- Referansegruppen har i flere sammenhenger påpekt viktigheten av at prosjektspesifikke krav avklares på et tidlig tidspunkt i prosjektet. Samt at det bør være krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet når det skal stilles prosjektspesifikke kravet. Dette for å sikre likebehandling og at eksterne aktører ikke stilles strengere krav enn Statnetts egne anlegg.

  Kommentar Statnett: Kravene som stilles gjennom de prosjektspesifikke kravene er direkte regulert av forordningen, og er dermed etter vår vurdering antatt å være samfunnsøkonomisk lønnsomme. I hovedsak er de prosjektspesifikke kravene krav som skal avtales mellom eier

av HVDC-systemet og aktuell systemoperatør, og bør gjøres på et så tidlig tidspunkt som mulig.

- Gruppen har påpekt at mulige rollekonflikter i og med at Statnett som relevant TSO også er HVDC kabeleier. Rollene som benyttes i forordningen eksempelvis; 'relevant systemoperator', 'relevant TSO', relevant DSO, gridowner etc. ikke er entydige i forhold til norske roller og ansvarsfordeling/forhold slik det er i dag. Det norske begrepet systemansvarlig og bruken av dette passer ikke inn i en engelsk oversettelse.

- Referansegruppen har i flere sammenhenger påpekt behovet for at Norges unike potensial som systemleverandør av ballansetjenester muliggjøres gjennom denne forordningen. Det må ikke settes restriksjoner med hensyn til effekt rampehastighet etc. som vanskeliggjør muligheten til å utnytte nasjonens unike posisjon pga. regulerbar vannkraft.

I tillegg til de generelle kommentaren mottatt i referansegruppene og i videre diskusjoner på epost, har Energi Norges representanter i referansegruppen ønsker om å innledningsvis gi noen presiseringer om sin rolle i arbeidet:

Det understrekes at synspunkter under arbeidets gang eller innspill til Statnetts tekstforslag står for representantenes egen regning. Selskapene representantene er ansatt i er ikke bundet av avgitte synspunkter eller innspill til Statnetts tekstforslag. Dette skyldes blant annet at det ikke har vært mulig å belyse og forankre alle konsekvenser av NC-HVDC eller Statnetts forslag internt i selskapene. Øvrige medlemmer i Energi Norge kan heller ikke være bundet av synspunkter eller innspill til Statnetts tekstforslag gitt av Energi Norges representanter i referansegruppen. Det presiseres også at eventuelle innspill fra disse representantene av praktiske årsaker ikke er gitt til Statnetts endelige tekstforslag. Dette er ikke ment som kritikk av Statnett, det er en naturlig følge av at Statnetts endelige forslag må forankres internt før oversendelse til NVE. Det antas likevel at de underveisversjonene det er gitt kommentarer til, i stor grad reflekterer Statnetts endelige forslag.

Tilknytningskodene, herunder NC-HVDC, regulerer tekniske krav, primært til nye anlegg, av hensyn til kraftsystemets funksjonalitet både ved normal drift og uønskede hendelser. Regelverk om kraftsystemets funksjonalitet er også beskrevet i andre nettkoder, herunder SO-GL, EB-GL, og ER-GL. Fortolkningen av disse kodene og avgrensing mot NC-HVDC er per i dag ikke fullt ut klarlagt. Større klarhet i regelverk basert på øvrige nettkoder og andre forhold vil kunne medføre at synspunkter avgitt i løpet av det nåværende arbeidet med NC-HVDC ikke står seg over tid.

Energi Norges representanter forutsetter at selve implementeringen av NC-HVDC i norsk rett vil følge normal lovgivningsprosess, med tilhørende bred høringsprosess. Når denne høringsprosessen gjennomføres er forhåpentligvis implementering av NC-HVDC i andre land og konkretisering av tilgrensende nettkoder mer kjent. Nettkodene er nødvendige virkemidler for å legge til rette for et indre energimarked i EU/EØS. Energi Norges representanter understreker at implementering av NC-HVDC ikke kan praktiseres strengere i Norge enn i andre land.

Avslutningsvis i denne merknaden ønsker Energi Norges representanter i arbeidsgruppen å legge til at man er godt fornøyd med den prosessen Statnett har gjennomført i arbeidet med NC-HVDC. Prosessen har vært åpen, involverende og Statnett har vist evne til fleksibilitet ved å ta hensyn til synspunkter fra referansegruppen.

INNHOLD

Sammendrag ... 1
Innledning ... 5
Del I – Generelle bestemmelser ... 10
Paragraf 1 – Formål ... 10
Paragraf 2 – Definisjoner ... 11
Paragraf 3 – Virkeområde ... 14
Oppfølgingsdokument: For hvilke anlegg bør HVDC forordningen være gjeldende ... 16
Oppfølgingsdokument: PCC – hva og hvor er dette? ... 18
Oppfølgingsdokument: Undersøke mellomspenning DC-nett. ... 21
Paragraf 4 – Virkeområde for eksisterende anlegg ... 24
Paragraf 5 – Regulatoriske forhold ... 30
Paragraf 6 – Flere systemansvarlige ... 34
Paragraf 7 – Kostnadsdekning ... 35
Paragraf 8 – Offentlig høring ... 36
Paragraf 9 – Involvering av interessenter ... 37
Paragraf 10 – Taushetsplikt ... 38
Del II – Generelle bestemmelser for tilknytning av HVDC-systemer ... 39
Kapittel 1 – Krav til aktiv effekt og frekvensstøtte ... 39
Paragraf 11 – Frekvenesområder ... 39
Paragraf 12 – ROCOF-egenskaper (Rate Of Change Of Frecuency) ... 45
Paragraf 13 – Styring av aktiv effekt og rampehastighet ... 46
Paragraf 14,15,16 og 17 – Prosjektspesifikk ... 50
Kapittel 2 – Krav til reaktiv effekt og spenningsstøtte ... 51
Paragraf 18 – Spenningsområder ... 51
Paragraf 19 – Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil ... 56
Paragraf 20 - Evnen til å levere reaktiv effekt ... 61
Paragraf 21 – Prosjektspesifikk ... 64
Paragraf 22 – Modus for regulering av reaktiv effekt ... 65
Paragraf 23 – Prosjektspesifikk ... 68
Paragraf 24, 44 og 50 – Spenningskvalitet ... 69
Kapittel 3 – Krav til FRT (fault-ride through) egenskaper ... 71
Paragraf 25, 26 og 27 – Krav til FRT ... 71
Kapittel 4 – Krav til kontroll ... 79
Paragraf 28 til 33 – Krav til kontroll ... 79
Kapittel 5 – Krav til vern og verninnstillinger ... 85
Paragraf 34 til 36 – Generelle krav vern og verninnstillinger ... 85
Kapittel 6 – Krav til systemgjenoppbygging ... 88
Paragraf 37 – Svartstartegenskaper ... 88

Del III – Generelle bestemmelser for tilknytning av DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere ... 90
Paragraf 38, 45 og 46 – Virkeområde for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere ... 90
Kapittel 1 – Krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler ... 91
Paragraf 39 – Krav til frekvensstabilitet for DC-tilknyttede kraftparkmoduler ... 91
Paragraf 40 – Reaktiv effekt og spenningskrav gjeldende for DC-tilknyttede kraftparkmoduler ... 93
Paragraf 41, 42, 43 og 49 – Vern og kontroll for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere ... 98
Kapittel 2 – Krav til fjern ende HVDC-omformer ... 100
Paragraf 47 – Krav til frekvensstabilitet for fjern ende HVDC-omformere ... 100
Paragraf 48 – Reaktiv effekt og spenningskrav gjeldende for fjern ende HVDC-omformerstasjon 101
Del IV – Informasjonsutveksling og koordinering ... 104
Paragraf 51 til 53 – Utveksling og koordinering av informasjon ... 104
Paragraf 54 – Simuleringsmodeller ... 109
Del V - Prosedyre for godkjenning av idriftsettelse ... 112
Kapittel 1 og 2 – Tilknytning av HVDC-system og DC-tilknyttede kraftparkmoduler sdg ... 112
Paragraf 55 til 64 – Prosedyre for godkjenning av idriftsettelse ... 112
Kapittel 3 - Kostnad- nytteanalyse ... 119
Paragraf 65 og 66 – Krav til kostnad- nytteanalyse ... 119
Del VI – Kravetterlevelse ... 123
Kapittel 1, 2 og 3 – Generelle krav til kravetterlevelse ... 123
Paragraf 67 til 74 – Generelle krav til kravetterlevelse ... 123
Oppfølgingsdokument: Endringer i nett (forbruk/produksjon)? ... 138
Kapittel 4 - Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering ... 144
Paragraf 75 og 76 – Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering ... 144
Del VII - Krav til unntak ... 146
Paragraf 77 til 83 – Unntak: ... 146
Del VIII – Avsluttende bestemmelser ... 152
Paragraf 84, 85 og 86 – Avsluttende bestemmelser ... 152

Vedlegg I – Referater fra referansegruppemøter ... 154
Vedlegg II – Prosjekkspesifikke tekniske krav i HVDC forordningen ... 186
Vedlegg III – ENTSO-E Implementation Guideline Document (IGD) ... 199

DEL I – GENERELLE BESTEMMELSER

Paragraf 1 – Formål

Engelsk forordningstekst

This Regulation establishes a network code which lays down the requirements for grid connections of high-voltage direct current (HVDC) systems and DC-connected power park modules. It, therefore, helps to ensure fair conditions of competition in the internal electricity market, to ensure system security and the integration of renewable electricity sources, and to facilitate Union-wide trade in electricity.

This regulation also lays down the obligations for ensuring that system operators make appropriate use of HVDC systems and DC-connected power park modules capabilities in a transparent and non-discriminatory manner to provide a level playing field throughout the Union.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen beskriver formålet med forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen til bestemmelsen er gitt av eldirektiv 3 og framwork guidelines for grid connection.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen kommentarer eller innspill til selve formålet ved forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Formålet har klare paralleller til formålet med forskrift om systemansvaret gitt av energiloven.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for særskilt koordinering av formålet med forordningen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 2 – Definisjoner

Engelsk forordningstekst

For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 (3) Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 (4), Article 2 of Commission Regulation (EU) 2016/631 (5), Article 2 of Commission Regulation (EU) 2016/1388 (6) and Article 2 of Directive 2009/72/EC shall apply. In addition, the following definitions shall apply:

(1) 'HVDC system' means an electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more alternating current (AC) buses and comprises at least two HVDC converter stations with DC transmission lines or cables between the HVDC converter stations;

(2) 'DC-connected power park module' means a power park module that is connected via one or more HVDC interface points to one or more HVDC systems;

(3) 'embedded HVDC system' means an HVDC system connected within a control area that is not installed for the purpose of connecting a DC-connected power park module at the time of installation, nor installed for the purpose of connecting a demand facility;

(4) 'HVDC converter station' means part of an HVDC system which consists of one or more HVDC converter units installed in a single location together with buildings, reactors, filters, reactive power devices, control, monitoring, protective, measuring and auxiliary equipment;

(5) 'HVDC interface point' means a point at which HVDC equipment is connected to an AC network, at which technical specifications affecting the performance of the equipment can be prescribed;

(6) 'DC-connected power park module owner' means a natural or legal entity owning a DC-connected power park module;

(7) 'maximum HVDC active power transmission capacity' (Pmax) means the maximum continuous active power which an HVDC system can exchange with the network at each connection point as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner;

(8) 'minimum HVDC active power transmission capacity' (Pmin) means the minimum continuous active power which an HVDC system can exchange with the network at each connection point as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner;

(9) 'HVDC system maximum current' means the highest phase current, associated with an operating point inside the U-Q/Pmax-profile of the HVDC converter station at maximum HVDC active power transmission capacity;

(10) 'HVDC converter unit' means a unit comprising one or more converter bridges, together with one or more converter transformers, reactors, converter unit control equipment, essential protective and switching devices and auxiliaries, if any, used for the conversion.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Som en støtte i arbeidet med HVDC har Statnett oversatt definisjonene fra forordningsteksten til norsk:

(1) 'HVDC-system' er et elektrisk kraftsystem som overfører energi som høyspent likestrøm mellom to vekselstrøms samleskinner, og består av minimum to HVDC-omformerstasjoner med DC-overføring på linjer eller kabler mellom omformerstasjonene;

(2) 'DC-tilknyttet kraftparkmodul' er en kraftparkmodul tilknyttet i et eller flere HVDC grensesnittet til en eller flere HVDC-systemer.

(3) ‘HVDC-system innenfor et kontrollområde’ er et HVDC-system som tilknyttet innenfor et kontrollområde som ikke er installert med den hensikt å tilknytte en DC-tilknyttet kraftparkmodul eller et forbruksanlegg.

(4) ‘HVDC omformerstasjon’ er den delen av et HVDC-system som består av en eller flere HVDC omformerenheter installert på en enkelt lokasjon sammen med bygninger, reaktorer, filtre, reaktiv effekt utstyr, vern- og kontroll anlegg m.m.

(5) ‘HVDC grensesnitt’ er et punkt hvor HVDC utstyr er tilknyttet et AC nett, og hvor tekniske spesifikasjoner som har betydning for tilknyttet utstyr kan spesifiseres. Statnetts forståelse av dette er at grensesnittpunktet ligger mellom DC-tilknyttet kraftparkmodul og et HVDC-system.

(6) ‘Eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul’ er den juridiske enheten som eier den DC-tilknyttet kraftparkmodulen eller har konsesjon etter energiloven for å bygge, drive og eie en DC-tilknyttet kraftparkmodul.

(7) ‘maksimum HVDC aktiv effekt kapasitet (P_{maks})’ er den maksimale kontinuerlige aktive effekten et HVDC-system kan utveksle med kraftsystemet i et hvert tilknytningspunkt, som spesifisert i tilknytningskontrakten eller i avtale mellom aktuell systemoperatør og eier av HVDC-systemet.

(8) ‘minimum HVDC aktiv effekt kapasitet (P_{min})’ er den minimale kontinuerlige aktive effekten et HVDC-system kan utveksle med kraftsystemet i et hvert tilknytningspunkt, som spesifisert i tilknytningskontrakten eller i avtale mellom aktuell systemoperatør og eier av HVDC-systemet.

(9) ‘HVDC-system maksimale strøm’ er den høyeste fasestrømmen og er knyttet til et driftspunkt innenfor den gitte U-Q/Pmaks profilen til HVDC omformerstasjonen ved maksimum HVDC aktiv effekt kapasitet (P_{maks}).

(10) ‘HVDC omformerenhet’ er en enhet som omfatter en eller flere omformerbroer, sammen med en eller flere omformertransformatorer, reaktorer, vern- og kontrollanlegg og brytere som benyttes i omformingen.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å definere nærmere sentrale begreper som benyttes i forordningen. Det er også her viktig å se på definisjonene gitt av Requirements for Generators (RfG) og Demand Connection (DCC) i tillegg, da disse også har betydning for forståelsen av innholdet i forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Definisjonen av sentrale begreper skal gjøre forordningens reguleringer mer forståelig og presis.

Statnetts anbefaling

Statnetts anbefalinger fremgår av tolkningen gitt ovenfor. I tillegg til de opplistede definisjonene i forordningen vises det til flere begreper i den innledende tekste (Whereas – beskrivelsene), som ikke inngår i definisjonslisten. Disse begrepene (TSO, DSO og CDSO). Definisjonen av TSO og DSO er gitt av eldirektiv 2, CDSO er definert i forordning NC-DCC. Statnett fortolker disse begrepene på følgende måte:

- TSO/relevant TSO – Operatør for transmisjonsnettet. Av OED definert som Statnett SF, ref. implementering av eldirektiv 2 i norsk lov og OEDs svar til ESA vedr. ESAs "Conformity assessment of the transposition of the Electricity Directive 2003/54/EC", datert 21.11.2011. I Statnetts fortolkning av NC-RfG definert som systemansvarlig.

- DSO – Operatør av distribusjonsnettet. Av OED definert som alle nettselskap som er gitt anleggs- eller områdekonsesjon ref. implementeringen av eldirektiv 2 i norsk lov.

- CDSO - 'lukket distribusjonsnett' – et distribusjonsnett som er innenfor et industrianlegg, og som ikke forsyner privat forbruk;

- RSO – relevant system operator. Er av Statnett oversatt til aktuell systemoperatør og betegner enten transmisjonssystemoperatøren eller distribusjonssystemoperatøren for systemet der en produksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonssystem eller et HVDC-system er, eller skal, tilknyttes.

- HVDC system owner – betyr en fysisk eller juridisk enhet som eier et HVDC-system, definisjonen av HVDC-system er gitt over.

- Regulatory authority/NRA. Er i dette dokumentet fortolket til "reguleringsmyndigheten". Etter forslaget til endringer i energiloven i tredje energimarkedspakke foreslår OED at NVE fortsetter å være reguleringsmyndighet, og at denne funksjonen samles i en egen enhet, Reguleringsmyndighet for energi (RME). For alle praktiske formål vil reguleringsmyndighet i dette dokumentet være å oppfatte som RME.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Statnetts tolkning av definisjonen benyttet i forordningen er så langt som praktisk mulig søkt knyttet opp til definisjonene av tilsvarende områder i forskrift for systemansvaret med tilhørende forarbeider og veiledningsmateriell.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er behov for å se definisjonene parallelt med definisjoner benyttet i annet EU regelverk og eksisterende norsk lovgivning, spesielt systemansvarsforskriften, beredskapsforskriften, leveringskvalitetsforskriften og forskrifter om elektriske forsyningsanlegg (FEF).

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Etter bransjen synspunkt inneholder forordningen en del ulike roller, og det har vært etterspurt en tydeliggjøring rundt disse rollene fra Statnetts side. Deltakerne mener også at rollene slik de er beskrevet i forordningen ikke er tilpasset norske forhold. Det stilles f.eks. spørsmålstegn hvordan Statnetts fortolkning av rollene kan forstås i eksempelvis §3.2 - '*Relevant system operators, in coordination with relevant TSOs, shall propose to competent regulatory authorities.'* I Norge blir dette at Statnett i samråd med Statnett skal foreslå til reguleringsmyndighetene?

Kommentar Statnett: I henhold til vår forståelse vil det her være snakk om at relevant systemoperatør, som kan være transmisjonssystemoperatøren eller distribusjonssystemoperatøren, skal koordinere med relevant TSO om et forlag til reguleringsmyndighetene. Dersom tilknytningen skjer i distribusjonsnettet vil det da være relevant distribusjonssystemoperatør som skal koordinere med TSO, men dersom tilknytningen skjer i transmisjonsnettet vil det kun være relevant TSO som skal foreslå til reguleringsmyndighetene. Vi har videre, under vår anbefaling, inkludert de rollene vi ser det er behov for tydeliggjøring rundt.

Utover tilbakemeldingen gitt over oppfatter Statnett ikke at det kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 3 – Virkeområde

Engelsk forordningstekst

1. The requirements of this Regulation shall apply to:
   (a) HVDC systems connecting synchronous areas or control areas, including back-to-back schemes;

   (b) HVDC systems connecting power park modules to a transmission network or a distribution network, pursuant to paragraph 2;

   (c) embedded HVDC systems within one control area and connected to the transmission network; and

   (d) embedded HVDC systems within one control area and connected to the distribution network when a cross-border impact is demonstrated by the relevant transmission system operator (TSO). The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment.

2. Relevant system operators, in coordination with relevant TSOs, shall propose to competent regulatory authorities the application of this Regulation for DC-connected power park modules with a single connection point to a transmission network or distribution network which is not part of a synchronous area for approval in accordance with Article 5. All other power park modules which are AC-collected but are DC-connected to a synchronous area are considered DC-connected power park modules and fall within the scope of this Regulation.

3. Articles 55 to 59, 69 to 74 and 84 shall not apply to HVDC systems within one control area referred to in points (c) and (d) of paragraph 1 where:
   (a) the HVDC system has at least one HVDC converter station owned by the relevant TSO;

   (b) the HVDC system is owned by an entity which exercises control over the relevant TSO;

   (c) the HVDC system is owned by an entity directly or indirectly controlled by an entity which also exercises control over the relevant TSO.

4. The connection requirements for HVDC systems provided for in Title II shall apply at the AC connection points of such systems, except the requirements provided for in Article 29(4) and (5) and Article 31(5), which can apply at other connection points, and Article 19(1) which may apply at the terminals of the HVDC converter station.

5. The connection requirements for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter stations provided for in Title III shall apply at the HVDC interface point of such systems, except the requirements provided for in Article 39(1)(a) and Article 47(2), which apply at the connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided.

6. The relevant system operator shall refuse to allow the connection of a new HVDC system or DC-connected power park module which does not comply with the requirements set out in this Regulation and which is not covered by a derogation granted by the regulatory authority, or other authority where applicable in a Member State pursuant to Title VII. The relevant system operator shall communicate such refusal, by means of a reasoned statement in writing, to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner and, unless specified otherwise by the regulatory authority, to the regulatory authority.

7. This Regulation shall not apply to:
   (a) HVDC systems whose connection point is below 110 kV unless a cross-border impact is demonstrated by the relevant TSO. The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment;

(b) HVDC systems or DC-connected power park modules connected to the transmission system and distribution systems or to parts of the transmission system, or distribution systems, of islands of Member States of which the systems are not operated synchronously with either the Continental Europe, Great Britain, Nordic, Ireland and Northern Ireland or Baltic synchronous area.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre at anlegg etterlever regelverket og de krav til funksjonalitet som fastsettes. Dersom eier av HVDC-systemer eller DC-tilknyttede kraftparkmoduler ikke etterleve de fastsatte krav, skal aktuelle systemoperatør nekte å tilknytte anlegget.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Forskrift om systemansvaret, § 14, gir systemansvarlig hjemmel til å fatte vedtak om HVDC-systemer og produksjonsanlegg. Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planlagte anlegg og utvidelser i eksisterende anlegg.

> *Konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, plikter skriftlig å rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift.*

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Det har i møter med referansegruppen kommet frem spørsmål knyttet til virkeområdet for forordningen. Under følger derfor oppfølgingsdokumentene som har vært oppe til diskusjon i referansegruppemøtene. Dette gjelder for hvilke anlegg HVDC forordningen bør være gjeldende, PCC – hva og hvor er dette, samt om mellomspenning DC-nett er en del av forordningen.

Noen av deltakere i gruppen har også fremmet at de ikke nødvendigvis er enig virkeområde for forordningen, men aksepterer at det er slik. Det vises derfor til referater i vedlegg I for kommentarer på Statnett vurderinger rundt virkeområde og publiserte oppfølgingsdokumenter. Noen kommentarer er også gitt under hvert av oppfølgingsdokumentene.

Oppfølgingsdokument: For hvilke anlegg bør HVDC forordningen være gjeldende

Utdypende kommentar fra referansegruppen:
Fra forrige møtereferat kom det inn kommentar om på muligheten for kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Vil en slik kombinasjon falle inn under HVDC regelverket? Hvordan håndterer man i så fall det ved en stegvis utbygging der forbruket tilkobles først? Hvor vil man stille krav om at HVDC forordningen benyttes kontra DCC forordningen?

Statnett skal komme med forslag på hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC forordningen.

Statnett gjør en vurdering av når HVDC forordningen bør være gjeldende.

Statnetts vurdering:
Statnett baserer sin vurdering på to hovedmomenter. Den ene er at gyldighetsområdet til NC HVDC som avklart gjennom prosessen med forordningen ikke lett kan tolkes til å gjelde offshore petroleumsinstallasjoner som er tilknyttet kraftsystemet via HVDC. Det andre momentet er likebehandling med annet forbruk som er tilknyttet kraftsystemet via AC forbindelser.

Leser man 'scope of application' i forordningen sier denne klart at følgende områder er underlagt kravene i forordningen:

- The requirements of this Regulation shall apply to:
    - HVDC systems connecting synchronous areas or control areas, including back-to-back schemes;
    - HVDC systems connecting power park modules to a transmission network or a distribution network, pursuant to paragraph 2;
    - embedded HVDC systems within one control area and connected to the transmission network; and
    - embedded HVDC systems within one control area and connected to the distribution network when a cross-border impact is demonstrated by the relevant transmission system operator (TSO). The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment.

Av disse er det i utgangspunktet kanskje under 'embedded HVDC system' man kan tolke inn et forbruk tilknyttet HVDC. Leser man imidlertid videre på definisjonen av hva et 'embedded HVDC system' er, kommer det klart frem at forbruksenheter ikke er en del av dette:

- ‘embedded HVDC system’ means an HVDC system connected within a control area that is not installed for the purpose of connecting a DC-connected power park module at the time of installation, nor installed for the purpose of connecting a demand facility;

Videre er det stilt spørsmål hvorvidt forordningen vil være gjeldende dersom det installeres en kombinasjoner av offshore petroleumsinnretninger (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Etter vår vurdering vil heller ikke dette falle inn under HVDC forordningen. Med bakgrunn i dokumentet publisert av ENTSO-E "Network Code for HVDC Connections and DC-connected Power Park Modules - Frequently Asked Questions" (vedlagt) og spørsmål 16 og 19, hvor det konkluderes med at:

- The emerging alternative way of connecting individual DC Power Generating Units via MVDC is deemed as not yet adequately mature to be detailed in this NC. Where this choice is made national or local requirements will apply until covered in future issues of NC HVDC.

- …… Meshed DC grids and DC collection grids are out of the scope of this network code…. Therefore meshed DC network are considered out of the scope of the present NC HVDC, with possible inclusion in future amendments once the technology matures. Future revisions of the NC HVDC are expected to bring these aspects forward as the DC grid technologies move into implementation.

Det vil allikevel kunne stilles krav til eventuelle Power Park Modules som måtte tilknytte seg et HVDC-system (da gjennom RfG).

- ‘power park module’ or ‘PPM’ means a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system.

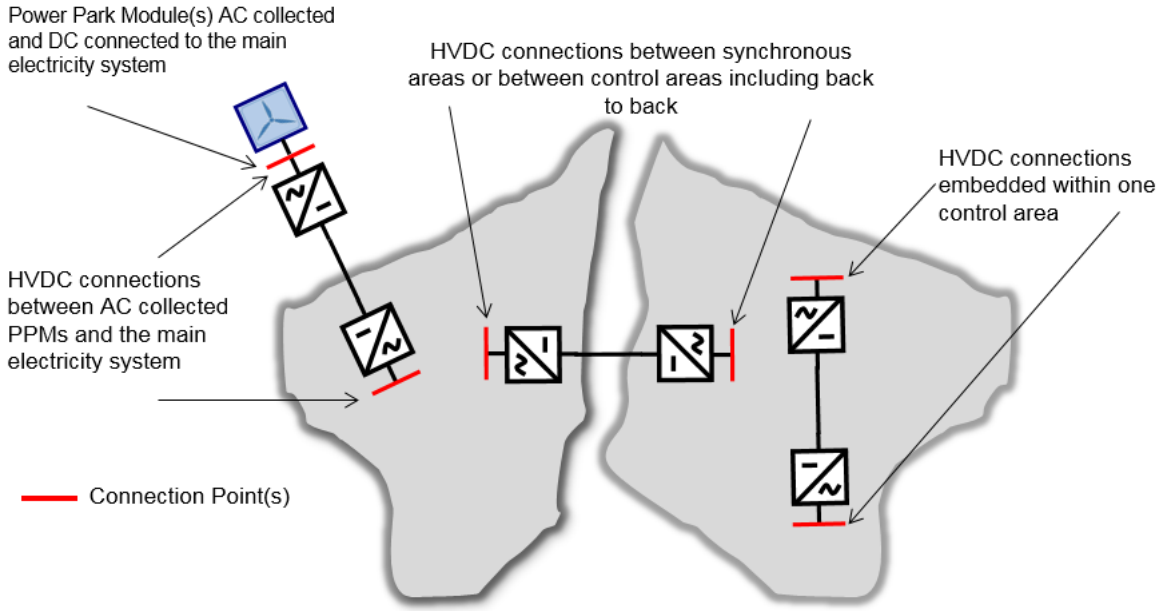
Konklusjon:
Etter Statnetts vurdering vil HVDC forordningen ikke stille krav til en offshore petroleumsinnretning (forbruk) tilknyttet kraftsystemet via et HVDC-system. Kravene til offshore petroleumsinnretninger vil derfor falle inn under kravene definert i DCC (demand connection code). For installasjoner med kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker(produksjon) offshore tilkoblet med HVDC, kan vi heller ikke her se at dette faller inn under bestemmelsene i forordningen for HVDC. Disse vil derfor måtte forholde seg til forskjellige krav, der petroleumsindustrien må forholde seg til DCC mens vindparker må forholde seg til kravene definert i RfG (requirements for grid connection of generators).

Oppfølgingsdokument: PCC – hva og hvor er dette?

Utdypende kommentar fra referansegruppen:
Tydeliggjøring av PCC. I England settes denne til offshore siden. Gruppen var enige om at PCC ligger ved tilknytting til TSO. Statnett tydeliggjør hva som er PCC i oversendelsen til NVE.

Statnett skal utarbeide en beskrivelse/klargjøring av hva som er PCC for HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler.

Statnetts vurdering:
Forordningen regulerer følgende forhold iht. paragraf 3 første ledd:



1. *The requirements of this Regulation shall apply to:*
   - *(a) HVDC systems connecting synchronous areas or control areas, including back-to-back schemes;*
   - ***(b) HVDC systems connecting power park modules to a transmission network or a distribution network, pursuant to paragraph 2;***
   - *(c) embedded HVDC systems within one control area and connected to the transmission network; and*
   - *(d) embedded HVDC systems within one control area and connected to the distribution network when a cross-border impact is demonstrated by the relevant transmission system operator (TSO). The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment.*

For å få en tydeligere forståelse av dette er man nødt til å se på definisjonen av et HVDC system og power park module (PPM).

- *'HVDC system' means an electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more alternating current (AC) buses and comprises at*

least two HVDC converter stations with DC transmission lines or cables between the HVDC converter stations;

Vår norske tolkning av definisjonen *'HVDC system'* er et elektrisk kraftsystem som overfører energi som høyspent likestrøm mellom to vekselstrøms samleskinner, og består av minimum to HVDC-omformerstasjoner med DC-overføring på linjer eller kabler mellom omformerstasjonene.

- *'power park module' or 'PPM' means a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system;*
  -

For å få en videre forståelse av kravene som stilles til HVDC-systemer, er dette klart definer i forordningen paragraf 3 fjerde ledd:

The connection requirements for HVDC systems provided for in Title II shall apply at the AC connection points of such systems, except the requirements provided for in Article 29(4) and (5) and Article 31(5), which can apply at other connection points, and Article 19(1) which may apply at the terminals of the HVDC converter station.

For DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere er det ikke like tydelig definert, og vi kan lese fra paragraf 3 femte ledd:

The connection requirements for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter stations provided for in Title III shall apply at the HVDC interface point of such systems, except the requirements provided for in Article 39(1)(a) and Article 47(2), which apply at the connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided.

Ut i fra definisjonslisten i paragraf 2 ser vi følgende definisjon på "HVDC interface point" for kraftparkmoduler:

'HVDC interface point' means a point at which HVDC equipment is connected to an AC network, at which technical specifications affecting the performance of the equipment can be prescribed.

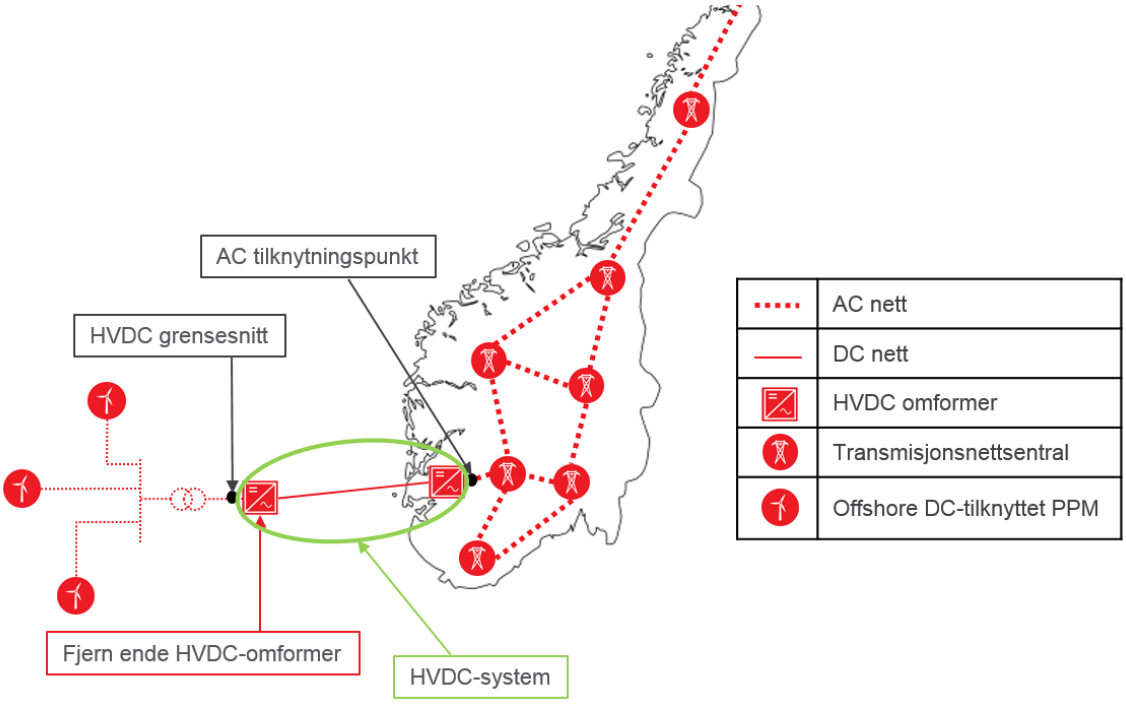
Etter Statnetts tolkning av paragraf 3 femte ledd og definisjonen av "HVDC interface point" definerer forordningen at kravene skal være gjeldende i HVDC interface point, som kan oversettes til grensesnitt punktet mellom DC-tilknyttet kraftparkmodul og HVDC-systemet.

Videre i forordningen sier også paragraf 38 noe om omfanget for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og definerer følgende:

The requirements applicable to offshore power park modules under Articles 13 to 22 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules subject to specific requirements provided for in Articles 41 to 45 of this Regulation. These requirements shall apply at the HVDC interface points of the DC-connected power park module and the HVDC systems. The categorisation in Article 5 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules.

Som vi kan se av paragraf 38 vil det for DC-tilknyttede kraftparkmoduler være kravene i §§ 13-22 i RfG som vil være førende, sammen med § 39 (frekvensstabilitet) og §40 (spenning og reaktiv effekt). Forordningen sier videre at det også skal tas hensyn til spesifikke krav definert i §§ 41-45 (krav til vern, kontroll og informasjonsutveksling).

Konklusjon:
Etter Statnetts vurdering av de forskjellige paragrafene og definisjonen omtalt over har vi satt sammen en figur som viser en oversikt over de forskjellige grensesnittene og hvordan dette er tolket av Statnett.



Figur 1 – Viser oversikt over de forskjellige grensesnittene og hvordan dette tolkes av Statnett.

Som vi da kan se av figur 1, vil det stilles krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler i HVDC grensesnitt punktet som ligger på AC siden av fjern ende HVDC-omformer. Mens det for et HVDC-systemet (omformerstasjonen og kabel som forbinder en DC-tilknyttet kraftparkmodul med transmisjonsnettet) vil være i AC-tilknytningspunktet mot transmisjonsnettet det stilles krav.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

I referansegruppemøtet der denne konklusjonen ble fremført ble det stilte spørsmål om det ville vært mer hensiktsmessig dersom det kunne vært mindre strenge krav til AC-systemet offshore, så lenge kravene på AC-siden på land blir oppfylt. Videre ble det nevnt at det kan være motstridende krav til offshore kraftparkmoduler i HVDC og RfG. I det tilsvarende arbeidet som gjøres i UK, er det derfor sendt brev til ENTSO-E og ACER om dette.

Kommentar Statnett: Etter Statnetts vurdering er det aktuell systemoperatør offshore (eier av HVDC-systemet som vindparken tilknyttes mot) som skal avtale kravene som vil være gjeldende for det AC-tilknyttet offshore nett med den aktuelle utbygger, og det vil i så måte være noe handlingsrom for at det kan stilles mildere krav i grensesnittpunktet mellom kraftparkmodul og HVDC-systemet.

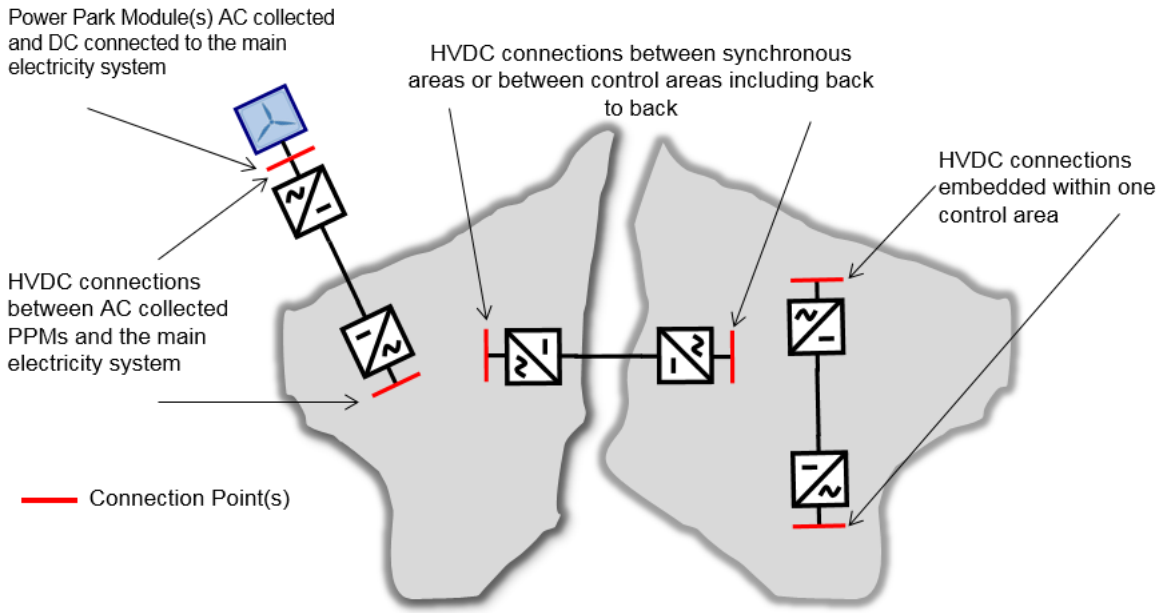
Oppfølgingsdokument: Undersøke mellomspenning DC-nett.

Utdypende kommentar fra referansegruppen:
Angående mellomspennings DC, så finnes det eksempler på dette. BKK vurderte i sin tid også muligheten for DC-forbindelse mellom Kollsnes og Mongstad. Det ble på Cigré møtet i august 2016 holdt en presentasjon om mellomspennings DC (Evaluation of the Potential Market for MVDC Technology and its Future Development).

- *Statnett sjekker opp mellomspennings DC, og kommer tilbake ved et senere møte.*

Statnetts vurdering:

Forordningen regulerer følgende forhold:



For mellomspennings DC-nett vil dette muligens kunne falle inn under "HVDC connections embedded within one control area". Videre ut i fra teksten kan vi lese en utdypning av når forordningen gjelder:

2. The requirements of this Regulation shall apply to:
- *(e) HVDC systems connecting synchronous areas or control areas, including back-to-back schemes;*
- *(f) HVDC systems connecting power park modules to a transmission network or a distribution network, pursuant to paragraph 2;*
- *(g) embedded HVDC systems within one control area and connected to the transmission network; and*
- *(h) embedded HVDC systems within one control area and connected to the distribution network when a cross-border impact is demonstrated by the relevant transmission system operator (TSO). The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment.*

For å få en tydeligere forståelse av dette er man nødt til å se på definisjonen av et HVDC system og embedded HVDC system.

- *'HVDC system' means an electrical power system which transfers energy in the form of high-voltage direct current between two or more alternating current (AC) buses and comprises at*

least two HVDC converter stations with DC transmission lines or cables between the HVDC converter stations;
Vår norske tolkning av definisjonen *'HVDC system'* er et elektrisk kraftsystem som overfører energi som høyspent likestrøm mellom to vekselstrøms samleskinner, og består av minimum to HVDC-omformerstasjoner med DC-overføring på linjer eller kabler mellom omformerstasjonene.

- 'embedded HVDC system' means an HVDC system connected within a control area that is not installed for the purpose of connecting a DC-connected power park module at the time of installation, nor installed for the purpose of connecting a demand facility;

En fortolkning gjort av NVE definerer mellomspenning (MV fra det engelske medium voltage) som standard nominell spenning i intervallet fra 1 kV til og med 35 kV. Merkespenningen, dvs. høyeste spenning for utstyr, for 35 kV standard nominell spenning er 40,5 kV. I Norge brukes sjelden mellomspenningsutstyr med merkespenning over 36 kV, dvs. med en standard nominell spenning over 33 kV.

I TNEI Services Ltd i rapport *"MVDC Technology Study – Market Opportunities and Economic Impact",* er det benyttet en definisjon som sier at MVDC teknologier er de som bruker likestrøm hvor likespenning ligger i området ± 1 kV til ± 80 kV.

International Electrotechnical Commission (IEC) og Norsk elektroteknisk komité (NEK) definerer høyspenning som nominell spenning høyere enn 1000 V vekselspenning eller 1500 V likespenning.

Ut i fra dette kan vi ta utgangspunkt i at det vil være bokstav d som vil være gjeldene for et mulig mellomspenning DC-nett. I bokstav d kan vi lese at forordningen gjelder dersom HVDC-systemet er innenfor et kontrollområde (TSO-område) og tilknyttet distribusjonsnettet, men kun dersom det fra TSOs side kan påvises å ha en grenseoverskridende påvirkning.

Videre for å få en oversikt over hvilke spenningsnivå forordningen regulerer henvises det til vedlegg III og tabell 4, som sier noe om hvilke spenningområder i tilknytningspunktet et HVDC-systemet skal forbli i drift uten å kobles fra nettet.

ANNEX III

Voltage ranges referred to in Article 18

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be established by each relevant system operator, in coordination with the relevant TSO but not less than 20 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
Baltic	0,85 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	20 minutes

Table 4: Minimum time periods an HVDC system shall be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection points without disconnecting from the network. This table applies in case of pu voltage base values at or above 110 kV and up to (not including) 300 kV.

Fra tabellen kan vi se at forordningen setter 110 kV som laveste spenning i tilknytningspunktet hvor forordningen er gjeldende, og at det dermed kun vil være spenninger over 110 kV i tilknytningspunktet

man kan vurdere om et mellomspennings DC-nett vil måtte følge forordningen (ut i fra om det det vil ha grenseoverskridende påvirkning).

Men om man i tillegg leser paragraf 3, 7. ledd, som sier når forordningen ikke gjelder, er det vanskelig å se at TSO (dersom det har grenseoverskridende påvirkning) ikke kan kreve at forordningen følges for mellomspennings DC-nett.

This Regulation shall not apply to:

(a) HVDC systems whose connection point is below 110 kV unless a cross-border impact is demonstrated by the relevant TSO. The relevant TSO shall consider the long-term development of the network in this assessment;

Konklusjon
Kravene til HVDC-systemer innenfor et kontrollområde vil kun gjelde for HVDC-systemer (inkl. mellomspennings DC-nett) tilknyttet transmisjonsnettet, og HVDC-systemer (inkl. mellomspennings DC-nett) som er tilknyttet distribusjonsnettet (uavhengig av spenningsnivå i tilknytningspunktet) dersom det fra TSOs side kan påvises å ha en grenseoverskridende påvirkning. Noe som vil si at TSO må foreta en vurdering av om det har grenseoverskridende påvirkning for hvert enkelt anlegg.

Paragraf 4 – Virkeområde for eksisterende anlegg

Engelsk forordningstekst

1. Except for Articles 26, 31, 33 and 50, existing HVDC systems and existing DC-connected power park modules are not subject to the requirements of this Regulation, unless:

(a) the HVDC system or DC-connected power park module has been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised in accordance with the following procedure:

i. the HVDC system or DC-connected power park module owners who intend to undertake the modernisation of a plant or replacement of equipment impacting the technical capabilities of the HVDC system or DC-connected power park module shall notify their plans to the relevant system operator in advance;

ii. if the relevant system operator considers that the extent of the modernisation or replacement of equipment is such that a new connection agreement is required, the system operator shall notify the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State; and

iii. the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply; or

(b) a regulatory authority or, where applicable, a Member State decides to make an existing HVDC system or existing DC-connected power park module subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO in accordance with paragraphs 3, 4 and 5.

2. For the purposes of this Regulation, an HVDC system or DC-connected power park module shall be considered existing if:

(a) it is already connected to the network on the date of entry into force of this Regulation; or

(b) the HVDC system owner or DC-connected power park module owner has concluded a final and binding contract for the purchase of the main generating plant or HVDC equipment by two years after the entry into force of the Regulation. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner must notify the relevant system operator and relevant TSO of conclusion of the contract within 30 months after the entry into force of the Regulation.
The notification submitted by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to the relevant system operator and to the relevant TSO shall at least indicate the contract title, its date of signature and date of entry into force and the specifications of the main generating plant or HVDC equipment to be constructed, assembled or purchased.
A Member State may provide that in specified circumstances the regulatory authority may determine whether the HVDC system or DC-connected power park module is to be considered an existing or new HVDC system or DC-connected power park module.

3. Following a public consultation in accordance to Article 8 and in order to address significant factual changes in circumstances, such as the evolution of system requirements including penetration of renewable energy sources, smart grids, distributed generation or demand response, the relevant TSO may propose to the regulatory authority concerned, or where applicable, to the Member State to extend the application of this Regulation to existing HVDC systems and/or DC-connected power park modules.

For that purpose a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis shall be carried out, in accordance with Articles 65 and 66. The analysis shall indicate:

(a) the costs, in regard to existing HVDC systems and DC-connected power park modules, of requiring compliance with this Regulation;

(b) the socioeconomic benefit resulting from applying the requirements set out in this Regulation; and

(c) the potential of alternative measures to achieve the required performance.

4. Before carrying out the quantitative cost-benefit analysis referred to in paragraph 3, the relevant TSO shall:

(a) carry out a preliminary qualitative comparison of costs and benefits;

(b) obtain approval from the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State.

5. The relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules within six months of receipt of the report and the recommendation of the relevant TSO in accordance with paragraph 4 of Article 65. The decision of the regulatory authority or, where applicable, the Member State shall be published.

6. The relevant TSO shall take account of the legitimate expectations of HVDC system owners and DC-connected power park modules owners as part of the assessment of the application of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules.

7. The relevant TSO may assess the application of some or all of the provisions of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules every three years in accordance with the criteria and process set out in paragraphs 3 to 5.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å avgrense forordningens virkeområde og bestemmelser til primært nye anlegg, samt anlegg der det foretas så omfattende endringer at anleggets tilknytningskontrakt må endres vesentlig. Reguleringen åpner for at hele eller deler av regelverket kan gjøres gjeldende for eksisterende anlegg dersom gode grunner taler for dette. Det er reguleringsmyndigheten som fatter vedtak om dette etter anbefalinger fra TSO. Et slikt vedtak skal begrunnes ut i fra en samfunnsøkonomisk kost-/nyttevurdering og er gjenstand for offentlig høring. Regelverket presiserer videre definisjonen av eksisterende anlegg.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen for bestemmelsen er å beskytte eksisterende eiere mot at krav skal kunne gis tilbakevirkende kraft og påføre eiere uhensiktsmessige kostnader. Samtidig skal ikke regelverket stenge for muligheten til å gjennomføre nødvendige tilpasninger fremover i tid, og sikre at nødvendige funksjonalitetsegenskaper i eksisterende anlegg ikke forringes over tid

Statnetts anbefaling

Statnett mener det er behov for mekanismer som sikrer nødvendig funksjonalitet i eksisterende anlegg når disse gjennomgår endringer over tid. Eksisterende anlegg har en funksjonalitet som er viktig for driften av kraftsystemet og det må etableres rammer, som beskriver rettigheter og plikter når funksjonaliteten påvirkes og potensielt endres gjennom levetiden. Funksjonaliteten i anlegg må følges opp ved at det stilles tydelige funksjonskrav til anleggene og at det settes krav til verifikasjon og oppfølging av etterlevelse, også for gjeldende funksjonalitetskrav i eksisterende anlegg. For eksisterende anlegg er dette forpliktelser som allerede ligger i konsesjonsvilkårene for anleggene og krav og prosedyrer nedfelt i forskrift om systemansvaret og beredskapsforskriften.

NC-HVDC regulerer i utgangspunktet nye anlegg. Paragraf 4 åpner for at det under bestemte vilkår også kan gjøre helt eller delvis gjeldende for eksisterende anlegg. Unntaksbestemmelsen er imidlertid krevende og til dels uklar. Dette skaper usikkerhet om hvordan funksjonalitet i eksisterende anlegg kan ivaretas over tid, sammenliknet med dagens regelverk, som er relativt enkelt og presist. Ulik regulering av ellers like forhold er uheldig og bør unngås. Det er derfor viktig å skape klarhet og langsiktighet i kravene, slik at disse tidlig kan legges til grunn av aktørene når modernisering og vedlikehold av anlegg skal planlegges.

Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering. En avtalebasert regulering for nye anlegg som underlegges av NC-HVDC og en vedtaksregulert regulering av eksisterende anlegg underlagt systemansvarsforskriften (slik som i dag) anbefales derfor i utgangspunktet ikke. NC-HVDC bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg.

I den grad dette hensynet ikke kan ivaretas gjennom NC-HVDC, mener Statnett dette bør sikres parallelt med NC-HVDC, eksempelvis gjennom en revisjon av reguleringen i dagens forskrifter (ref. fos § 14) hvor det eksempelvis kan åpnes for å gi hjemmel for netteiere til å fastsette og følge opp funksjonskrav for eksisterende anlegg, på tilsvarende måte som i NC-HVDC, gjennom inngåelse eller endringer av eksisterende avtaler. Tilsvarende Statnetts anbefaling for nye anlegg bør dette baseres på veiledning utarbeidet av systemansvarlig i samarbeide med aktører, bransjeorganisasjoner og standardiseringsorganisasjoner. Også her bør systemansvarlig sikres en rette til å kunne fastsette de faktiske funksjonskravene, for å sikre en harmonisering av krav på tvers av nettnivåer og netteiere.

Med bakgrunn i behovene for å klargjøre rammer for funksjonalitet i eksisterende anlegg vil Statnett anbefale følgende tilnærming:

- Eier av eksisterende anlegg, hvor det planlegges endringer som påvirker anleggets funksjonalitet, pålegges å rapportere inn endringene til aktuell systemoperatør (ref. NC-HVDC §4.1.a.i, alternativt videreføre eller tilpasse/utvide fos § 14 1. ledd og § 14a). Fristen for innrapportering må være så tidlig at det gir nødvendig rom for å vurdere om det skal stilles funksjonskrav til anleggene og hvorvidt det skal anbefales å underlegge anlegget hele eller deler av kravene i NC-HVDC.

- Rapporteringsplikten reguleres inn i NC-HVDC eller alternativt gjennom en revisjon av fos
    - *"Konsesjonær skal informere aktuell systemoperatør og systemansvarlig om planer om endringer i eksisterende anlegg, som kan påvirke anleggets funksjonalitet. Aktuell systemoperatør og systemansvarlige skal vurdere hvorvidt endringene er av en slik karakter at de bør underlegges krav gitt av NC-HVDC og melde dette inn for NVE for vedtak."*

- Dersom endringene er av en slik karakter at det kreves vesentlige endringer av vilkårene i tilknytningskontrakten for anlegget, kan anlegget underlegges NC-HVDC kravene etter godkjenning fra reguleringsmyndigheten, uten forutgående vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet eller offentlig høring. Fra et systemperspektiv er dette viktig å følge opp. Ettersom dagens avtaler trolig ikke har dekkende bestemmelser som regulerer disse forholdene er det uklart i hvilken grad denne bestemmelsen vil komme til anvendelse. Den kan omfatte alle som ikke har en tilstrekkelig regulering gjennom tilknytningsavtaler, eller ingen av dem. Statnett anbefaler derfor at alle eksisterende anlegg underlegges en vurdering i forhold til forordningens gyldighet og bestemmelser, med mindre annet bestemmes, når det planlegges å foreta endringer av anleggene som vil påvirke funksjonaliteten til anlegget. Ettersom disse type anlegg er av spesiell viktighet for driften av kraftsystemet anbefaler Statnett at §5.9 anvendes, slik at systemansvarlig gis hjemmel til å foreta vurderingen som beskrevet i §4.1.a.ii. Alternativt bør en parallell regulering vurderes i tatt inn i forskrift om systemansvaret.

- For å sikre en harmonisert gjennomføring på tvers av ulike nettnivåer og aktuelle systemoperatører, utvikler systemansvarlig en veileder, i samarbeid med aktuelle systemoperatører, som beskriver innholdet og prosessen for slik rapportering.

- Det opprettes et sentralt register med oversikt over alle eksisterende anlegg og alle meldte endringer i eksisterende anlegg (eks. FosWeb).

- Ved planlagte endringer i eksisterende anlegg plikter eier å sende melding om endringene til det sentrale registeret og til aktuell systemoperatør for behandling. Aktuell systemoperatør har en selvstendig meldeplikt til systemansvarlig.

- Aktuell systemoperatør, i dialog med systemansvarlig, vurderer hvorvidt endringen bør underlegges hele eller deler av kravene gitt av NC-HVDC.

- Aktuell systemoperatør/systemansvarlig melder inn for reguleringsmyndigheten forespørsel om vedtak for anlegg som foreslås underlagt hele eller deler av kravene gitt i NC-HVDC (de samme krav kan gjelde selv om ikke anleggene underlegges NC-HVDC).

<u>Kriterier for når eksisterende anlegg bør underlegges en funksjonalitetsvurdering (NC-HVDC eller annet regelverk)</u>

- Endringer som utløser krav om ny konsesjon for anlegget.
  Når det gjelder konsesjon etter energiloven, gjelder det at anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi, kan ikke bygges, eies eller drives uten konsesjon. Det samme gjelder ombygging eller utvidelse av bestående anlegg.

- Endringer som medfører at anleggets systemfunksjonalitet reduseres, herunder;
  - Redusert evne til å levere reaktiv effekt, spenning- og frekvensregulering.
  - Reduserte FRT egenskaper.
  - Reduserte stabilitets- og separatdriftsegenskaper.
  - Svartstartevne svekkes/fjernes.

- Delkomponenter som endres (og underlegges NC-HVDC kravene eller alternativt annet regelverk), følger kravene for kun disse delkomponentene.

Videreføring av eksisterende funksjonalitet, dvs. "en-en" utskiftinger med sammen funksjonalitet, bør i utgangspunktet ikke medføre at anlegget underlegges NC-HVDC. Det vil i slike situasjoner være relevant at utskiftingen rapporteres og at prøving av anlegget viser at opprinnelig funksjonalitet opprettholdes.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Konsesjonærene er i dag regulert gjennom vilkår i konsesjoner og krav i forskrifter for å sikre at anleggene har nødvendig funksjonalitet, og at anleggene vedlikeholdes og moderniseres for å møte fremtidige endringer og behov. I så henseende har allerede det norske regelverket tatt høyde for å skjerme aktørene mot at kostnadskrevende pålegg kan gis tilbakevirkende kraft, samtidig med at det er tatt høyde for at konsesjonærene må kunne forvente krav om vedlikehold og modernisering av sine anlegg fremover i tid. Den norske reguleringen omfatter således både nye og eksisterende anlegg, regulert av energilovsforskriftens §3-5 bokstav a) og fos § 14 1. ledd, med tilhørende forarbeider:

§ 3-5.Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg

a) Drift, vedlikehold og modernisering

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at

1. *det utarbeides planer for systematisk vedlikehold av anlegg og planer for modernisering av sentral- og regionalnettsanlegg. Planene skal oppdateres minimum hvert annet år.*
2. *<u>det foreligger systemer og rutiner for kontroll for å fastslå anleggenes tilstand</u>.*
3. *normer vedtatt av Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) og Standard Norge om drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg følges, med mindre det kan dokumenteres at andre metoder gir tilfredsstillende driftssikker stand.*
4. *det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden.*
5. *det foreligger oppdatert dokumentasjon for planlagte og gjennomførte tiltak i henhold til § 3-5 bokstav a. All dokumentasjon skal oppbevares i konsesjonsperioden*

Fos § 14 første ledd:

> *Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endringer av egne anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, når andre konsesjonærer blir berørt av dette. Systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg før disse kan idriftsettes.*

Statnett legger funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) til grunn når vi fatter vedtak om godkjenning av nye eller endringer i eksisterende anlegg.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppen påpeker at avtaler med motpart på kabelen er nødvendig for å kunne levere enkelte funksjoner. Det er viktig at systemoperatøren ikke gis mulighet til å pålegge ekstra funksjonalitet for å få gratis tjenester, samtidig med at funksjonaliteten som ligger i anlegget ikke forringes ved oppgradering av eksisterende anlegg. Gruppen er i tillegg bekymret for at det kan komme tilleggskrav, som kan være kostnadsdrivende, når det vurderes hvorvidt eksisterende anlegg skal underlegges ny forordning.

Videre mener gruppen at begrepet *betydelige endringer* (substantially revised) må tydeliggjøres og koordineres med NC-RfG og NC-DCC, samt at det ved vesentlige endringer bør være tydelig at pålegg begrenses til å sikre at opprinnelig funksjonell leveranse opprettholdes.

<u>Eget skriftlig innspill fra Energi Norges representanter</u>
EUs Kommisjonsforordning 2016/631 om Etablering av en nettverkskode om krav til nettverkstilknytning for HVDC anlegg av 25. August 2016 er vedtatt av EU med hjemmel i EUs såkalte grensehandelsforordning 714/2009 artikkel 6(11) som igjen er en del av EUs tredje energimarkedspakke. Regelverket er ansett EØS-relevant og akseptabelt, og skal etter planen gjennomføres i norsk rett i 2018 etter at Stortinget har gitt sitt samtykke til innlemmelse. Dette må skje gjennom forskrifts- og/eller lovendring, jf. EØS-avtalen artikkel 7 første ledd bokstav a hvor forordningen "som sådan" må gjøres til en del av intern norsk rettsorden. Ved gjennomføring av forordninger er det i motsetning til for direktiver altså ikke anledning til å velge en mer fleksibel gjennomføringsmåte, men dette skal som hovedregel skje gjennom en oversettelse ord for ord i lov eller forskrift.

I sin anbefaling til § 4 argumenterer Statnett blant annet med at "Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering", Forordningen bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg".

Statnett synes her å argumentere for en avvikende regulering som stiller ytterligere krav til norske produksjonsanlegg ut over det som følger av forordringens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under NC-HVDC.

Etter vårt syn skal det uavhengig av valget av juridisk tilnærming mye til for å hevde at det er rom for avvikende regulering på dette området, jf. EU domstolens rettspraksis som vektlegger om avvikende regulering er "nødvendig" og "proporsjonal" for å hensynta "tvingende allmenne hensyn", jf. 1997 s I-3843 de Agostini, se avsnitt (47).

På dette området har myndighetene nettopp gjennom NC-HVDC fått de nødvendige mulighetene til å gjøre unntak og derved ivareta forsyningssikkerhetshensynet i konkrete tilfeller hvor vesentlige endringer ikke har skjedd. Kost/nytte må legges til grunn slik EU-domstolen har vært opptatt av.

Vi kan vanskelig se at det juridisk sett er "nødvendig" med avvikende regulering for å oppnå forsyningssikkerhetsformål. Dette vil også ha svært negative konsekvenser for konkurranseevnen sammenliknet med andre land som følge av økte kostnader

Paragraf 5 – Regulatoriske forhold

Engelsk forordningstekst

1. Requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation shall be subject to approval by the entity designated by the Member State and be published. The designated entity shall be the regulatory authority unless otherwise provided by the Member State.

2. For site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation, Member States may require approval by a designated entity.

3. When applying this Regulation, Member States, competent entities and system operators shall:
   (a) apply the principles of proportionality and non-discrimination;

   (b) ensure transparency;

   (c) apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved;

   (d) respect the responsibility assigned to the relevant TSO in order to ensure system security, including as required by national legislation;

   (e) consult with relevant DSOs and take account of potential impacts on their system;

   (f) take into consideration agreed European standards and technical specifications.

4. The relevant system operator or TSO shall submit a proposal for requirements of general application, or the methodology used to calculate or establish them, for approval by the competent entity within two years of entry into force of this Regulation.

5. Where this Regulation requires the relevant system operator, relevant TSO, HVDC system owner, DC-connected power park module owner and/or the distribution system operator to seek agreement, they shall endeavour to do so within six months after a first proposal has been submitted by one party to the other parties. If no agreement has been found within this timeframe, each party may request the relevant regulatory authority to issue a decision within six months.

6. Competent entities shall take decisions on proposals for requirements or methodologies within six months following the receipt of such proposals.

7. If the relevant system operator or TSO deems an amendment to requirements or methodologies as provided for and approved under paragraph 1 and 2 to be necessary, the requirements provided for in paragraphs 3 to 8 shall apply to the proposed amendment. System operators and TSOs proposing an amendment shall take into account the legitimate expectations, if any, of HVDC system owners, DC-connected power park module owners, equipment manufacturers and other stakeholders based on the initially specified or agreed requirements or methodologies.

8. Any party having a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations under this Regulation may refer the complaint to the regulatory authority which, acting as dispute settlement authority, shall issue a decision within two months after receipt of the complaint. That period may be extended by two months where additional information is sought by the regulatory authority. That extended period may be further extended with the agreement of the complainant. The regulatory authority's decision shall have binding effect unless and until overruled on appeal.

9. Where the requirements under this Regulation are to be established by a relevant system operator that is not a TSO, Member States may provide that instead the TSO be responsible for establishing the relevant requirements.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å tydeliggjøre rettigheter og forpliktelser, prinsippene for reguleringen, sikre fremdriften i arbeidet ved å gi klare tidsfrister for implementering, samt å regulere aktørenes klagemulighet.

Niende ledd åpner også for at medlemslandet kan deleger ansvaret for å fastsette alle krav til systemansvarlig.

Sammenligning med eksisterende regelverk og Statnetts anbefaling

I dagens regulering gjelder systemansvaret prinsipielt for hele kraftsystemet, men i praksis avgrenset til sentral- og regionalnettet, med noen få unntak hvor systemansvaret griper ned i anlegg regulert av områdekonsesjonen.

Den nye forordningen om tilknytning av HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler, har et annet utgangspunkt for håndteringen av krav som skal stilles til anlegg som tilknyttes systemet. Istedenfor å basere seg på en delegert vedtaksfullmakt til TSO/systemansvarlig/ systemoperatør, legger forordningen opp til at krav og kravetterlevelse skal håndteres gjennom tilknytningsavtaler og andre avtalebaserte løsninger. Nasjonal regulator har et særlig ansvar for å sikre at dette gjennomføres.

> *Regulatory authorities shall ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing HVDC systems and DC-connected power park modules subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for HVDC systems and DC-connected power park modules, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.*

Forordningen definerer ikke "system operator", men det er nærliggende å anta at definisjonen av "relevant system operator" er dekkende:

> *'relevant system operator' means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or will be connected;*

Av denne definisjonen fremgår det at aktuell systemoperatør er den TSO eller DSO hvor anlegget skal eller vil bli tilknyttet i hhv. transmisjons- og distribusjonssystemet. Begge disse systemene, dvs. transmisjon og distribusjon skal i henhold til Eldirektivet (II og III) defineres entydig.

Det ovennevnte innebærer i utgangspunktet at det skal inngås tilknytningsavtaler mellom tiltakshaver og aktuell systemoperatør i tilknytningspunktet (TSO, DSO/nettselskap) for nye anlegg, som reflekterer kravene som stilles i forordningen. Tilknytningskontrakten skal inneholde de tekniske kravene som stilles til anlegget. Tilsvarende kan gjøres gjeldende for eksisterende anlegg dersom det foretas vesentlige endringer i anleggene, eller i de tilfeller regulator bestemmer at eksisterende anlegg skal underlegges hele eller deler av forordningen.

Denne avtaletilnærmingen er, som det fremgår av det ovenstående, ikke i samsvar med dagens norske regulering. Eksisterende tilknytningskontrakter regulerer i liten grad de krav som stilles i forordningen. Kravene til anlegg tilknyttet sentral- og regionalnettet følges som nevnt opp av systemansvarlig gjennom delegert vedtaksfullmakt fra NVE, fos § 14. Gjennom enkeltvedtak i enkeltsaker setter systemansvarlige krav til nye anlegg og anlegg hvor det foretas endringer.

Dersom forordningens hovedprinsipp om regulering gjennom avtaler gjennomføres, innebærer dette et regimeskifte i Norge som, avhengig av hvordan aktuell systemoperatør defineres, vil medføre at systemansvarliges rolle endres. Statnett vil ha avtaleansvaret for anlegg tilknyttet transmisjonsnettet gjennom tilknytningskontraktene. Alle anlegg som tilknyttes i distribusjonsnettet definert av Eldirektivet, dvs. det nettet som ikke er definert som transmisjon, vil reguleres gjennom tilknytningskontrakter mellom netteiere/DSOer i underliggende nett og eiere av tilknyttede anlegg.

Statnett har lenge jobbet med problemstillingen om hvorvidt vi bør opprettholde vedtaksordningen eller endre praksis til den avtalebaserte løsningen som beskrevet i forordningene. For fullstendig vurderinger rundt dette vises det til anbefalingen som er gitt i vår gjennomgang av RfG.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppen mener det er en utfordring at andre enn Statnett har lite innsyn og mulighet til å ta del i beslutninger om funksjonalitet og potensiell rolleblanding mellom Statnetts interesser og kommersielle aktørers interesser. Generelt mener gruppen at transparens, involvering og rolletydelighet (forholdet mellom TSO/DSO) er viktige elementer som bør diskuteres/behandles i det videre arbeidet. For HVDC er dette spesielt synlig i og med at deres eierskap til utenlandskabler direkte inngår i Statnetts styring, drift og økonomi.

Videre diskuterte gruppen en mulighet for at Statnett ikke bør være den som sitter med ansvaret for å utvikle "veileder", men heller en komite som er satt ned av NVE. Denne komiteen bør være uavhengig av Statnett (selv om Statnett bør sitte i gruppen). Dette begrunnes med behov for tydelig skille mellom den som vil utøve/håndheve reglene og den som lager dem. Dette er spesielt viktig med tanke på at Statnett, også eier og utvikler HVDC kabelforbindelser, nett osv.

Kommentar Statnett: Statnett er enig i at transparens, bransjeinvolvering og rolletydelighet er viktige elementer når koden skal operasjonaliseres. Koden stiller klare krav til transparens og bransjeinvolvering, og vi mener derfor at denne delen er godt dekket av forordningen. Rolletydelighet er noe Statnett (som også er eier av mellomlandsforbindelser) er opptatt av, og det er et eget arbeid som skal se på rollefordelingen mellom TSO/DSO. Videre er det viktig å merke seg at Statnett er tillagt rollen som systemansvarlig (særnorsk betegnelse). Denne rollen er regulert gjennom forskrift om systemansvaret. Formålet med fos er å "legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet". Systemansvarlig skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende, utvikle markedsløsninger, som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. Vi mener derfor at Statnetts anbefalte løsning ved at systemansvarlig delegeres hjemmel (§5.9) til å fastsette funksjonskrav, prosesser og metodikk for oppfølging av forordningens ulike krav er en god løsning. Det vil sikre en god transparens, bransjeinvolvering og rolletydelighet.

<u>Eget skriftlig innspill fra Energi Norges representanter</u>
Energi Norges representanter er enig i at det er viktig med harmonisert implementering av regelverket, siden dette vil bli forvaltet av flere selskaper. Vi støtter derfor ideen om at det bør utarbeides veiledere til operasjonalisering av NC-HVDC og øvrige tilknytningskoder samt standard tilknytningsavtaler.

Vi er imidlertid ikke enig i at systemansvarlig skal ha en bestemmende rolle i dette arbeidet, slik Statnett anbefaler. Statnett er ikke nøytral i forhold til veiledernes innhold. Statnett er både systemansvarlig, eier av transmisjonsnett og HVDC-kabler.

Det kan derfor oppstå situasjoner der Statnett i for stor grad kan 'komme i skade for ' å vektlegge eller kan mistenkes for å vektlegge egne interesser i disse rollene ved utarbeidelse av veiledere.

Energi Norges representanter mener derfor det ikke er naturlig at systemansvarlig delegeres hjemmel til å fastsette krav for generell anvendelse. Tvert imot er det viktig at ansvaret for å utarbeide veiledere legges til en nøytral aktør, som ikke har egeninteresse i forhold til hvordan krav skal utformes, men kan veie ulike hensyn.

Vi mener derfor at det er nasjonal reguleringsmyndighet/RME som bør ha ansvar for dette arbeidet. Det vises til Ot.Prop. 5 L (2017 – 2018) knyttet til den uavhengige reguleringsmyndigheten (RME). Det

fremgår av lovproposisjonen at reguleringsmyndigheten skal tilføres ressurser for å ivareta disse oppgavene. Det virker derfor naturlig at nasjonal reguleringsmyndighet tar det overordnete ansvaret for utarbeidelse av veiledere mv. Dette vil også kunne virke forebyggende for å unngå unødvendig senere klagebehandling.

Vi støtter at ulike interessenter må delta i arbeidet med å utarbeide veiledere, dvs systemansvarlig og relevante systemoperatører, bransjeorganisasjoner, og standardiseringsorganisasjoner og andre organisasjoner. Nøytralt kunnskapsmiljøer kan eventuelt også trekkes inn, eventuelt på ad-hoc basis.

Når det gjelder relevante systemoperatørers senere gjennomføring av NC-HVDC i Norge, er Energi Norges representanter i referansegruppen bevisst at dette vil stille krav bl.a. til kompetanse og nødvendig saksbehandlingskapasitet. Dette, sammen med målet om harmonisert praksis, tilsier at det må være en kvalifisering av aktører som skal inneha rollen som relevant systemoperatør.

Paragraf 6 – Flere systemansvarlige

Engelsk forordningstekst

1. Where more than one TSO exists in a Member State, this Regulation shall apply to all those TSOs.

2. Member States may, under the national regulatory regime, provide that the responsibility of a TSO to comply with one or some or all obligations under this Regulation is assigned to one or more specific TSOs.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre en enhetlig regulering i de tilfelle det er flere TSOer i et land.

Bakgrunn til bestemmelsen

Unngå uklarheter og ansvars- og rolleblanding mellom ulike TSOer i samme land.

Statnetts anbefaling

I Norge er det kun en som er delegert myndighet som systemansvarlig og TSO, Statnett SF.

Sammenligning med eksisterende regelverk

I Prop. 35 L (2015–2016) Endringer i energiloven (skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet mv.) legger OED til grunn at Statnett som eier av et transmisjonssystem er å anse som transmisjons-systemoperatør (TSO). Etter hovedmodellen i tredje elmarkedsdirektiv er det krav om eiermessig skille for TSO, noe som er et strengere krav enn selskapsmessig og funksjonelt skille. Departementet konkluderer med at Statnett i dag oppfyller kravene i andre elmarkedsdirektiv. I medhold av lov om statsforetak vil departementet også kunne sikre at Statnetts organisering er i henhold til de gjeldende kravene i andre elmarkedsdirektiv. I departementets forslag til lovvedtak om endringer i energiloven (tredje energimarkedspakke) har departementet foreslått inntatt egne bestemmelser om TSO for gjennomføring av tredje elmarkedsdirektiv.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 7 – Kostnadsdekning

Engelsk forordningstekst

1. The costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation shall be assessed by the relevant regulatory authorities. Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered through network tariffs or other appropriate mechanisms.

2. If requested by the relevant regulatory authorities, system operators referred to in paragraph 1 shall, within three months of the request, provide the information necessary to facilitate assessment of the costs incurred.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere innhentingen av kostnader som aktuelle systemoperatører/systemansvarlig har ved utøvelsen av de rettigheter og plikter som fremgår av forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre kostnadsinnhenting.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser eller øvrige anbefalinger til bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens kostnader hentes inn gjennom regulerte tarifferingsregimer og andre markedsbaserte systemer.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 8 – Offentlig høring

Engelsk forordningstekst

1. Relevant system operators and relevant TSOs shall carry out consultation with stakeholders, including the competent authorities of each Member State, on proposals to extend the applicability of this Regulation to existing HVDC systems and DC-connected power park modules, in accordance with Article 4(3), on the report prepared in accordance with Article 65(3), and the cost-benefit analysis undertaken in accordance with Article 80(2). The consultation shall last at least for a period of one month.

2. The relevant system operators or relevant TSOs shall duly take into account the views of the stakeholders resulting from the consultations prior to the submission of the draft proposal or the report or cost benefit analysis for approval by the regulatory authority or, if applicable, the Member State. In all cases, a sound justification for including or not the views of the stakeholders shall be provided and published in a timely manner before, or simultaneously with, the publication of the proposal.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere de områder hvor det kreves offentlig høring av foreslått endringer og sikre innsyn i begrunnelser og det samfunnsøkonomiske beslutningsunderlaget. Høringen skal sikre at berørte parters syn fremkommer og blir vurdert.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre tredjeparts og direkte parters involvering i beslutningsprosesser.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser eller øvrige anbefalinger til bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Med unntak av de områder som i dag er definert som systemkritiske og unntatt forvaltningslovens bestemmelser, reguleres alle tilsvarende endringer som kan ha konsekvenser for tredjepart eller berørte konsesjonærer, av forvaltningslovens bestemmelser. Forvaltningsloven skal sikre en trygg og grundig saksbehandling og likebehandling fra det offentliges side.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 9 – Involvering av interessenter

Engelsk forordningstekst

The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (the Agency), in close cooperation with the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO for Electricity), shall organise stakeholder involvement regarding the requirements for grid connection of HVDC systems and DC-connected power park modules, and other aspects of the implementation of this Regulation. This shall include regular meetings with stakeholders to identify problems and propose improvements notably related to the requirements for grid connection of HVDC systems and DC-connected power park modules.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for aktørinvolvering.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bidra til aktørinvolvering.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt. Statnett anbefaler at aktørene engasjerer seg i de fora som etableres for involvering.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Finnes ikke noe eksisterende regelverk på området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er etter Statnetts vurdering formålstjenlig med en tett koordinering mellom OED, NVE, Statnett som systemansvarlig og relevante bransjeorganisasjoner, i den videre oppfølgingen av det europeiske regelverket.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 10 – Taushetsplikt

Engelsk forordningstekst

1. Any confidential information received, exchanged or transmitted pursuant to this Regulation shall be subject to the conditions of professional secrecy laid down in paragraphs 2, 3 and 4.

2. The obligation of professional secrecy shall apply to any persons, regulatory authorities or entities subject to the provisions of this Regulation.

3. Confidential information received by the persons, regulatory authorities or entities referred to in paragraph 2 in the course of their duties may not be divulged to any other person or authority, without prejudice to cases covered by national law, the other provisions of this Regulation or other relevant Union law.

4. Without prejudice to cases covered by national or Union law, regulatory authorities, entities or persons who receive confidential information pursuant to this Regulation may use it only for the purpose of carrying out their duties under this Regulation.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre konfidensiell informasjon og regulere en taushetsplikt for alle involverte parter underlagt denne forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre at konfidensiell informasjon håndteres korrekt.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt. Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Taushetsplikten reguleres i dag av en rekke lover og forskrifter i Norge, herunder offentlighetsloven, beredskapsforskriften, sikkerhetsloven og forskrift om systemansvaret. I tillegg til regulering av konfidensiell informasjon regulerer disse regelverkene, sammen med sikkerhetsloven, også håndteringen av sensitiv informasjon for rikets sikkerhet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene til konfidensialitet må være i overensstemmelse med eksisterende nasjonal lovgivning.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

DEL II – GENERELLE BESTEMMELSER FOR TILKNYTNING AV HVDC-SYSTEMER

KAPITTEL 1 – KRAV TIL AKTIV EFFEKT OG FREKVENSSTØTTE

Paragraf 11 – Frekvenesområder

Engelsk forordningstekst

1. An HVDC system shall be capable of staying connected to the network and remaining operable within the frequency ranges and time periods specified in Table 1, Annex I for the short circuit power range as specified in Article 32(2).

2. The relevant TSO and HVDC system owner may agree on wider frequency ranges or longer minimum times for operation if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.

3. Without prejudice to paragraph 1, an HVDC system shall be capable of automatic disconnection at frequencies specified by the relevant TSO.

4. The relevant TSO may specify a maximum admissible active power output reduction from its operating point if the system frequency falls below 49 Hz.

ANNEX I

Frequency ranges referred to in Article 11

Frequency range	Time period for operation
47,0 Hz-47,5 Hz	60 seconds
47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
51,0 Hz-51,5 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than established times for generation and demand according to Regulation (EU) 2016/631 and Regulation (EU) 2016/1388 respectively, and longer than for DC-connected PPMs according to Article 39
51,5 Hz-52,0 Hz	To be specified by each relevant TSO, but longer than for DC-connected PPMs according to Article 39

Table 1: Minimum time periods an HVDC system shall be able to operate for different frequencies deviating from a nominal value without disconnecting from the network.

Formål med bestemmelsen:

Bestemmelsen skal sikre at HVDC-systemet kan operere ved de frekvensavvik som kan oppstå ved en driftsforstyrrelse som f.eks. utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføringslinje. Dette skal sørge for at konsekvensene av et utfall blir begrenset og at forsyningssikkerheten ikke settes på spill.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen for forordningen er å etablere en praksis som bidrar til et likere regelverk og håndtering i Europa, samtidig som nasjonale særegenheter ivaretas. Da frekvensregulering har betydelig innvirkning over landegrenser innenfor samme synkronområde er det kritisk at funksjonaliteten komplimenterer hverandre. Kravene som går frem av vedlegg I er utarbeidet ved å sammenligne ulike praksiser, og etterstrebe det beste tekniske kompromiss for å gi sikker drift og tilrettelegge for gode tiltak ved særlig anstrengte driftssituasjoner.

Det tolkes som at tabellen med tid og frekvensintervaller er minstekrav, strengere krav kan inkluderes i de nasjonale forordningen. Dette er av spesiell relevans for Norge, da det ofte oppstår separatdriftsituasjoner som gir lokalt store frekvensvariasjoner. Dette må det tas hensyn til i den nasjonale implementeringen, og må ses i lys av de anbefalingene som gjøres for produksjonsanlegg gitt av RfG.

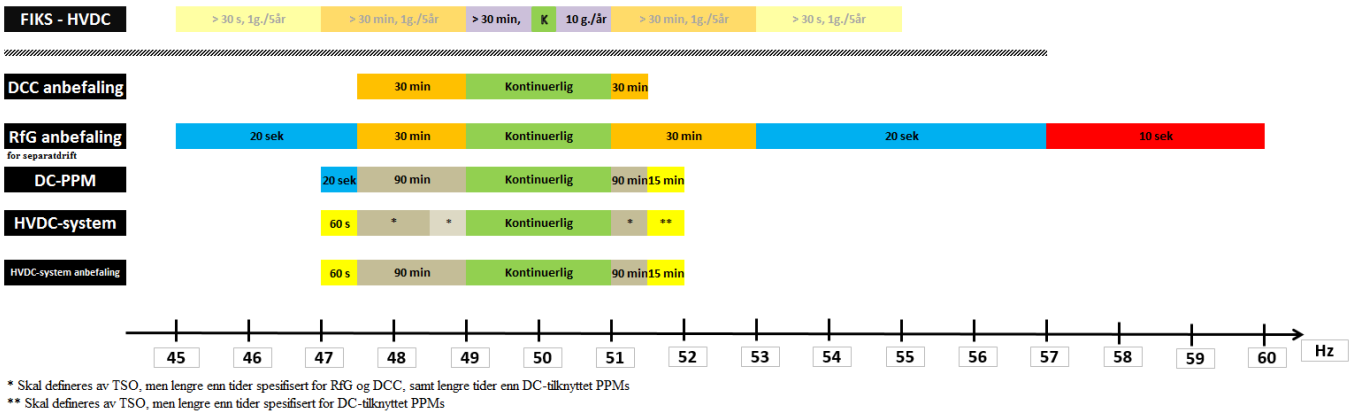
Statnetts anbefaling

Statnett mener at de generelle kravene som stilles i HVDC forordningen til frekvensområder og varigheter som HVDC-systemer skal kunne operere innenfor uten utfall, ikke er tilstrekkelig for å håndtere separatdriftssituasjoner i Norge.

Statnett anbefaler derfor en tilnærming der det stilles generelle krav til HVDC-systemer, men at dette må vurderes i enkelttilfeller hvorvidt det skal stilles utvidede krav i henhold til annet ledd. Der det kan tenkes aktuelt å stille utvidede krav vil være i områder med stor sannsynlighet for separatdrift, og områder der frekvensen kan variere betydelig. Statnetts anbefalte generelle krav vil i så måte følge kravene som er gitt til DC-tilknyttede kraftparkmoduler (tabell 1), og fremkommer av paragraf 39 og vedlegg VI. Se også figur 2 for sammenligning av Statnetts anbefalinger for frekvensområde og varigheter.

Tabell 1: Minimum tidsperioder hvor produksjonsanlegg skal være i drift for ulike avvik fra nominell frekvens.

Frekvensområde	Varighet
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Kontinuerlig
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minutter
51,5 Hz – 52,0 Hz	15 minutter



* Skal defineres av TSO, men lengre enn tider spesifisert for RfG og DCC, samt lengre tider enn DC-tilknyttet PPMs
** Skal defineres av TSO, men lengre enn tider spesifisert for DC-tilknyttet PPMs

Figur 2: Oversikt over anbefalte frekvensområder og varigheter for DCC, RfG, DC-tilknyttede kraftparkmoduler og HVDC-system.

I tredje ledd legger forordningen opp til at det det kan installeres frekvensvern på HVDC-systemene som automatisk kobler ut ved frekvenser spesifisert av aktuell TSO. Etter Statnetts vurdering er det ikke ønskelig med frekvensvern som kobler ut anlegget før det har nådd sin elektromekaniske begrensning, og det er heller ikke ønskelig at anlegget begrenses unødig i forhold til anleggets tåleevne. Statnetts anbefaling på dette punktet vil derfor være at dersom det skal installeres frekvensvern på HVDC-systemet, skal dette koordineres med systemansvarlig for videre spesifisering. I så måte vil kravet være prosjektspesifikt.

Av fjerde ledd kan vi lese at aktuell TSO kan spesifisere den maksimal reduksjonen i aktiv effekt som tillates dersom frekvensen faller under 49 Hz. Etter vår vurdering vil dette være relativt likt dagens bestemmelse, der Statnett fatter vedtak etter § 21 i fos om installasjon og drift av systemvern – nødeffekt. Det er også viktig å merke seg at dette er en kan bestemmelse, som legger opp til at aktuell TSO i enkelttilfeller kan spesifisere den maksimal reduksjonen i aktiv effekt som tillates dersom frekvensen faller under 49 Hz. Statnett anbefaler derfor å opprettholde løsningen slik den er i dag, der Statnett fatter vedtak i enkeltsaker ovenfor eiere av HVDC-systemer. Kravet vil i så måte være prosjektspesifikt.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Frekvensområder og varigheter
I dagens FIKS er det egne krav til frekvensområder og varigheter for strømretteranlegg, og FIKS definerer følgende:

> *Strømretteranlegg uavhengig av spenningsnivå skal kunne opereres fritt og uten utfall innenfor frekvensområde i tilknyttet nett, gitt av tabell 3.6.*

Frekvens [Hz]	Varighet	Type
49,8 - 50,2	Kontinuerlig	Maksimum stasjonær frekvensvariasjon
49,0 - 51,0	> 30 min, 10 g./år	Kortvarig frekvensvariasjon
47,0 - 53,0	> 30 min, 1 g./ 5 år	Kortvarig frekvensvariasjon
45,0 - 55,0	> 30 s, 1 g./ 5 år	Kortvarig frekvensvariasjon

TABELL 3.6 KOMBINASJONER AV FREKVENS OG SPENNING SOM STRØMRETTERANLEGG FRITT SKAL KUNNE OPERERES INNENFOR UTEN UTFALL.

> *Det er av vesentlig betydning for sikkerheten i kraftsystemet at kortvarige frekvensavvik ikke fører til utfall av strømretteranlegg ved høy import. Forstyrrelse i nettet ved utfall av ett anlegg kan medføre kaskaderende utfall.*

Som vi kan se av figur 2, er det vesentlige forskjeller på kravene som nå stilles i HVDC forordningen og eksisterende krav i FIKS.

Frekvensvern for utkobling ved gitte frekvenser:
FIKS angir at strømretteranlegg (HVDC-system) ≥ 25 MW med mulighet for å kjøre effekten i begge retninger (like- og vekselretterdrift) defineres som produksjonsanlegg. I FIKS er det en rekke krav til vern og kontrollanlegg, og det er egne kapitler som omhandler vern i sentral- og regionalnett, og da også omfatter HVDC-system. Som f.eks. kapittel 4 "vern i sentralnettet", som definerer at FIKS inneholder veiledende krav til vern i sentralnettet gjelder også for produksjonsenheter direkte tilknyttet sentralnettet. Spesielt viktig å merke seg i dette kapitlet er del 4.4 som omhandler vern av produksjonsenheter.

Av kravene i FIKS kan vi blant annet lese:

> *Generelt skal vernsystem ha funksjonalitet slik at en produksjonsenhet ikke frakobles nettet ved tilstandsendringer i nettet, som f.eks. ved nettsplitting, store lastavslag eller koblinger. Produksjonsenheter skal ikke frakobles som følge av planmessig feilklarering i nettet.*
>
> *Systemansvarlig kan utover dette vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter.*

I dagens praktisering av fos § 14 og vedtakene som fattes ovenfor konsesjonærene er følgende tabell gjeldende for strømretteranlegg:

Vern mot over-/under-frekvens	**Innstilling av vern** som kan medføre konflikt med systemdriften: ➢ Frekvensvern: ➢ Frakobling ved over-/underfrekvens skal kun skje på bakgrunn av at anlegget har nådd sine elektromekaniske begrensninger. ➢ Anlegget skal ikke begrenses unødig i forhold til anleggets tåleevne.	Fos § 20 Vern og rele-planlegging	**Etter** idriftsettelse (Senest én måned etter idriftsettelse)

Reduksjonen i aktiv effekt dersom frekvensen faller under 49 Hz
Fos omhandler også muligheten for systemvern (§ 21), og sier at 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 sentralnettet (systemvern).

Fra Statnetts praktisering av systemvern:

> *Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Automatiske koblinger (systemvernutløsning) utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.*
>
> *Bruk og hensikt med å installere systemvern kan oppsummeres til følgende hovedområder:*
> - *Øke overføringskapasitet i definerte snitt*
> - *Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall*
> - *Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)*
> - *Hindre lokalt nettsammenbrudd*
>
> *Noen systemvern er installert for å kunne fylle flere av disse rollene.*
>
> *Nødeffekt - Systemvern som reduserer import/eksporten på utenlandskabler blant annet ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer*

Fra FIKS kapitel 3.5 fremgår det også at det skal være mulighet for spesielle funksjoner som nødeffekt på strømretteranlegg, og at strømretteranlegg skal kunne levere/motta aktiv effekt ut over program, styrt av frekvensavvik eller av nødeffekt. Mengden dette skal gjelde må være justerbar (avtales for hvert enkel anlegg).

Ut over kravene i FIKS er det i forskrift om systemansvaret også definert noen krav til anmelding, planlegging av produksjon og effektregulering (§ 8), som definerer at systemansvarlig kan fastsette grenser for planlagt effektregulering over likestrømforbindelser og hos store sluttbrukere.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Ingen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Etter gruppens syn er kravene til frekvensområde strengere enn dagens krav gitt av FIKS, uten at endringen virker å speile den faktiske endringen i kraftsystemet. Å øke intervallet for hva den kontinuerlig frekvensen kan være, er svært uheldig. Dette utelukker i praksis LCC-teknologi og vil være fordyrende for VSC. Selv om frekvenser i området 49 - 51 Hz i prinsippet ikke vil være et problem, vil 90 minutter for underfrekvenser (< 49 Hz) derimot være svært urealistisk.

Gruppen har på bakgrunn av dette bedt Statnett gjøre en vurdering om det bør søkes tilpasning til forordningen. Dersom FIKS kravene er fornuftig, bør det kunne argumenteres for å legge dette til grunn for NC-HVDC kravene, selv om dette innebærer en EØS tilpasning. Gruppen ber videre Statnett utarbeide underlag på hvor mye merkostnader, som kan komme som følge av kravene gitt av forordningen, og bør avklare dette med leverandører.

Kommentar Statnett:
Det er en rekke utfordringer med å søke en tilpasning av frekvensområdet og tidsintervallene ved en eventuell EØS-tilpasning:

1. Kravet er i utgangspunktet ikke et valgbart krav, men et fast krav i forordningen. Dette gjenspeiles også i kommentar fra ENTSO-E på spørsmål knyttet til om det er muligheter for å stille et mildere krav i Norge:

   The frequency range is a fully exhaustive requirement in NC HVDC. Therefore, it is no longer up for discussion. It has to be implemented as it is.

2. Dersom det skal søkes tilpasning til forordning i Norge, vil det kun være Norge som har en slikt tilpasning. Dette vil føre til at det vil være ulike krav både i synkronområde og i eventuelle tilstøtende land, da andre land ikke har anledning til å gjøre endringer i det som er å anse som et fast krav (med mindre det søkes om unntak iht. §§ 77-83). Videre skal kraven i alle land, iht. Whereas nr 9, ta sikte på å følge samme krav hva gjelder frekvensrelaterte krav:

   (9) Due to its cross-border impact, this Regulation should aim at the same frequency-related requirements for all voltage levels, at least within a synchronous area. That is necessary because, within a synchronous area, a change in frequency in one Member State would immediately impact frequency and could damage equipment in all other Member States.

3. I utarbeidelsen av forordningen har alltid tanken vært at HVDC-systemene er i anse som selve grunnpilaren i kraftsystemet og at HVDC-systemer er de siste som skal koble fra. Med bakgrunn i dette bør det derfor være strengere krav til frekvensområder for et HVDC-system enn det som er gitt av NC-RfG og NC-DCC for produksjon og forbruk. Dette støttes av ENTSO-Es *Explanatory Note*:

   HVDC converters should match a more stringent capability than that defined in the Network Code for Requirement for Generators in article 8(1)a), as well as that defined for DC-connected PPMs. This is in line with the principle of transmission assets being the most resilient elements of the power system. Nevertheless, it is important to note that at this principle is applied with respect to withstand durations but not to the frequency ranges themselves.

4. Spørsmålet hvorvidt lave frekvenser i en gitt tid er et problem ble også reist under utviklingen av forordningen (stakeholder meetinges). Kommisjonen krevde da at ENTSO-E utarbeidet en leverandørundersøkelse. Iht tilbakemeldingen på undersøkelsen vurderte ENTSO-E det dithen at dette ikke var et kritisk spørsmål, og kommisjonen ble informert. ENTSO-E valgte videre i sitt arbeide å igangsette en kost-nytteanalyse som ble utført av leverandørene. Denne er konfidensiell og kan derfor ikke vedlegges, men det ble gitt en oppsummering av de viktigste funnene i ENTSO-Es publikasjon *Frequently Asked Questionst*:

   Manufacturers: There is significant cost implication linked to the duration at the lowest frequency end of 47-47.5Hz. The feedback further tends to indicate that a time of no more than 60s is critical to avoid additional cost. It is noted that frequency range has the greatest potential for cost increase offshore due to cost related to size and weight for the platform. However, cost implications are lower for VSC technology (anticipated to be the main technology choice offshore) than for LCC technology. The returns tend to indicate that the cost implications are mainly in production costs rather than development costs.

   ENTSO-E: The duration in NC HVDC has been reduced to 60s from the earlier 30min requirement. Therefore the HVDC corridors will only be required to be retained for the short excursions to these low frequencies. The information received tends to indicate that this

reduction in duration largely cuts associated costs, while only moderately affecting the aim of the requirement in terms of system security. (Ref. Article 7(1)a (nå § 11)).

5. Videre ble det stilt spørsmål hvorvidt forordningen er diskriminerende for LCC-teknologi. Dette er tidligere omtalt i innledningen og det vises derfor til den generelle kommentaren som ble gitt der. Vi er dog enig i at det kan være problemer med harmoniske frekvenser for LCC-teknologien, og da spesielt med tanke på filterdesign, men at dette kan løses med tilleggsutstyr.

6. Statnett har vært i kontakt med leverandører for å høre hvorvidt de nye kravene vil være problematiske eller kostnadsdrivende. Dessverre har vi kun mottatt tilbakemelding fra én leverandør, som sier at kravene slik de nå er gitt av HVDC forordningen ikke bør være et problem for nye generasjoner av VSC anlegg, samt at det ikke bør by på særlig økte kostnader.

Tatt denne historikken, de undersøkelsene som er utført av ENTSO-E og leverandører, samt tilbakemelding fra leverandører i betrakting ønsker ikke Statnett å søke noen særskilt EØS tilpasning av kravet og velger å opprettholde sin anbefaling.

Paragraf 12 – ROCOF-egenskaper (Rate Of Change Of Frecuency)

Engelsk forordningstekst

An HVDC system shall be capable of staying connected to the network and operable if the network frequency changes at a rate between – 2,5 and + 2,5 Hz/s (measured at any point in time as an average of the rate of change of frequency for the previous 1 s).

Formål og bakgrunn til bestemmelsen

Bestemmelsen skal sikre at HVDC-systemer kan operere ved de frekvensavvik som kan oppstå ved en forstyrrelse som utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføringslinje. Dette skal sørge for at konsekvensene av et utfall blir begrenset og at forsyningssikkerheten ikke settes på spill.

Statnetts anbefaling

Fast krav, og Statnett har følgelig intet å tilføye.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er i dag ingen kjente krav til ROCOF-egenskaper i eksisterende regelverk.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 13 – Styring av aktiv effekt og rampehastighet

Engelsk forordningstekst

1. With regard to the capability of controlling the transmitted active power:

   (a) an HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power up to its maximum HVDC active power transmission capacity in each direction following an instruction from the relevant TSO.

   The relevant TSO:
   (i) may specify a maximum and minimum power step size for adjusting the transmitted active power;
   (ii) may specify a minimum HVDC active power transmission capacity for each direction, below which active power transmission capability is not requested; and
   (iii) shall specify the maximum delay within which the HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power upon receipt of request from the relevant TSO.

   (b) the relevant TSO shall specify how an HVDC system shall be capable of modifying the transmitted active power infeed in case of disturbances into one or more of the AC networks to which it is connected. If the initial delay prior to the start of the change is greater than 10 milliseconds from receiving the triggering signal sent by the relevant TSO, it shall be reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSO.

   (c) the relevant TSO may specify that an HVDC system be capable of fast active power reversal. The power reversal shall be possible from the maximum active power transmission capacity in one direction to the maximum active power transmission capacity in the other direction as fast as technically feasible and reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSOs if greater than 2 seconds.

   (d) for HVDC systems linking various control areas or synchronous areas, the HVDC system shall be equipped with control functions enabling the relevant TSOs to modify the transmitted active power for the purpose of cross-border balancing.

2. An HVDC system shall be capable of adjusting the ramping rate of active power variations within its technical capabilities in accordance with instructions sent by relevant TSOs. In case of modification of active power according to points (b) and (c) of paragraph 1, there shall be no adjustment of ramping rate.

Formål med bestemmelsen

Formål med bestemmelsen er å sørge for at HVDC-systemer har krav til funksjonalitet i forbindelse med styring av den aktive effekten, samt krav til rampehastighet.

Statnetts anbefaling og eksisterende regelverk

Store flytendringer på kablene medfører store strukturelle ubalanser og en krevende systemdrift. Konsekvensene vil i stor grad være avhengig av hvor mye kraftflyten tillates å endres fra en time til den neste, dvs. rampingrestriksjonene.

Det er i dag en begrensning i den nordiske systemdriftsavtalen på hvor raskt en HVDC-kabel kan endre kraftflyten (rampe) med en maskimal gradient på 30 MW/min. Flytendringen skal skje ila 20 minutter rundt timeskift, noe som gir en maksimal flytendring per kabel på 600 MW fra en time til den neste. Denne begrensningen ble satt i en tid med færre HVDC-kabler fra det nordiske synkronområdet, basert på en vurdering av et akseptabelt nivå for å ivareta sikker drift. Siden begrensningen ble satt er det kommet flere HVDC-forbindelser, og systemdriften erfarer økte utfordringer med balansering og flaskehalshåndtering.

Med enda flere HVDC-kabler med stor overføringskapasitet vil gjeldende restriksjoner ikke lenger være hensiktsmessige. Gjeldende restriksjoner gir en lite effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene, da det vil ta mange timer å endre flyten fra full import til full eksport. Videre

vil flere kabler gi økte flytendringer og ytterligere økte strukturelle ubalanser i kraftsystemet, som må håndteres i systemdriften. Dette tilsier blant annet behov for å redusere gradienten på flytendringene. Det er nødvendig med nye løsninger for å legge til rette for en effektiv utnyttelse av alle HVDC-kablene, samtidig som vi ivaretar sikker drift.

Statnett arbeider for å kunne endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen, for å øke volumet som kan endres fra en time til den neste. Vi ønsker fortrinnsvis å realisere økt ramping ved å innføre finere tidsoppløsning i markedene, siden dette vil legge til rette for kontinuerlig ramping uten at ubalansene øker. I dag blir flyten endret bare i 20 minutter rundt timeskift, og holdes konstant i de resterende 40 minuttene. Bakgrunnen er avtaler mellom de kontinentale TSOene og timesoppløsningen i markedet. Med gjeldende regler vil det med økt mellomlandskapasitet ta mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Store, raske flytendringer på kablene bidrar isolert sett til økte ubalanser og er utfordrende både med henblikk på spenning og flaskehalser i systemet. For å ivareta driftssikkerheten, vil det derfor fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates. Tett overvåking og effektiv håndtering av overføringssnitt og spenningsforhold, særlig i Sør-Norge, er også nødvendig.

Hvor raskt vi fremover vil tillate å endre kraftflyten (ramping) på HVDC-forbindelsene er så langt ikke fastsatt. Statnett planlegger, gjennom en pilot, å teste ut virkningen av å øke fra dagens ramping på 600 MW per kabel per time til 1000/1200MW. Piloten er avhengig av samarbeid mellom flere berørte TSOer, og en eventuell implementering av nye løsninger vil kreve enighet blant TSOene, aksept fra aktuelle berørte parter for mellomlandsforbindelser og godkjenning av regulatorer.

Det stilles også krav til strømretteranlegg gjennom FIKS, som har betydning for styring av aktiv effekt og rampehastighet:

Frekvens

- Strømretteranlegg skal ha mulighet for frekvensregulering med aktivering av en viss effektmengde i MW/Hz. Aktivering skal være momentant styrt, men normalt utenfor et visst dødbånd som avtales med systemansvarlig. Det stilles krav til responstid for hvert enkelt anlegg.
- Settpunktsoppløsningen skal være 0,01 Hz eller bedre. Elektrisk frekvensmåling skal minimum ha oppløsning på 0,005 Hz.
- Det stilles krav til hastighet på effektregulering for hvert enkelt anlegg.

Start- /stopptid

- Strømretteranlegg mot utlandet skal kunne være i ordinær drift umiddelbart etter at forholdene i nettet ligger til rette for det (eksempelvis etter gjenoppbygging) og kjøres opp til program innen 15 minutter.
- Overføringen skal kunne justeres vilkårlig i området 0 - 100 % av nominell effekt, styrt av planlagt ”rampe”, og skal kunne reguleres ned fra nominell effekt til null på maksimalt 30 s.

Videre er det også krav i GL SO (guideline on electricity transmission system operation) definert en rekke krav til ramping og restriksjoner til dette. Iht. paragraf 118, som omtaler innholdet i synkronområde avtalen (SOA - synchronous area operational agreement), skal blant annet følgende paragrafer avtales:

Article 136
Ramping period within the synchronous area

All TSOs of each synchronous area with more than one LFC area shall specify in the synchronous area operational agreement a common ramping period of aggregated netted schedules between the LFC areas in the synchronous area. The calculation of the control program from the netted area AC position for ACE calculation shall be performed with the common ramping period.

Article 137
Ramping restrictions for active power output

1. All TSOs of two synchronous areas shall have the right to specify in the synchronous area operational agreement restrictions for the active power output of HVDC interconnectors between synchronous areas to limit their influence on the fulfilment of the frequency quality target parameters of the synchronous area by determining a combined maximum ramping rate for all HVDC interconnectors connecting one synchronous area to another synchronous area.

2. The restrictions in paragraph 1 shall not apply for imbalance netting, frequency coupling as well as cross-border activation of FRR and RR over HVDC interconnectors.

3. All connecting TSOs of an HVDC interconnector shall have the right to determine in the LFC block operational agreement common restrictions for the active power output of that HVDC interconnector to limit its influence on the fulfilment of the FRCE target parameter of the connected LFC blocks by agreeing on ramping periods and/or maximum ramping rates for this HVDC interconnector. Those common restrictions shall not apply for imbalance netting, frequency coupling as well as cross-border activation of FRR and RR over HVDC interconnectors. All TSOs of a synchronous area shall coordinate these measures within the synchronous area.

4. All TSOs of an LFC block shall have the right to determine in the LFC block operational agreement the following measures to support the fulfilment of the FRCE target parameter of the LFC block and to alleviate deterministic frequency deviations, taking into account the technological restrictions of power generating modules and demand units:

    (a) obligations on ramping periods and/or maximum ramping rates for power generating modules and / or demand units;

    (b) obligations on individual ramping starting times for power generating modules and / or demand units within the LFC block; and

    (c) coordination of the ramping between power generating modules, demand units and active power consumption within the LFC block.

Etter vår vurdering vil kravene som skal avtales i SOAen ha direkte påvirkning på kravene som stilles gjennom forordningen for HVDC.

I henhold til det overnevnte og fremtidig utvikling av finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkeder og SOA (synchronous area operational agreement) ønsker ikke Statnett å komme med noen generell anbefaling på område. Vår eneste anbefaling så langt vil være at kravene til styring av aktiv effekt og rampehastighet må avtales med systemansvarlig i hvert enkelt prosjekt, og frem til eventuelle overordnede krav er tilgjengelig.

Behov for koordinering med andre interessenter

Som nevnt over må kravene som stilles gjennom forordningen for HVDC koordineres med arbeidet som gjøres med utvikling av ny SOA og kravene som stilles gjennom denne avtalen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppen er kritisk til Statnetts vurdering av dette temaet av følgende årsaker:

- Ramping kan være en løsning ikke bare et problem, slik Statnett beskriver dette. Omformere kan benyttes for å stabilisere/levere systemtjenester.

- Det norske systemet har unike muligheter til å levere effektballanseprodukter og systemtjenester til andre land via HVDC-forbindelser. Det må ikke settes unødvendige begrensninger i forordningen som vanskeliggjør en slik leveranse som kan være av nasjonal interesse.

- Det er viktig å videreutvikle hvordan kabler kan utnyttes effektivt, innenfor nødvendige stabilitets- og forsyningssikkerhetskrav. Statnett bør også ta hensyn til at det kan tilbys rask regulering på motstående side, da det norske systemet har unike muligheter for regulering av effekt. Det bør derfor ikke stilles krav som vanskeliggjør leveranse av systemtjenester/ effekttjenester til utlandet. Kravene som stilles kan påvirke kostnaden både på omformer og kabel avhengig av hva kravet blir, og gruppen er derfor opptatt av at detaljene blir klarlagt tidlig.

Kommentar Statnett: Vår anbefaling er at kravene til styring av aktiv effekt og rampinghastighet må ses i sammenheng med valg av teknologi, markedsutvikling og avtaler, og at kravene derfor må avtales for hvert enkelt prosjekt. Statnett tar derfor kommentaren til etterretning, og vil så tidlig som mulig i enkeltprosjekter diskutere problemstillingen.

Ut over dette oppfatter vi ikke at det er kommet inn noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, og det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 14,15,16 og 17 – Prosjektspesifikk

Paragrafene 14, 15, 16 og 17 er i sin helhet å anse som prosjektspesifikke, og det vises til vedlegg II for oversikt over innhold og begrunnelse.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

§ 14 - Viktig med syntetisk inertia ved lettlastperioder om sommeren, men ingen vet hva dette koster å få implementert i spesifikke prosjekter. Blir det plikt til å levere, eller marked? En plikt til leveranse vil gjøre andre investeringer for å levere i et marked ulønnsomme. Det kan imidlertid være positivt av anleggene får denne funksjonalitet, da Norge har noe å selge.

Kommentar Statnett: Etter Statnetts vurdering er syntetisk inertia en avgjørende parameter for frekvensstabilitet ettersom den er en avgjørende faktor frekvensendringer i tilfeller der systembelastningen endrer seg og skaper ubalanser (frekvenssensitivitet). Med inntoget av fornybare energikilder uten svingmasse av betydning (PV, Vind, småskala vannkraftverk) presses konvensjonell kraftproduksjon ut og den totale svingmassen i systemet reduseres over tid med tilsvarende økende frekvenssensitivitet i systemet. I denne sammenheng er krav til syntetisk inertia et viktig element å vurdere i forbindelse med frekvens-stabilitetsutfordringer og tilknytning av HVDC-system, og er i så måte å anse som en prosjektspesifikk sak som må bestemmes i hvert enkelt tilfelle.

KAPITTEL 2 – KRAV TIL REAKTIV EFFEKT OG SPENNINGSSTØTTE

Paragraf 18 – Spenningsområder

Engelsk forordningstekst

1. Without prejudice to Article 25, an HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and capable of operating at HVDC system maximum current, within the ranges of the network voltage at the connection point, expressed by the voltage at the connection point related to reference 1 pu voltage, and the time periods specified in Tables 4 and 5, Annex III. The establishment of the reference 1 pu voltage shall be subject to coordination between the adjacent relevant system operators.

2. The HVDC system owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, may agree on wider voltage ranges or longer minimum times for operation than those specified in paragraph 1 in order to ensure the best use of the technical capabilities of an HVDC system if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.

3. An HVDC converter station shall be capable of automatic disconnection at connection point voltages specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the HVDC system owner.

4. For connection points at reference 1 pu AC voltages not included in the scope set out in Annex III, the relevant system operator, in coordination with relevant TSOs, shall specify applicable requirements at the connection points.

5. Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may, following consultation with relevant neighbouring TSOs, require HVDC converter stations to remain connected to the 400 kV network in the voltage ranges and for time periods that apply in the Continental Europe synchronous area.

ANNEX III

Voltage ranges referred to in Article 18

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be established by each relevant system operator, in coordination with the relevant TSO but not less than 20 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
Baltic	0,85 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	20 minutes

Table 4: Minimum time periods an HVDC system shall be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection points without disconnecting from the network. This table applies in case of pu voltage base values at or above 110 kV and up to (not including) 300 kV.

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,0875 pu	To be specified by each TSO, but not less than 60 minutes
	1,0875 pu-1,10 pu	60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
Baltic	0,88 pu-1,097 pu	Unlimited
	1,097 pu-1,15 pu	20 minutes

Table 5: Minimum time periods an HVDC system shall be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection points without disconnecting from the network. This table applies in case of pu voltage base values from 300 kV to 400 kV (included).

Formål med bestemmelsen

Sørge for at HVDC-systemer holde inne ved gitte spenningsområder og tidsintervaller, samt sørge for at bredere spenningsområder og tidsintervaller kan avtales mellom partene. Femte ledd gjelder kun det Baltiske synkronområdet og omtales ikke videre.

Statnetts anbefaling

Det er entydig definert at spenningsgrensene refereres tilknytningspunktet.

For HVDC-systemer, som er tilknyttet spenningsnivåer med nominell driftsspenning ≥ 110 kV og < 300 kV er kravet til i hvilke spenningsområder og tidsintervaller HVDC-systemet skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift entydig definert i forordningen.

For HVDC-systemer, som er tilknyttet spenningsnivåer med nominell driftsspenning ≥ 300 kV og ≤ 420[1] kV er det fastsatt i forordningen at de innenfor spenningsområdet 0,90-1,05 pu skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift under en ubegrenset tidsperiode. For spenningsområdet 1,05-1,10 pu er det imidlertid lagt opp til at tidsintervallet for stabil drift skal fastsettes av systemansvarlig.

Statnetts anbefaling er at HVDC-systemene skal kunne forbli i drift i minst 60 minutter. Tiden er fastsatt med følgende bakgrunn:

- Det er behov for at HVDC-systemene holder inne ved kortvarige overspenninger i dette spenningsområdet. Det er derfor nødvendig med minimumskrav for å sikre dette.

- 60 minutter tilsvarer forventet valg i våre nordiske naboland.

- Statnetts anbefaling til tiden et HVDC-system tilknyttet angitt spenningsnivå skal holde inne ved overspenninger, skal samsvare med prioriteringslisten for hvilke deler av kraftsystemet som skal holde inne. I rekkefølgen mest robust til minst robust har vi;
  - Linjer og kabler, inklusive HVDC.
  - Produksjonsanlegg.
  - Last.

[1] § 18.1 åpner for at relevant systemoperatør kan sette sin referanse 1 pu. verdi. Statnett har valgt dagens løsning, 420 kV referert 1 pu. Dette er også iht. RfG og § 16.2.a.iv og anbefalingen som er gjort der.

- Den anbefalte verdien for produksjonsanlegg iht. RfG er satt til minimum 60 minutter, og med bakgrunn i forrige punkt er det derfor viktig å sikre at HVDC-systemene holder inne minst like lenge. Iht. vedlegg III table 5 kan heller ikke verdien settes høyere enn 60 minutter.

Dette gir følgende anbefalte tabell referert tabell 5 i vedlegg III i forordningen for HVDC, der Statnetts anbefalte spenningsområder for HVDC-systemer ved nominell driftsspenning ≥ 300 kV og ≤ 420 kV er:

Synkronområde	**Spenningsområde**	**Tidsintervall for stabil drift**
Norden	0,9 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter

Annet ledd åpner for at det kan stilles utvidede krav til spenningsområde og tidsintervaller, dersom dette avtales mellom eier av HVDC-systemet og aktuell systemoperatør. Statnett har ingen videre anbefaling til bestemmelsen, annet enn at dette kan være nødvendig i enkelttilfeller, og at dette i så måte vil være et prosjektspesifikt krav.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Tabell 3.7 i FIKS viser krav til spenninger og varigheter som nettet opereres etter, og som tilknyttet utstyr må tåle uten utfall.

Nettets egenskaper				Krav til strom-rettere, 420 kV
	420 kV-nettet [kV_{rms}]	300 kV-nettet [kV_{rms}]	p.u.	(antar nye strømrettere tilkobles 420 kV)
Nominell spenning	420	300	1.00	420
Normal driftsspenning	415	297	0.99	415
Maksimal kontinuerlig driftsspenning	420	300	1.00	420
Maksimal midlertidig spenning / < 15 min	440	315	1.05	440 / < 60 min
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 30 s	460	330	1.10	Som i nettet forøvrig
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 5 s	480	345	1.15	Som i nettet forøvrig
Minimal kontinuerlig driftsspenning	390	280	0.93	390
Minimal midlertidig spenning / <15 min	380	270	0.90	380 / < 4 timer
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 30 s	360	261	0.85	320 / < 60 min
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 5 s	345	246	0.82	N.a.
Isolasjonsnivå	Toppverdi [kV]	Toppverdi [kV]		
Lynimpuls beskyttelsesnivå (LIWL)	1425	1050		
Koblingsimpuls beskyttelsesnivål (SIWL)	1050	850		

TABELL 3.7
KRAV TIL SPENNINGER OG VARIGHETER SOM NETTET OPERERES ETTER, OG SOM TILKNYTTET UTSTYR MÅ TÅLE UTEN UTFALL.

Vi kan fra denne tabellen se at vår anbefalte løsning om at 420 kV anses som 1 pu. er iht. eksisterende krav gitt av FIKS.

FIKS har i tillegg enkelte presiseringer rundt spenning og kapittel 3.5 om Strømretteranlegg definerer følgende:

Spenning

- Systemansvarlig kan i medhold av fos § 15 fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, samt vedta reaktiv regulering.

- Strømretteranlegg og tilhørende kompenseringsanlegg skal kunne regulere spenningen på eget tilknytningspunkt innenfor toleransegrensene gitt av fol. I tillegg kan det være aktuelt å utnytte den reaktive kapasiteten til å støtte spenningen i sentralnettet.

- Filterkapasiteten må deles opp slik at det ikke genereres større stasjonære endringer i nettspenning enn 3 %. Dette vil være styrt av kortslutningsytelsen (og variasjonen) på stedet.

- Spenningsregulatoren skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for strømretter- og eventuelt tilhørende kompenseringsanlegg. Settpunkt for spenning (spenningsreferanse) skal kunne innstilles både lokalt og fra bemannet driftssentral.

- Kravet er utregulering av en 5 % sprangrespons i løpet av en definert tid inntil spenningen har nådd 90 % av endelig (stasjonær) verdi.

- Utreguleringstiden for VSC-strømretteranlegg skal være ≤ 0,5 s.

- Utreguleringstiden for SVC-anlegg og fasekompensator (statisk magnetisering) skal være ≤ 0,5 s.

- Spenningsstatikk for VSC-anlegg, SVC-anlegg og roterende fasekompensator skal kunne innstilles i området 0 – 10 %.

I forskrift om systemansvaret i kraftsystemet er det definert følgende i forbindelse med spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt:

> *Systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet.*
>
> *Produksjonsenheter tilknyttet regional- og sentralnettet skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger.*
>
> *Systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter tilknyttet regional- eller sentralnettet.*
>
> *Systemansvarlig skal betale konsesjonærene for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er fastsatt av systemansvarlig. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser og et normalnivå på de ekstra påførte fysiske tap som produsenten blir påført.*
>
> *Konsesjonær skal overholde grenser fastlagt etter første ledd. Konsesjonær skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagt grense ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike situasjoner nødvendige tiltak. Systemansvarlig kan kreve at kostnadene ved tiltakene betales av ansvarlig konsesjonær etter dette ledd.*

Fra Statnetts veileder til enkeltparagrafene, kan vi lese følgende utledning om første ledd:

> *Konsesjonær er selv ansvarlig for spenningsnivå og regulering i egne stasjoner og eget nett, jf. krav til spenningsnivå gitt av direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap, samt å sørge for egen reaktiv balanse.*
>
> ***1. ledd***
> *Tabellen ender angir hvilke spenninger og varigheter som 300 kV og 420 kV-nettet opereres etter. For viktige stasjoner i regional- og sentralnettet har systemansvarlig vedtatt særskilte spenningsgrenser. Spenningsreguleringen skal følges opp aktivt slik at spenningen ligger innenfor anbefalte nivå.*

	420 kV-nettet [kV_{rms}]	*300 kV-nettet [kV_{rms}]*
Nominell spenning	*420*	*300*
Normal driftsspenning	*415*	*297*
Maksimal kontinuerlig driftsspenning	*420*	*300*
Maksimal midlertidig spenning / < 15 min	*440*	*315*
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 30 s	*460*	*330*
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 5 s	*480*	*345*
Minimal kontinuerlig driftsspenning	*390*	*280*
Minimal midlertidig spenning / <15 min	*380*	*270*
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 30 s	*360*	*261*
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 5 s	*345*	*246*

For systemansvarlig vil dette si at de skal legge til rette for en tilfredsstillende spenningskvalitet. Dette innebærer bl.a. at systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i transmisjons- og regionalnettet, og kan vedta hvordan den reaktive reguleringen i produksjonsanlegg skal benyttes.

Behov for koordinering med andre interessenter

Er koordinert med anbefalingen som gjøres for RfG, øvrig koordinering ikke nødvendig.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

I henhold til gruppens tilbakemeldinger bør anlegget være dimensjonert/innstilt slik at de holder inne lenger en det som er forventede spenningsvariasjoner.

Gruppen har bedt om at det for valg av pu. verdi tydeliggjøres hva som er referansespenningen, og har ved gjennomgang i referansegruppemøte tolket at denne skal være 400 kV. Noe som tilsvarer tabellen fra Statnetts veileder til 'enkeltparagrafene' som vist over.

Kommentar Statnett: Tabellen fra Statnetts veileder til 'enkeltparagrafene' viser kun hvilke spenninger og varigheter som 300 kV og 420 kV-nettet opereres etter, og ikke hva som anleggene må dimensjoneres etter. Dette er gitt av tabell 3.7 i FIKS, og vi kan her se at 420 kV er å referere til som 1 pu, en verdi vi har valgt å opprettholde i vår anbefaling til NVE.

Ut over dette oppfatter vi ikke at det er kommet inn noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, annet enn at det legges til grunn at medium voltage DC ikke er en del av forordningen, men at dette på sikt kan komme. Videre vises det for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 19 – Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil

Engelsk forordningstekst

1. If specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, an HVDC system shall have the capability to provide fast fault current at a connection point in case of symmetrical (3-phase) faults.

2. Where an HVDC system is required to have the capability referred to in paragraph 1, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the following:

(a) how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation;

(b) the characteristics of the fast fault current;

(c) the timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages.

3. The relevant system operator, in coordination the relevant TSO, may specify a requirement for asymmetrical current injection in the case of asymmetrical (1-phase or 2-phase) faults.

Formål med bestemmelsen

Formålet med kravet er å begrense konsekvensene av kortslutninger knyttet til uønsket påvirkning av vernutrustning og stabilisere spenningen etter feilklarering av feil i transmisjonsnettet. Målet er å øke kortslutningsytelsen i forbindelse med symmetriske 3-fasefeil. Kortslutningsytelse er et mål på styrken på nettet. Med høy kortslutningsytelse er nettet mindre mottagelig for spenningsforstyrrelser, både med hensyn på fundamental frekvens og harmoniske, man sikrer slukkebetingelsene for feil (feilstrømmen er høy nok til å sikre selektivitet på vern) og en bedre spenning i det resterende nett ved nærliggende feilforløp.

Tredje ledd omhandler det samme som over, men for asymmetriske feil (1 og 2-fasefeil).

Bakgrunn til bestemmelsen

HVDC-systemer, har generelt lavere overlastevne enn tradisjonelle synkrone kraftverk. I feilforløp har synkronmaskiner en iboende evne til å følge spenningsvariasjoner og bidra med spenningsstøtte. HVDC-systemer "ser" kortslutninger annerledes enn en synkronmaskin.

Hurtig feilstrømsbidrag må derfor defineres for HVDC-systemer. Ikke-synkront innebærer i denne sammenheng at minst en del av aktiv effekt mates inn i nettet gjennom kraftelektronikk. Slikt utstyr kan utnyttes fleksibelt siden oppførselen til en stor grad er styrt av software. Synkrongeneratorer derimot har en iboende egenskap til å reagere automatisk på spenningsendringer. Synkrongeneratorer trenger derfor ikke å vurderes i forhold til et tilsvarende krav.

Den økende andelen av fornybar kraftproduksjon (PV og vindkraft) presser ut konvensjonell kraftproduksjon på kontinentet. Konsekvensene av en slik utvikling er at bidraget av aktiv effekt ved feil i systemet avtar med stigende spenningssensitivitet. Denne utviklingen vil fortsette dersom avbøtende tiltak ikke gjøres i systemet. Hurtig reaktiv feilstrømsbidrag under feil i systemet bidrar både til å gjenopprette spenningen under feil og sikre et hurtig strømbidrag slik at vern i systemet fungerer etter intensjonen. Begge disse aspektene, som er en del av funksjonsevnen i forbindelse med FRT er avgjørende for systemstabiliteten.

Tidsaspektet for leveransen av hurtig feilstrømsbidrag kan deles i tre:

A) Umiddelbart etter at feilen har oppstått, mens vernet i transmisjonssystemet måler og ikke har løst ut, eksempelvis 0 – 40 ms.
B) Den resterende tiden frem til feilen er klarert.
C) Umiddelbart etter feilklarering.

For tidsintervallet gitt av A er målet for transmisjonssystemet å sikre tilstrekkelig størrelse på innmatet strøm, slik at vernet kan finne feilstedet raskt og selektivt. I denne fasen er et stort nok

feilstrømsbidrag viktigere enn å levere en eksakt størrelse. For å sikre en rask levering av feilstrøm er det lite hensiktsmessig å skille mellom aktivt og reaktivt strømbidrag.

I tidsintervallet gitt av B er målet for transmisjonssystemet å løfte spenningsnivået så mye som mulig, for å sikre den lokale stabiliteten av HVDC-systemet. Her er også et høyest mulig bidrag viktigere enn å nå et gitt fastsatt måltall for spenningen.

For tidsintervallet gitt av C er det viktigste målet i store systemer (med mye total inertia) å gjenopprette systemspenningen med et begrenset innsvingningsforløp innen en rimelig tid.

For mindre synkrone områder/separatområder og systemer med lite eller avtagende inertia, kan strømbidrag for å bidra til frekvensstabilitet vurderes i tidsperioden gitt i C (selv før spenningen er stabilisert). I de minste områdene kan dette også være hensiktsmessig i tidsintervallet gitt av B.

Et asymmetrisk reaktiv feilstrømsbidrag for å bidra til å gjenopprette spenningen under feilforløp er opsjonelt, men anbefalt for systemer med et stort innslag av ikke-synkrone produksjonsenheter.

I radielle nett vil et hurtig feilstrømsbidrag fra HVDC-system lokalisert i underliggende nett referert feilstedet kunne gi to effekter:

- Feilstrømsbidraget fra underliggende nett kan redusere feilstrømsbidraget fra overliggende nett og føre til at vernløsningen ikke isolerer feilen.
- Forsinket feilklarering siden feilstrømmen kan bidra til å opprettholde feilen.

Utfordringene forbundet med manglende feilstrømsbidrag fra kraftelektronikk under og umiddelbart etter feil, avhenger av hvor feilen inntreffer og karakteristikken til det lokale nettet (eksempelvis landbasert eller offshore basert, lange eller korte AC forbindelser, lokalnett med produksjonsoverskudd eller –underskudd). Slike forhold bør tas i betraktning når kravene utformes og eventuelt tilpasses ulike forhold, i den grad dette er hensiktsmessig, vurdert i forhold til ressursene dette vil krever fra involverte parter.

Statnetts anbefaling

Funksjonaliteten, Feilstrømbidrag - hurtig oppregulering av reaktiv strøm, er under mye diskusjon og forskning, og det er derfor ikke en eksakt vitenskap å bestemme hva som er optimale parametere. Statnett ønsker å synliggjøre hvilke parametere som kan forventes å være aktuelle for denne funksjonaliteten og inkluderer i anbefalingen at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere. Det åpner for å gjennomføre senere tilpasninger ut ifra erfaringer og ny kunnskap. Når det gjelder anbefalinger på tidsresponsen for feilstrømbidraget er det for tidlig å konkludere. Statnetts anbefaling skal synliggjøre forventete verdier for denne typen krav og representerer derfor ikke Statnetts endelige anbefaling til feilstrømbidrag. Aktuelle innstillinger refereres figur 3 og gjelder både over og underspenning, selv om funksjonen i all hovedsak er myntet på underspenning. Dette fordi spenningsavvikene i denne retningen ofte er større og mer kritisk med tanke på spenningskollaps. Aktuelle utreguleringstider refereres til figur 4.

- Terskelspenning – $\Delta U_1 = 0{,}1 - 0{,}3\ p.u.$
  Feilstrømbidraget skal komme og avta ved et spenningsavvik, $\Delta U_!$, som angir når en feil har inntruffet. Dette spenningsavviket skal være en innstillbar verdi mellom 0,1 og 0,3 pu.

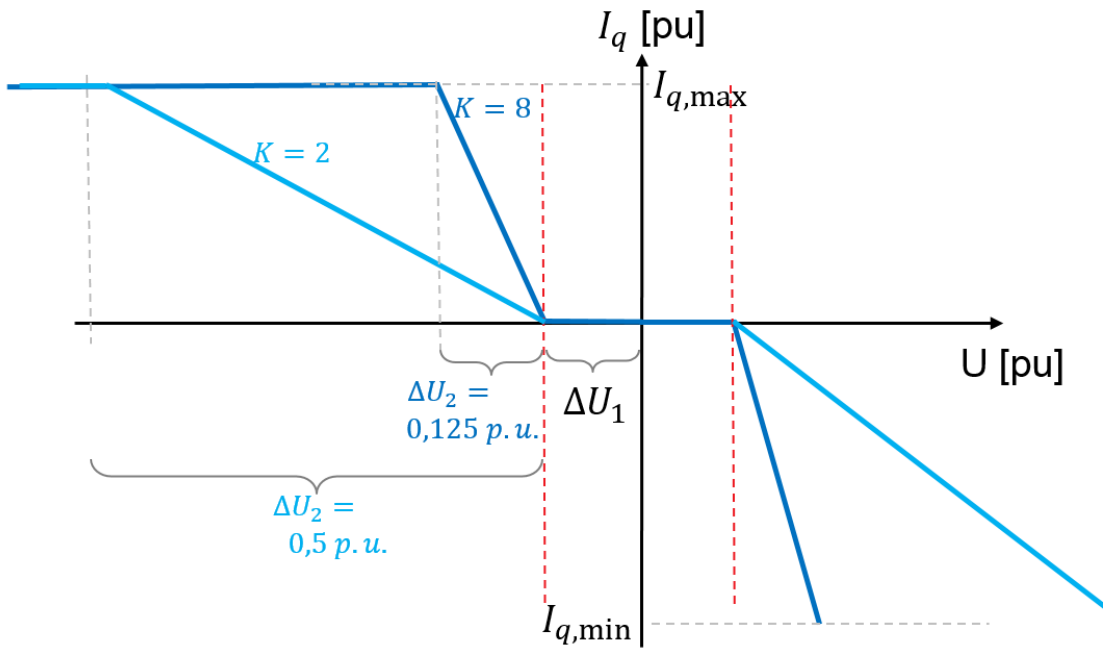
  Ved prioritet av reaktiv strøm anser Statnett det som hensiktsmessig å ha mulighet til å stille terskelen lavere enn 0,9 p.u., hvilket er grensen for normal drift og en anvendt grense i andre land. Det kan tenkes at prioritering av reaktiv strøm (og følgelig nedprioritering av aktiv strøm/effekt) rett utenfor normalbåndet kan gi større ulemper for systemdriften (produksjonsunderskudd) enn fordeler (spenningsstøtte), og Statnett anser derfor denne innstillingsmuligheten som hensiktsmessig.

- Feilstrømbidraget skal være proporsjonalt med spenningsavviket, $I_q = K * \Delta U_2$. Denne proporsjonaliteten skal være innstillbar mellom 2 og 8. Dette kan eventuelt uttrykkes ved at 100% reaktivt bidrag ved $\Delta U_2 = 0{,}125 - 0{,}5\ p.u.$. Det er ikke identifisert noen kostnad med innstillbare verdier dersom disse er tydelige på et tidlig tidspunkt.

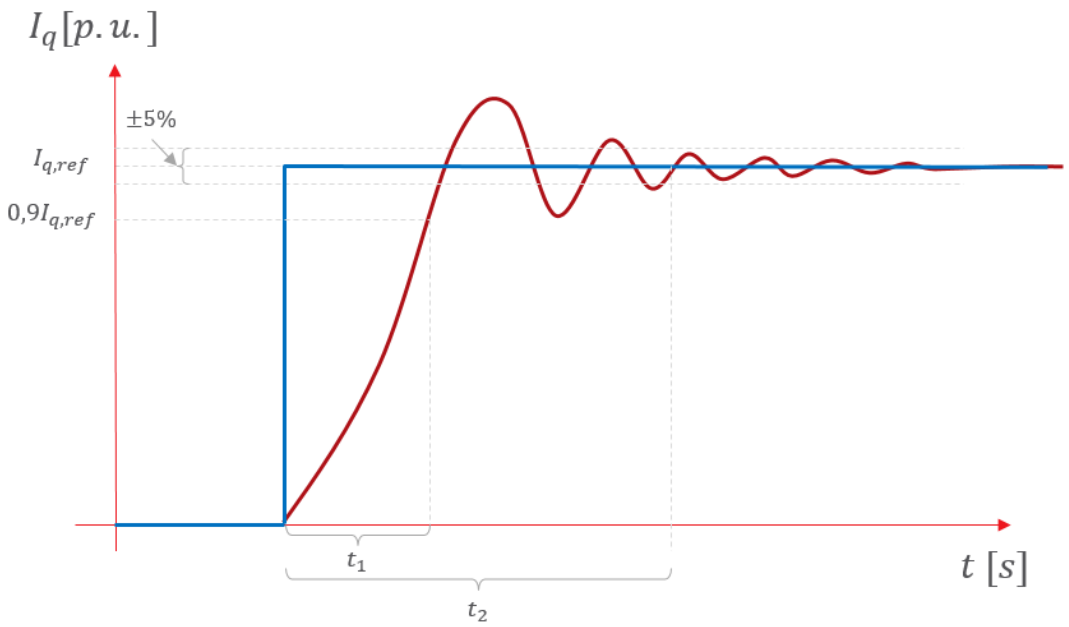
- Reguleringstid (for responstiden vurderer Statnett det som mulighet for at det er kostnadsdrivende med strenge krav, og med tanke på at det er lite erfaring med funksjonaliteten særlig i Norge, men også blant aktører og leverandørene i det Europeiske markedet, er disse verdiene å anse som et forslag):

  Responstid, t_1– < 60 ms 90% bidrag

  Stasjonært bidrag, t_2 – < 100-150 ms (+/- 5% stasjonær toleranse)



Figur 3: Virkemåte feilstrømbidrag. Den reaktive strømmen, $\boldsymbol{I_q}$, er proporsjonalt (K-faktor) med avviket, $\Delta \boldsymbol{U_2}$, under innstilt terskel, innstilt ved et spenningsavvik, $\Delta \boldsymbol{U_1}$.



Figur 4: Feilstrømbidrag ved et spenningssprang. Stegresponsen for den reaktive strømmen, $\boldsymbol{I_q}$, er resultatet av karakteristikken gitt av Figur 3. Tiden til 90% bidrag av reaktiv strøm er t_1, tid til stasjonært bidrag er t_2.

Statnett legger til grunn samme presiseringer som nevnt over for asymmetriske feil (1 og 2-fasefeil).

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens regelverk er regulert i fos og veiledning gitt i FIKS kapittel 3.5 om Strømmretteranlegg, s. 46 – 49.

Reguleringsfunksjonalitet

Generelt

- Systemansvarlig kan i medhold av fos § 9 pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke og tilhørende roterende reserve innenfor produksjonsenhetens tekniske begrensninger.

- Systemansvarlig stiller funksjonskrav til reguleringsytelse. Konsesjonær kan ikke anse disse funksjonskravene som en komplett teknisk spesifikasjon for reguleringsutrustningen.

- Det skal være mulighet for spesielle funksjoner som nødeffekt.

Aktiv effekt

- Strømretteranlegg skal kunne levere/motta aktiv effekt ut over program, styrt av frekvensavvik eller av nødeffekt. Mengden dette skal gjelde må være justerbar (avtales for hvert enkel anlegg).

Reaktiv effekt

- Strømretteranlegg mot utlandet skal kunne levere/motta reaktiv effekt ut over kompensering av eget forbruk. Dette fastsettes for hvert enkelt anlegg ut fra behovet i nett-området (økt overføring i nettet som følge av strømretteranlegget medfører også økte reaktive nett-tap).

- VSC-anlegg er ikke netto-forbruker av reaktiv effekt (kan både absorbere og produsere) og kan utnyttes direkte for spenningsregulering. Reaktiv effekt-kapasitet sett fra nettsiden av strømrettertransformator skal tilsvare cos $\varphi \leq 0{,}95$ kapasitivt og cos $\varphi \leq 0{,}95$ induktivt målt i forhold til nominell ytelse (hvis aktiv effekt er lavere kan det leveres mer reaktivt).

- LCC-anlegg er netto-forbruker av reaktiv effekt. Total reaktiv effekt-kapasitet mot nettet inkludert reaktivt kompenseringsanlegg (filtre, SVC-anlegg, fasekompensator) skal tilsvare cos $\varphi \leq 0{,}95$ kapasitivt og cos $\varphi \leq 0{,}95$ induktivt i forhold til nominell ytelse.

Spenning

- Systemansvarlig kan i medhold av fos § 15 fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, samt vedta reaktiv regulering.

- Strømretteranlegg og tilhørende kompenseringsanlegg skal kunne regulere spenningen på eget tilknytningspunkt innenfor toleransegrensene gitt av fol. I tillegg kan det være aktuelt å utnytte den reaktive kapasiteten til å støtte spenningen i sentralnettet.

- Filterkapasiteten må deles opp slik at det ikke genereres større stasjonære endringer i nettspenning enn 3 %. Dette vil være styrt av kortslutningsytelsen (og variasjonen) på stedet.

- Spenningsregulatoren skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for strømretter- og eventuelt tilhørende kompenseringsanlegg. Settpunkt for spenning (spenningsreferanse) skal kunne innstilles både lokalt og fra bemannet driftssentral.

- Kravet er utregulering av en 5 % sprangrespons i løpet av en definert tid inntil spenningen har nådd 90 % av endelig (stasjonær) verdi.

- Utreguleringstiden for VSC-strømretteranlegg skal være ≤ 0,5 s.

- Utreguleringstiden for SVC-anlegg og fasekompensator (statisk magnetisering) skal være ≤ 0,5 s.

- Spenningsstatikk for VSC-anlegg, SVC-anlegg og roterende fasekompensator skal kunne innstilles i området 0 – 10 %.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er et krav til koordinering mellom aktuell systemoperatør og systemansvarlig. Kravene som fremmes bør skje i dialog med eier av HVDC-systemet.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Etter gruppens oppfatning er kravene slik de er gitt i Statnetts anbefaling for rigide. Gruppen mener også at kravene er teknologiavhengig, og det er en utfordring at man må ha en fasekompensator eller STATCOM for å tilfredsstille kravene (gjelder i hovedsak for LCC). Kravene slik de er diskriminerer mellom teknologier, noe som også gjelder for fullomformer vindkraftanlegg. Etter gruppens vurdering bør egenskaper for hurtig feilstrømsbidrag vurderes i de ulike tilknyttede nettsystemene og de rådende forhold, det er ikke en "one-size fits all". Et forslag fra gruppen er at dette kan forespørres som en betalt tjeneste fra TSO (på samme måte som for svartstart), for så å avtale selve funksjonaliteten. Dette vil blant annet sikre at kravet er gjennomtenkt og at man ikke påfører systemet ytterligere problemer/skade. Videre mener gruppen at Statnett bør ta inn i notatet en tekst der vi stadfester at vi ikke skal stille strengere krav enn hva teknologien faktisk kan levere og at de detaljerte krave utformes i nær dialog med aktuelle tiltakshavere.

Videre står det i Statnetts anbefaling at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere slik at man kan gjøre tilpasninger. Dette er ikke et heldig krav. Det å justere parametere for oppførselen i ett feilforløp vil påvirke oppførselen i andre feilforløp. Det vil si at en endring i parametere vil kreve komplett testing av ny oppførsel (dynamic perforance study). En slik tilpasning av parametere i ettertid vil altså være svært arbeidskrevende for eieren av HVDC-systemet. Gruppen er videre tydelig på at kravene med hensyn til innstillbare parametere i praksis kan medføre betydelig kostnader i prosjektgjennomføring (innstilling justering, usikkerhet, indirekte effekter etc.) og vanskelig kan gjennomføres i praksis slik Statnett har formulert dette og fraråder dette kravet slik det er formulert nå.

Avslutningsvis er gruppen enig med Statnett i at man skal søke å utnytte anleggets iboende egenskaper på en best mulig måte men påpeker behovet for og viktigheten av en tidlig avklaring mht. krav relatert til omformeranlegget herunder innstilling av parametre.

Kommentar Statnett: Vår vurdering av de innkomne kommentarene er at vi fortsatt vil anbefale en løsning der funksjonaliteten enn så lenge skal ha innstillbare parametere, og at selve kravene som stilles vil gjøres i operasjonaliseringen av forordningen. Dette da det er store usikkerheter og diskusjoner rundt denne funksjonaliteten. I arbeidet med operasjonaliseringen vil derfor kommentaren mottatt i dette arbeidet tas hensyn til, og videre diskusjon med bransjen vil være nødvendig. Temaet er også inkludert i vår oversikt over de prosjektspesifikke kravene, i vedlegg II.

Paragraf 20 - Evnen til å levere reaktiv effekt

Engelsk forordningstekst

1. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the reactive power capability requirements at the connection points, in the context of varying voltage. The proposal for those requirements shall include a U-Q/Pmax-profile, within the boundary of which the HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity.

2. The U-Q/Pmax-profile referred to in paragraph 1 shall comply with the following principles:

   (a) the U-Q/Pmax-profile shall not exceed the U-Q/Pmax-profile envelope represented by the inner envelope in the figure set out in Annex IV, and does not need to be rectangular;

   (b) the dimensions of the U-Q/Pmax-profile envelope shall respect the values established for each synchronous area in the table set out in Annex IV; and

   (c) the position of the U-Q/Pmax-profile envelope shall lie within the limits of the fixed outer envelope in the figure set out in Annex IV.

3. An HVDC system shall be capable of moving to any operating point within its U-Q/Pmax profile in timescales specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

4. When operating at an active power output below the maximum HVDC active power transmission capacity (P < Pmax), the HVDC converter station shall be capable of operating in every possible operating point, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and in accordance with the reactive power capability set out by the U-Q/Pmax profile specified in paragraphs 1 to 3.

ANNEX IV

Requirements for U-Q/Pmax-profile referred to in Article 20

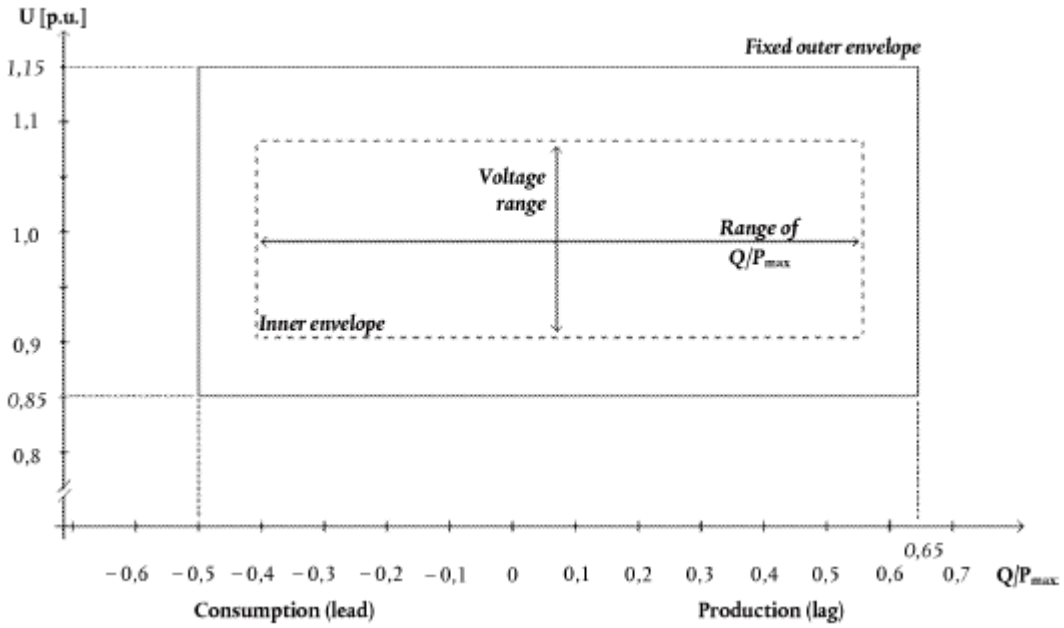


Figure 5: The diagram represents boundaries of a U-Q/Pmax-profile with U being the voltage at the connection points expressed by the ratio of its actual value to its reference 1 pu value in per unit, and Q/Pmax the ratio of the reactive power to the maximum HVDC active power transmission capacity. The position, size and shape of the inner envelope are indicative and shapes other than rectangular may be used within the inner envelope. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest voltage points in this shape. Such a profile would not give rise to the full reactive power range being available across the range of steady-state voltages.

Synchronous Area	Maximum range of Q/Pmax	Maximum range of steady-state Voltage level in PU
Continental Europe	0,95	0,225
Nordic	0,95	0,15
Great Britain	0,95	0,225
Ireland and Northern Ireland	1,08	0,218
Baltic States	1,0	0,220

Table 6: Parameters for the Inner Envelope in the Figure.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen skal sikre reaktive reserver for spenningsregulering i anleggenes tilknytningspunkter og bidra til å sikre stabil drift ved feil, samt sikre at det blir fastlagt tilpassede krav til reaktiv effekt og spenningsprofiler i de ulike tilknytningspunktene når anleggene ikke går for full kapasitet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen for bestemmelsen er å sikre leveranser av reaktiv effekt dimensjonert etter de behov som finnes i tilknytningspunktet og for overordnede systembehov, samt muligheten for reaktiv reguleringsevne når HVDC-systemer operer under maksimumskapasitet.

Statnett anbefaling

Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig fastsette krav til reaktiv dimensjonering innenfor rammene av en et gitt U-Q/Pmax-profil HVDC-systemet skal kunne levere reaktiv effekt innenfor. Det er ikke satt noen formkrav til profilen.

En bekymring meldt av leverandører er ifølge ENTSO-E at det nedre venstre og øvre høyre hjørne av den ytre konvolutten er for krevende, ved at det innebærer en høy kostnad knyttet til behovet for trinnkoblere eller behov for tilleggsytelser for reaktiv effekt. ENTSO-E understreker derfor at det i nasjonal implementering er nødvendig å finne tilpasninger som sikrer et teknisk/økonomisk optimum.

Videre oppgir ENTSO-E at det ikke alle steder benyttes U-Q/Pmax-profiler, men derimot stilles krav til leveranse av reaktiv effekt innenfor et gitt cos φ-område underlagt bestemte grenseverdier (som i Norge). Med hensyn til fremtidige behov, gir ikke ENTSO-E noen videre rettledning på hvordan konvolutt tilnærmingen bør avgrenses.

Statnett anbefaler at det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metodikken for fastsettelse av profiler beskrives.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes ingen direkte sammenliknbare regler i norsk regelverk utover de krav som stilles til leveranser av reaktiv effekt i FIKS:

Reaktiv effekt

- Strømretteranlegg mot utlandet skal kunne levere/motta reaktiv effekt ut over kompensering av eget forbruk. Dette fastsettes for hvert enkelt anlegg ut fra behovet i nett-området (økt overføring i nettet som følge av strømretteranlegget medfører også økte reaktive nett-tap).

- VSC-anlegg er ikke netto-forbruker av reaktiv effekt (kan både absorbere og produsere) og kan utnyttes direkte for spenningsregulering. Reaktiv effekt-kapasitet sett fra nettsiden av strømrettertransformator skal tilsvare cos φ ≤ 0,95 kapasitivt og cos φ ≤ 0,95 induktivt målt i forhold til nominell ytelse (hvis aktiv effekt er lavere kan det leveres mer reaktivt).

- LCC-anlegg er netto-forbruker av reaktiv effekt. Total reaktiv effekt-kapasitet mot nettet inkludert reaktivt kompenseringsanlegg (filtre, SVC-anlegg, fasekompensator) skal tilsvare cos φ ≤ 0,95 kapasitivt og cos φ ≤ 0,95 induktivt i forhold til nominell ytelse.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Forordningen og kravene gitt av § 20 om utveksling av reaktiv effekt og U-P/P_{max} profilen er vanskelig å forstå, og virker å være strengt. Etter gruppens syn er det enklere å forholde seg til FIKS enn til nye krav, der krav til reaktiv effekt skal defineres individuelt. Generelt kan man si at den indre konvolutten ikke er noe problem, men at med den ytre grensen kan ses noen problemer. Med dette mener man at hjørnene(nedre venstre og øvre høyre) og plassering av indre konvolutt innenfor den ytre konvolutten kan være et problem for anleggene, unødvendig strenge og svært kostnadskrevende å innfri. Figurene burde derfor avgrenses ved å avrunde hjørnene i konvolutten. Videre mener gruppen at hjemmelen er for vid, og at det kan være uheldig med aktuelle systemoperatører med mangelfull teknisk kompetanse som står i fare for å legge indre konvolutt i umulige plasseringer (de krevende hjørnene av ytre konvolutt). I den foreslåtte veilederen bør det derfor fremkomme anbefalte profiler innenfor indre konvolutt, med en cos φ = +/- 0,95. Det kom forslag fra gruppen om at det fastsettes et grunnkrav som det er mulig å forholde seg til. Og at dette settes til cos φ ≤ 0,95 kapasitivt og cos φ ≤ 0,95 induktivt målt i forhold til nominell ytelse (som dagens krav). Det ble i gruppen hevdet at f.eks. Storbritannia har gjort dette. Dersom relevant TSO i et gitt tilknytningspunkt har ytterligere behov utover grunnkravet, kan dette forespørres tilsvarende andre systemtjenester som f.eks. svartstartegenskaper. Det bør også fremkomme av notatet at konvolutten kan være forskjellig avhengig av om man er i eksport eller import. At konvolutten kan ha en hvilken som helst kurveform, og at denne ikke nødvendigvis trenger å være firkantet.

Videre ble det stilt spørsmål ved oppstart av vindkraftanlegg (med mye kabel), hvor det vil trekkes mye reaktivt i oppstart. Hvis kravene stilles fra tid =0, så vil dette kreve at det installeres kompensering i tilknytningspunktet (for å overholde kravene om å ikke trekke/levere for mye reaktivt).

Avslutningsvis ble det kommentert at figuren er misvisende, ved at den viser opp til 1,15 pu., mens kravet iht. §18 er innenfor 0,9 – 1,1 pu.

Det er også kommet inn skriftlig innspill på kravene til reaktiv effekt:

> *Definisjonen av Pmax (§2-7) ser ikke på effektretning (skiller ikke mellom import og eksport). Dette gjør at kurven kan forstås på to måter: enten Q gitt Pmax der Pmax er verdien ved eksport eller Q gitt Pmax der Pmax er verdien ved gjeldende effektretning. Ved den siste forståelsen vil man trenge to kurver per anlegg. Dette burde presiseres. Videre er det rart at kravet stilles til spenning utenfor intervallet for kontinuerlig spenning. Det bør fremkomme i Statnetts anbefaling at man ikke vil bruke nedre venstre og øvre høyre hjørne av konvolutten.*

Kommentar Statnett: Som det fremkommer av Statnetts anbefaling vil det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metodikken for fastsettelse av profiler beskrives. Kommentarene som er gitt i møtet vil i så tilfelle kunne tas med i det videre arbeide med å utvikle veiledere. Øvrige kommentarer som går på samlenotatet har blitt tatt inn.

Paragraf 21 – Prosjektspesifikk

Paragraf 21 er i sin helhet å anse som prosjektspesifikk, og det vises til vedlegg II for oversikt over innhold og begrunnelse.

Paragraf 22 – Modus for regulering av reaktiv effekt

Engelsk forordningstekst

1. An HVDC converter station shall be capable of operating in one or more of the three following control modes, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO:

(a) voltage control mode;

(b) reactive power control mode;

(c) power factor control mode.

2. An HVDC converter station shall be capable of operating in additional control modes specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

3. For the purposes of voltage control mode, each HVDC converter station shall be capable of contributing to voltage control at the connection point utilising its capabilities, while respecting Articles 20 and 21, in accordance with the following control characteristics:

(a) a setpoint voltage at the connection point shall be specified to cover a specific operation range, either continuously or in steps, by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;

(b) the voltage control may be operated with or without a deadband around the setpoint selectable in a range from zero to +/– 5 % of reference 1 pu network voltage. The deadband shall be adjustable in steps as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;

(c) following a step change in voltage, the HVDC converter station shall be capable of:

(i) achieving 90 % of the change in reactive power output within a time t1 specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The time t1 shall be in the range of 0,1-10 seconds; and

(ii) settling at the value specified by the operating slope within a time t2 specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The time t2 shall be in the range of 1-60 seconds, with a specified steady-state tolerance given in % of the maximum reactive power.

(d) voltage control mode shall include the capability to change reactive power output based on a combination of a modified setpoint voltage and an additional instructed reactive power component. The slope shall be specified by a range and step specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

4. With regard to reactive power control mode, the relevant system operator shall specify a reactive power range in MVAr or in % of maximum reactive power, as well as its associated accuracy at the connection point, using the capabilities of the HVDC system, while respecting Articles 20 and 21.

5. For the purposes of power factor control mode, the HVDC converter station shall be capable of controlling the power factor to a target at the connection point, while respecting Articles 20 and 21. The available setpoints shall be available in steps no greater than a maximum allowed step specified by the relevant system operator.

6. The relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify any equipment needed to enable the remote selection of control modes and relevant setpoints.

Formål med bestemmelsen

Sikre en effektiv og forutsigbar respons fra spenningsregulatorene gitt de ulike reguleringsmodus som benyttes (spenning-, reaktiv effekt- eller cosφ modus).

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre kontroll over de ulike reguleringsmodus for leveranser av reaktiv effekt.

Statnetts anbefaling

Kravene til modus for regulering av reaktiv effekt bør være lik eller bedre enn for produksjonsanlegg iht. RfG. Statnett ønsker derfor å anbefale følgende:

Første og annet ledd er etter Statnetts syn endelig definert i forordningen, og vi har følgelig ingen videre anbefaling.

Tredje ledd, bokstav a – Leddet legger opp til at aktuell systemoperatør (koordinert med aktuell TSO) skal spesifisere kravene til spenningsreguleringsmodus. Etter Statnetts vurdering bør HVDC-systemer ha samme krav til spenningsreguleringsmodus som produksjonsanlegg. Iht. RfG (§ 21.3 d) skal kraftparkmodulen kunne bidra til å regulere spenningen i tilknytningspunktet ved utveksling av reaktiv effekt med et spenningssettpunkt som dekker 0,95 til 1,05 pu av nominell driftsspenning i steg som ikke skal overstige 0,01 pu, og med en reaktiv statikkinnstilling mellom 2 og 7 % i steg som ikke skal overstige 0,5 %. Reaktiv effektproduksjon skal være null når spenningsnivået i tilknytningspunktet er lik spenningssettpunktet.

Tredje ledd, bokstav b – Dødbåndet skal være justerbart i steg spesifisert av aktuell systemoperatør (koordinert med aktuell TSO). Som for bokstav a er det ønskelig av HVDC-systemene følger samme krav som gitt av RfG (§ 21.3 d) ved at settpunktet skal kunne innstilles med eller uten dødbånd, der dødbåndet skal være justerbart i intervallet fra 0 til ± 5% av nominell driftsspenning, i steg som ikke skal overstige 0,5 %.

Tredje ledd, bokstav c – her skal både utreguleringstiden, t_1, og tid til stasjonært reaktivt bidrag, t_2, samt den reaktive statikkinnstillingen i % av reaktiv ytelse. Statnetts anbefaling på området er å følge dagens krav til utreguleringstid, og følge kravene gitt av RfG for tid til stasjonært reaktivt bidrag, t_2, og den reaktive statikkinnstillingen i % av reaktiv ytelse. Noe som gir følgende anbefaling for HVDC-systemer:

- Utreguleringstiden, t_1, av 90% reaktivt bidrag ved 5% spenningssprang i tilknytningspunktet (og uten innstilt lastkompensering/statikk) skal være 0,5 sekunder, iht. dagens FIKS.

- Tid til stasjonært reaktivt bidrag, t_2, ved 5% spenningssprang i tilknytningspunktet (og uten innstilt lastkompensering/statikk) skal være 5 sekunder, iht. anbefaling for RfG.

Tredje ledd, bokstav d – se tredje ledd bokstav a for anbefalinger på reaktiv statikkinnstilling.

Fjerde ledd – Statnetts anbefaling til reaktiv effektmodus er å følge kravene gitt av RfG (21.3 d) der reaktiv effektmodus skal man regulere i steg på 5 MVAr eller 5% av reaktiv ytelse. Nøyaktigheten skal være +/- 5 MVAr eller +/- 5% av reaktiv ytelse – den lavere av de to.

Femte ledd – Statnetts anbefaling til effektfaktorregulering er å følge kravene gitt av RfG (21.3 d) der effektfaktorregulering skal effektfaktor kunne innstilles i steg på 0,01. Nøyaktigheten skal være +/- 5 MVAr eller +/- 5% – den lavere av de to – av reaktiv ytelse fra den reaktive effekten som skal produseres ved innstilt effektfaktor, $Q = S_{momentan} * \sin\varphi$.

Sjette ledd – aktuell systemoperatør skal i samarbeid med TSO bestemme utstyr for fjernstyring, og er etter Statnetts syn må ses i sammenheng med kravene som stilles i paragrafene om vern, kontroll og informasjonsutveksling.

Generelt vil Statnett også anbefale samme bestemmelse som er gitt av RfG, om at aktuell system-operatør i samarbeid med TSO skal bestemme hvilken reguleringsmodus som skal benyttes av de overnevnte, samt settpunkter og muligheter for fjernstyring.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Strømretteranlegg skal kunne regulere frekvens og spenning med krav om responshastighet og nøyaktighet som for vannkraftverk eller bedre.

Med referanse til underpunktene i paragrafen har FIKS følgende innhold med hensyn til de ulike reaktiv effekt-modusene:

Første og annet ledd – FIKS stiller krav til at spenningsregulering skal være tilgjengelig for alle produksjonsenheter >0,5 MVA. Om cos φ- og MVAr-regulering er tilgjengelig, skal de ikke anvendes uten avtale med systemansvarlig. Andre reguleringsmodus er ikke definert.

Tredje ledd, bokstav a – FIKS; "Spenningsstatikk for VSC-anlegg, SVC-anlegg og roterende fasekompensator skal kunne innstilles i området 0 – 10 %".

Tredje ledd, bokstav b – Ingen spesielle referanser, praksis for å la netteier bestemme settpunkt.

Tredje ledd, bokstav c – FIKS; Skal nå 90% av endringen i reaktiv effekt i løpet av 0,5 sekunder (vann og termisk m/statisk magnetisering, samt VSC-strømretteranlegg) / 1 sekund (vann og termisk m/annen magnetisering) / 1 sekund (vind). Ingen krav til LCC-anlegg, og ingen referanse til toleransegrenser.

Tredje ledd, bokstav d – FIKS: " Strømretteranlegg og tilhørende kompenseringsanlegg skal kunne regulere spenningen på eget tilknytningspunkt innenfor toleransegrensene gitt av FoL. I tillegg kan det være aktuelt å utnytte den reaktive kapasiteten til å støtte spenningen i sentralnettet. Spennings-regulatoren skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for strømretter- og eventuelt tilhørende kompenseringsanlegg. Settpunkt for spenning (spenningsreferanse) skal kunne innstilles både lokalt og fra bemannet driftsentral."

Fjerde ledd – FIKS; "Ved bruk av MVAr- eller cos φ-regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt", ingen ytterligere spesifikasjoner til MVAr-regulering."

Femte ledd – FIKS; "Ved bruk av MVAr- eller cos φ-regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt", ingen ytterligere spesifikasjoner for cos φ-regulering."

Sjette ledd – FIKS har ingen spesifiseringer for fjernstyring.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen, utover at det i arbeidet med vern, kontroll og informasjonsutveksling også må vurderes behov for fjernstyring av settpunkt og reguleringsmodus i forbindelse med regulering av reaktiv effekt.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 23 – Prosjektspesifikk

Paragraf 23 er i sin helhet å anse som prosjektspesifikk, og det vises til vedlegg II for oversikt over innhold og begrunnelse.

Paragraf 24, 44 og 50 – Spenningskvalitet

Engelsk forordningstekst

Article 24

Power quality

An HVDC system owner shall ensure that its HVDC system connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented, shall be in accordance with the process in Article 29.

Article 44

Power quality

DC-connected power park modules owners shall ensure that their connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The necessary contribution from grid users to associated studies, including, but not limited to, existing DC-connected power park modules and existing HVDC systems, shall not be unreasonably withheld. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented, shall be in accordance with the process in Article 29.

Article 50

Power quality

Remote-end HVDC converter station owners shall ensure that their connection to the network does not result in a level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point, exceeding the level allocated to them by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The necessary contribution from grid users to the associated studies shall not be unreasonably withheld, including from, but not limited to, existing DC-connected power park modules and existing HVDC systems. The process for necessary studies to be conducted and relevant data to be provided by all grid users involved, as well as mitigating actions identified and implemented shall be in accordance with the process provided for in Article 29.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er så sikre kvaliteten på elektrisiteten, noe som er svært viktig for at elektrisk utstyr og apparater skal fungere godt. Redusert spenningskvalitet kan blant annet føre til feilfunksjon, havari og økonomisk tap for alle som er tilknyttet kraftsystemet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Å holde spenninger i nettet innenfor definerte grenser er avgjørende for god leveringskvalitet, for å begrense nettapene, og for å opprettholde forventet levetid for kraftsystemets komponenter. Dårlig spenningskvalitet kan ha store konsekvenser:

- For lave spenninger kan gi redusert overføringskapasitet og øker overføringstapene i nettet, mens for høye spenninger kan føre til skade på komponenter.
- Flimmer skaper normalt ikke skader på utstyr for de som er tilknyttet nettet, men ødelegger lyskvaliteten fra belysningsutstyr ved at lysintensiteten kan variere ganske kraftig (blafring/ flimring i lyset). Store spenningsvariasjoner gir en mekanisk belastning på generatorer som kan føre til skade.
- Overharmoniske spenninger er en forvrenging av spenningens kurveform, og kan medføre funksjonsfeil eller havari av elektriske apparater og utstyr.
- Spenningsdipper er kortvarige reduksjoner av spenningen som vil kunne oppstå ved kortslutning eller jordslutning i nettet. Spesielt er prosessindustrien følsomme for spenningsdipper. Spenningsdipper er ikke til å unngå i høyspentnett med mye luftledning. Flere ledninger gir et sterkere nett og dermed redusert størrelse på dippene, men flere ledninger vil også medføre flere dipper og spredning av dippene over større avstander. Anlegg som er knyttet til nettet må være dimensjonert for å tåle slike kortvarige forstyrrelser.

Med bakgrunn i dette er det derfor behov for harmoniserte krav til spenningskvalitet.

Les mer om spenningskvalitet på NVE sine sider.

Statnetts anbefaling

Norge er i europeisk sammenheng er et land med en tydelig og moden regulering av spenningskvalitet. Det er NVE som har ansvar for både regelverksutvikling og tilsyn med dagens norske krav til spenningskvalitet, og vi ser det ikke som naturlig å overføre dette til TSO (Statnett).

Sammenligning med eksisterende regelverk

Spenningskvalitet er i stor grad er regulert gjennom forskrift om leveringskvalitet. Denne forskriften har definert ulike spenningskvalitetsparametre som beskriver frekvens, kontinuerlige spenningsfenomen, og tilfeldige spenningsfenomen. I kapittel 3 i forskriften er det gitt grenseverdier for en del spenningskvalitetsparametre.

Leveringskvalitetsforskriften setter også krav til kort- og langtidsintensitet av flimmer, spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger. For parameterne interharmoniske spenninger og signalspenninger overlagret forsyningsspenningen kan NVE fastsette grenseverdier. For transiente overspenninger kan NVE pålegge de som omfattes av forskriften å gjennomføre tiltak som reduserer omfanget eller konsekvensene av de transiente overspenningene. Se forøvrig forskrift om leveringskvalitet § 1-4 og kapittel 3 for definisjoner og krav til spenningskvalitet.

Forskriften gjelder for alle som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilkoblet i det norske kraftsystemet.

Nettselskapene er selv ansvarlig for spenning og spenningskvalitet i eget nett. Nettselskaper skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagte spenningsgrenser ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike tilfeller nødvendige tiltak.

Behov for koordinering med andre interessenter

Vi ser ingen videre behov for koordinering på området.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at gruppen er enig at dette håndteres av forskrift om leveringskvalitet (fol) og dermed ikke bør påvirkes av NC-HVDC. For øvrig vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 3 – KRAV TIL FRT (FAULT-RIDE THROUGH) EGENSKAPER

Paragraf 25, 26 og 27 – Krav til FRT

Engelsk forordningstekst

Paragraf 25

Egenskaper for fault-ride through

1. The relevant TSO shall specify, while respecting Article 18, a voltage-against time profile as set out in Annex V and having regard to the voltage-against-time-profile specified for power park modules according to Regulation (EU) 2016/631. This profile shall apply at connection points for fault conditions, under which the HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and continuing stable operation after the power system has recovered following fault clearance. The voltage-against-time-profile shall express a lower limit of the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, as a function of time before, during and after the fault. Any ride through period beyond trec2 shall be specified by the relevant TSO consistent with Article 18.

2. On request by the HVDC system owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions as provided for in Article 32 regarding:

    a. pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;
    b. pre-fault operating point of the HVDC converter station expressed as active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point; and
    c. post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA.

    Alternatively, generic values for the above conditions derived from typical cases may be provided by the relevant system operator.

3. The HVDC converter station shall be capable of staying connected to the network and continue stable operation when the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, given the pre-fault and post-fault conditions provided for in Article 32, remain above the lower limit set out in the figure in Annex V, unless the protection scheme for internal faults requires the disconnection of the HVDC converter station from the network. The protection schemes and settings for internal faults shall be designed not to jeopardise fault-ride-through performance.

4. The relevant TSO may specify voltages (Ublock) at the connection points under specific network conditions whereby the HVDC system is allowed to block. Blocking means remaining connected to the network with no active and reactive power contribution for a time frame that shall be as short as technically feasible and which shall be agreed between the relevant TSOs and the HVDC system owner.

5. In accordance Article 34, undervoltage protection shall be set by the HVDC system owner to the widest possible technical capability of the HVDC converter station. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, may specify narrower settings pursuant to Article 34.

6. The relevant TSO shall specify fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults.

Annex V

Voltage-against-time-profile referred to in article 25

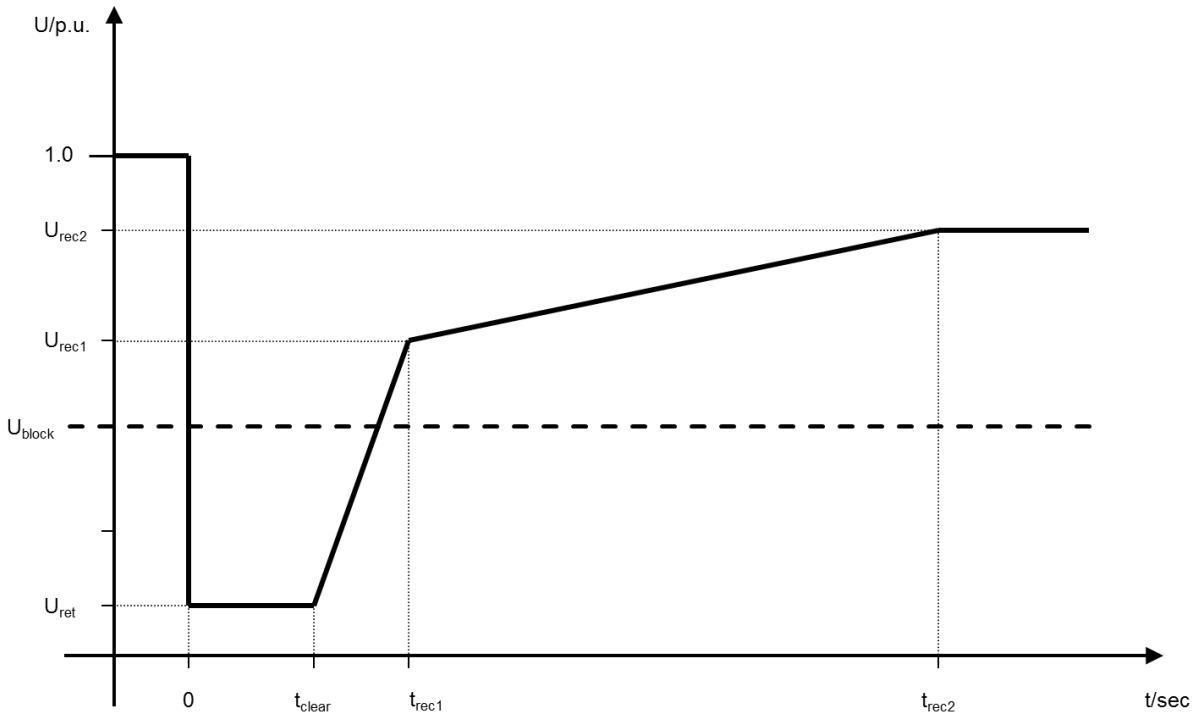


Figure 6: Fault-ride-through profile of an HVDC converter station. The diagram represents the lower limit of a voltage-against-time profile at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and its reference 1 pu value in per unit before, during and after a fault. U_{ret} is the retained voltage at the connection point during a fault, t_{clear} is the instant when the fault has been cleared, U_{rec1} and t_{rec1} specify a point of lower limits of voltage recovery following fault clearance. U_{block} is the blocking voltage at the connection point. The time values referred to are measured from t_{fault}.

Table 7: Parameters for Figure 6 for the fault-ride-through capability of an HVDC converter station.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret}	0.00 – 0.30	t_{clear}	0.14-0.25
U_{rec1}	0.25-0.85	t_{rec1}	1.5 – 2.5
U_{rec2}	0.85-0.90	t_{rec2}	T_{rec1} – 10.0

Paragraf 26

Gjenoppretting av aktiv effekt etter feil

The relevant TSO shall specify the magnitude and time profile of active power recovery that the HVDC system shall be capable of providing, in accordance with Article 25.

Paragraf 27

Hurtig gjenoppretting etter DC feil

HVDC systems, including DC overhead lines, shall be capable of fast recovery from transient faults within the HVDC system. Details of this capability shall be subject to coordination and agreements on protection schemes and settings pursuant to Article 34.

Formål med bestemmelsen

Feil på de høyeste spenningsnivåene (≥ 110 kV) kan påvirke spenningen (gi et spenningsfall) innenfor et stort område. Et slikt spenningsfall risikerer å gi utfall av betydelige mengder produksjon, forbruk og HVDC-systemer, både gjennom utfall av enkelte større produksjonsenheter, forbruksenheter og HVDC-systemer og gjennom utfall av et stort antall enheter av mer begrenset størrelse.

Kravet om "fault-ride-through" (FRT) egenskaper for HVDC-systemer skal forhindre at HVDC-anlegg som er tilknyttet nett med nominell driftsspenning større enn eller lik 110 kV faller ut ved normal feil-klarering av nettfeil i det øvrige vekselstrømnettet, samt begrense den potensielle endring i leveranse/uttak ved feil i vekselstrømnettet og sikre at mer alvorlige forstyrrelser unngås. Eksempel på mer alvorlige forstyrelser er frekvenskollaps i et synkronområde eller overlast på ledninger som i sin tur kan føre til kaskaderende utfall.

Statnetts anbefaling

Statnett skal i forbindelse med krav til FRT definer FRT-kurven som skal være gjeldende for HVDC-systemer. Kravene skal ta hensyn til kravene gitt av paragraf 18, og det som defineres for kraftparkmoduler iht. RfG. Under følger derfor kravene til FRT for kraftparkmoduler (type D – anlegg tilknyttet > 110 kV og større enn 30 MW) gitt av RfG, da dette vil være samme anbefalingen til FRT-kurve for HVDC-systemer:

Analyser, erfaringer, innspill og diskusjon med bransjen og leverandører, viser at dagens krav om at vannkraftanlegg, tilknyttet 132 kV nettet, skal forbli tilkoblet nettet ved feil som varer i 400 ms og 15% restspenning, er svært utfordrende og kostbart for nye anlegg, om i det heletatt mulig for eksisterende anlegg. Dagens krav er heller ikke i samsvar med rammene som NC-RfG/NC-HVDC setter.

Statnett anbefaler derfor at de nye kravene til FRT-egenskaper for alle produksjonsenheter tilkoblet spenningsnivå høyere eller lik 110 kV, dimensjoneres for uforsinket feilklarering, dvs. 150 ms og 0% restspenning. Vi vil da få et regelverk som tar hensyn til tekniske og økonomiske begrensninger for produksjonsanlegg, lik behandling av produksjonsenheter og krav som ligger innenfor rammene gitt av NC-RfG/NC-HVDC.

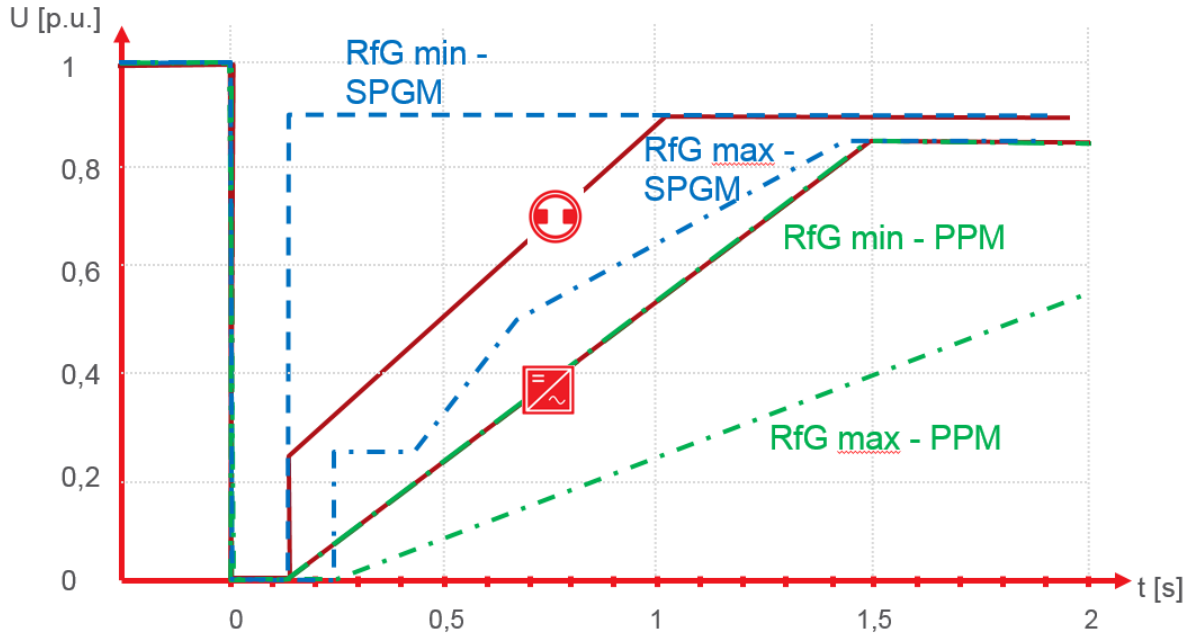
Det tallmaterialet vi har sammenstilt så langt viser at bruk av vernsamband samfunnsøkonomisk vil kunne være en bedre løsning for å sikre ønsket robusthet i kraftsystemet, og som lettere lar seg tilpasse de aktuelle behovene. At netteier avklarer behov for robusthet mot feil, enten ved forsinket eller uforsinket vernklarering, vil bidra til å synliggjøre hvor tiltak bør iverksettes og en optimalisering i valg av løsninger. Det vil trolig også legge til rette for løsninger med bedre og tilpasset vernsamarbeid der dette er teknisk og økonomisk hensiktsmessig.

I kravene for synkrone produksjonsenheter konkluderer man med at kravene skal ta høyde for momentane feilklareringer. Med konklusjonen om at robustnivået kan tillates å ligge der, ser Statnett ingen grunn til at konklusjonene for kraftparkmoduler skal være noe annerledes. Feilklareringstiden, T_{clear}, er derfor den samme, 150 ms og spenningsgjenopprettingen legges på mildeste nivå. Fra erfaring med kraftparkmoduler kjenner Statnett til at evnen fra disse er langt bedre enn for synkrone produksjonsenheter, med evne til å håndtere feilklareringstider på 500-1000 ms. Statnett tar derfor høyde for at egenskapene ikke skal begrenses unødig.

Med bakgrunn i anbefalingene for kraftparkmoduler iht. NC-RfG vil Statnett anbefale følgende verdier, tabell 2, og kurveform, figur 5, for FRT for HVDC-systemer:

Tabell 2: Statnetts anbefalte verdier.

Spenning [pu]		Tid [seconds]	
U_{ret}	0,00	t_{clear}	0,15
U_{rec1}	0,85	t_{rec1}	1,5
U_{rec2}	0,90	t_{rec2}	10



Figur 5: Spenning-tid-profil for produksjonsenheter av type D, både synkrone produksjonenheter og kraftparkmoduler. Maks og min grenser i RfG illustrert for synkrone produksjonsenheter (blå) og kraftparkmoduler (grønn)

Kurven representer nedre grense for et hvilket som helst spenningsforløp som kan oppstå i tilknytningspunktet, som anlegget skal holde inne ved.

Informasjon om forhold før og etter feil
Kortslutningsytelsen oppgis i hvert enkelt tilknytningspunkt.

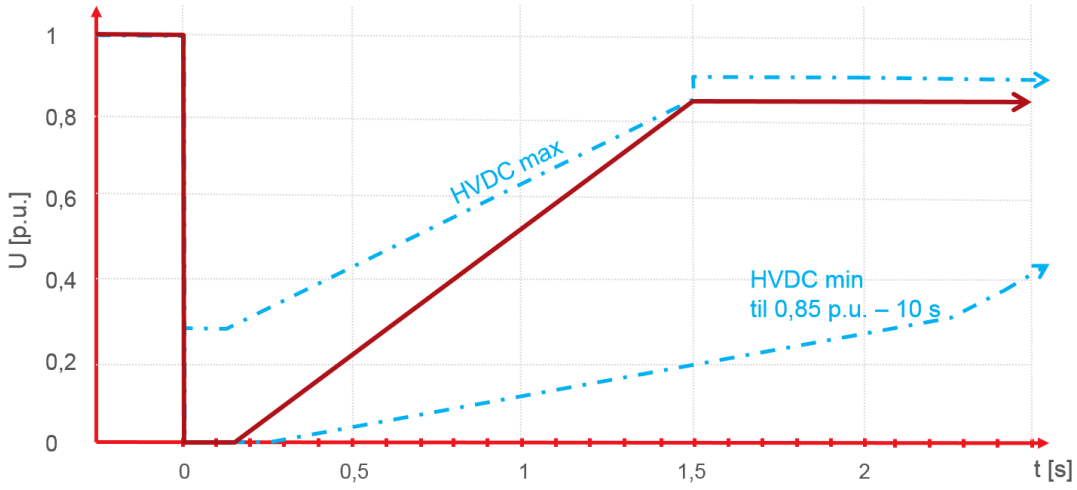
Før feil skal produksjonsenheten i beregningen operere ved:

- $P = P_{max}$ hvor P_{max} er her maksimal effekt levert til nettet i tilknytningspunktet.
- $Q = 0\ MVAr$ referert tilknytningspunktet.
- Spenningen er 1 p.u. i tilknytningspunktet

Etter feil:

- Feil er klarert ved frakobling av linje i begge ender.

For sammenligning mellom kravene gitt av HVDC forordningen og kravene som stilles til HVDC-systemer (og kraftparkmoduler) se figur 6.



Figur 6: Spenning-tid-profil for HVDC-systemer. Maks og min grenser i HVDC forordningen illustrert.

Asymmetriske feil
Statnett legger til grunn for at det er trefase-kortslutning som er dimensjonerende for HVDC-systemet [ref. Power Dynamics System and Control, Machowski, Bialek and Bumby, chapter 6.1.1.3].

"During an unbalanced fault at least one of the phases is unaffected, allowing some power to be transmitted to the system. … This allows faults to be listed in order of decreasing severity as (i) a three-phase fault (3ph), (ii) a phase-to-phase-to-ground fault (2ph–g), (iii) a phase-to-phase fault (2ph) and (iv) a single-phase fault (1ph)."

Det legges dermed ikke direkte føringer for Fault-Ride-Through krav for en- og tofase kortslutninger. Det tas ikke hensyn til fasebrudd (enfase kortslutning i spolejordet nett, hvor feilen kan bli stående i inntil 2 timer).

Gjenoppretting av aktiv effekt etter feil
Formålet er å avklare hvilke betingelser som skal gjelde for gjenopptakelse av leveranser av aktiv effekt etter feil og prinsippene for dette.

Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten, og anser dette som prosjektspesifikke krav.

Resterende innhold i paragrafene
Som beskrevet tidligere er resterende innhold i paragrafen enten prosjektspesifikke eller fullstendig definert.

§ 25
2. ledd – Ingenting som skal fastsettes i den nasjonale implementeringen, men definerer at TSO skal gi data til HVDC-systemet dersom dette etterspørres.

3. ledd - Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, da dette bare er en forutsetning for det som skal defineres i 1. ledd (spenning-tid-profil for tilknytning av HVDC-systemer).

4. ledd - Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, og er prosjektspesifikt. Sier at TSO i hver enkelt sak kan spesifisere spenningen (U_{block}) i tilknytningspunktet ved spesifikke tilstander på nettet hvor HVDC-systemet kan blokkere. U_{block} kan implementeres for å tillate LCC-teknologi.

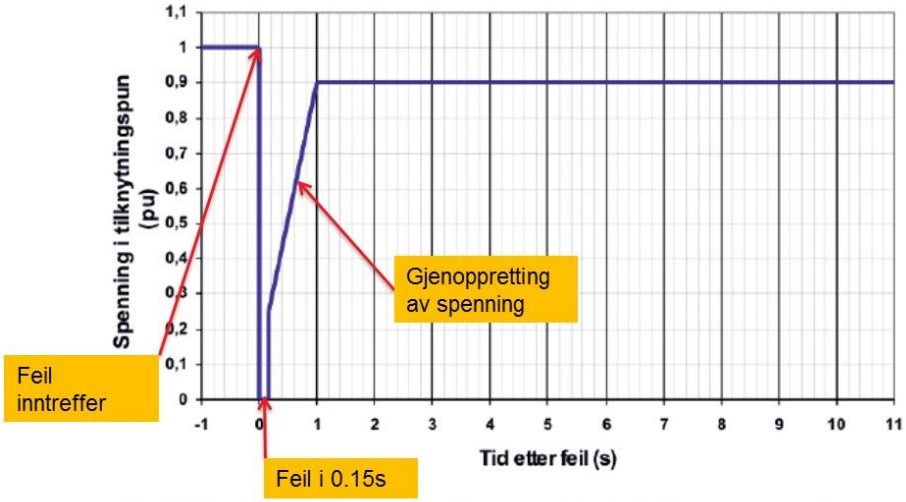
5. ledd - Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, og sier kort fortalt at underspenningsvernet skal innstilles slik at HVDC-systemet har bredest mulig teknisk kapasitet.

§27
Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, og sier kort fortalt at HVDC-systemer skal ha mulighet for rask gjenoppretting fra transiente feil innad i HVDC-systemet. Detaljer for dette skal koordineres og avtales iht. § 34 og vern og releplaner.

Sammenligning med eksisterende regelverk

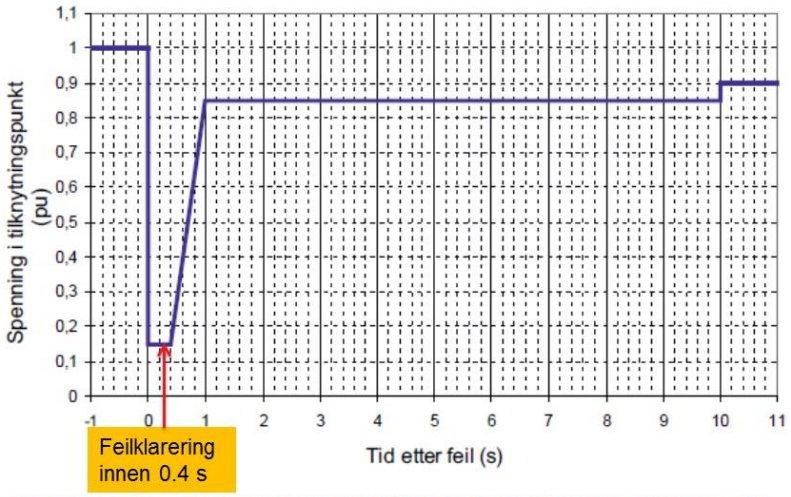
Kapittel 3.7 i FIKS inneholder krav om FRT-egenskaper. Kravene gjelder kun for anlegg tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV. Dette tilsvarer enheter som i NC-RfG betegnes som type D produksjonsenheter. Det er derfor ingen krav om FRT-egenskaper i FIKS for produksjonsenheter av type B og C.

For enheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 220 kV i tilknytningspunktet er det krav i FIKS om at enhetene skal forbli i drift og levere effekt innenfor et spenningsforløp gitt av Figur 3.7-1 nedenfor.



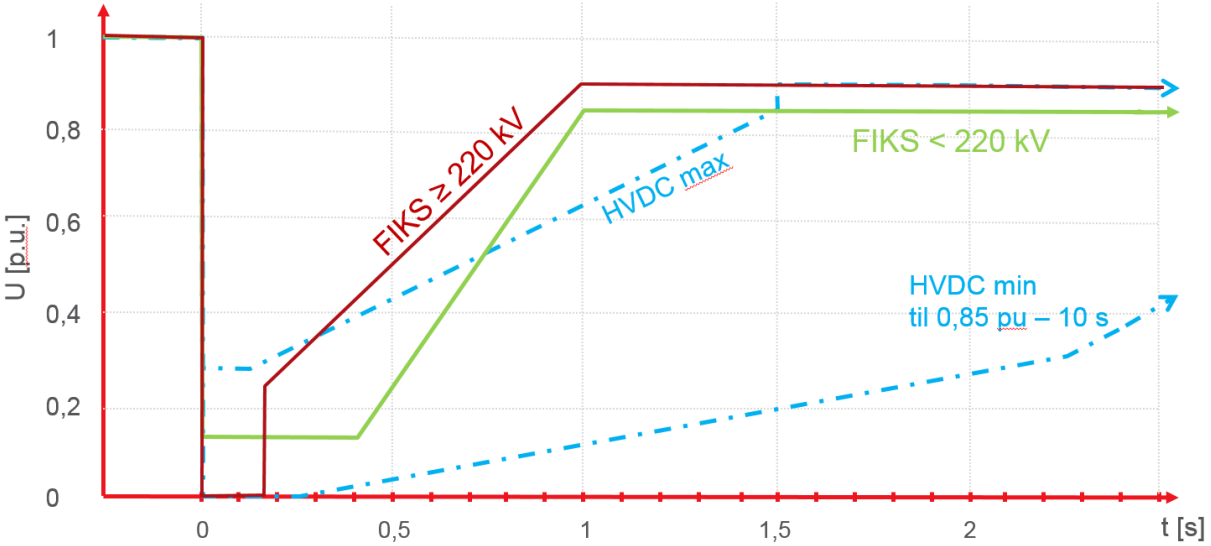
FIGUR 3.7 -1 KRAV TIL PRODUKSJONSANLEGG TILKNYTTET NETT MED NOMINELL DRIFTSSPENNING ≥ 220 KV

For enheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV og < 220 kV, er det krav i FIKS om at produksjonsenhetene skal forbli i drift og levere effekt innenfor et spenningsforløp gitt av Figur 3.7-2 nedenfor. At kravet gjelder disse spenningsnivåer fremkommer av kapittel 3.7 i kombinasjon med kapittel 3.3 til 3.5 i FIKS.



FIGUR 3.7 -2 KRAV TIL PRODUKSJONSANLEGG TILKNYTTET NETT MED NOMINELL DRIFTSSPENNING < 220 KV

Bakgrunnen for begge kurveformene i dagens FIKS er utførligere beskrevet i et notat på Statnett sine nettsider.



Figur 7 - Sammenligning mellom kravene i FIKS med kravene i HVDC forordningen

Behov for koordinering med andre interessenter

Det vil være noe behov for koordinering med kravene som settes i arbeidet med RfG, men øvrig koordinering vil ikke være nødvendig.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Tematikken FRT har vært oppe til diskusjon i to referansegruppemøter, første gang som en innledende diskusjon rundt kravene og andre gang med Statnetts anbefaling slik den er beskrevet over. Under gjengis derfor de viktigste kommentarene gitt i de to møtene.

Fra første møte:

- Når en feil inntreffer (kommuterigsfeil), må LCC omformer ha kondensatorbatteri for å opprettholde spenningen. Det er begrenset i et LCC system hvor langt ned du kan gå og hvor lenge en kan holdes. Skal kravene på LCC og VSC være de samme? Hvis kravet skal være

det samme så må man ha en betydelig kondensatorbatteri for å holde kravet. Statnett som anleggseier vurderte i sin tid at LCC ville blitt for dyrt på Nordlink, fordi fasekompensator måtte installeres for å gjøre det "self-supprotive", men opplyser samtidig at Statnett både i Feda og Kristiansand har installert fasekompensatorer. Det ble enighet om at kravene må være teknologinøytrale og at kostnadene for å oppfylle krav må vurderes ved planlegging av nye anlegg.

- Spørsmål fra deltakerne om hvordan Statnett har hensyntatt kravet om å bidra med kapasitiv strøm under gjenoppbyggingen etter feil. Sett i lys av dette og erfaring med faktiske prosjekt og test av evne til feilklarering mente gruppen at kravene er urealistiske og ukloke. Statnett oppfordres til å få frem statistikk for feilforløp og å kontakte leverandører.

- I diskusjonen ble det tydeliggjort at PPM (power park modules) tilknyttet via HVDC (offshore) skal følge kravene både onshore og offshore. Det er også viktig å klargjøre ved hvilken vindhastighet/effekt kravet skal oppfylles/verifiseres.

- I dialog med leverandører har Statoil fått tilbakemelding om at et krav på 400 ms med lav spenning ikke er mulig å oppfylle. Statnett tar denne informasjonen med videre inn i diskusjonen med leverandører og i det videre arbeidet.

Fra andre møte:

- Kravene slik de er presentert er greie for VSC.

- Kravene er dog diskriminerende for LCC teknologi da LCC ikke vil håndtere dette og vernene vil legge ut anlegget med en gang (pga. kommuteringsfeil).

  Kommentar Statnett: Dette er i følge ENTSO-E ivaretatt ved at §25 fjerde ledd åpner for at det kan tillates en U_{block} som vil tillate anlegget å forbli tilkoblet til nettet med null aktiv og reaktiv effekt bidrag i en gitt tid. Iht. ENTSO-E veiledning kan U_{block} settes til 0,7 pu. dersom LCC-teknologi skal være tillatt.

- Videre ble det stilt spørsmål om spenningskurven er den spenningen HVDC-omformeren skal følge eller den spenningen den ikke skal koble fra ved. Her var det ulik forståelse i gruppen. Dette bør presiseres da det blir veldig ulikt i praksis.

  Kommentar Statnett: Kurven representer nedre grense for et hvilket som helst spenningsforløp, som kan oppstå i tilknytningspunktet, som anlegget skal holde inne ved.

KAPITTEL 4 – KRAV TIL KONTROLL

Paragraf 28 til 33 – Krav til kontroll

Engelsk forordningstekst

Article 28

Energisation and synchronisation of HVDC converter stations

Unless otherwise instructed by the relevant system operator, during the energisation or synchronisation of an HVDC converter station to the AC network or during the connection of an energised HVDC converter station to an HVDC system, the HVDC converter station shall have the capability to limit any voltage changes to a steady-state level specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The level specified shall not exceed 5 per cent of the pre-synchronisation voltage. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the maximum magnitude, duration and measurement window of the voltage transients.

Article 29

Interaction between HVDC systems or other plants and equipment

1. When several HVDC converter stations or other plants and equipment are within close electrical proximity, the relevant TSO may specify that a study is required, and the scope and extent of that study, to demonstrate that no adverse interaction will occur. If adverse interaction is identified, the studies shall identify possible mitigating actions to be implemented to ensure compliance with the requirements of this Regulation.

2. The studies shall be carried out by the connecting HVDC system owner with the participation of all other parties identified by the TSOs as relevant to each connection point. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies.

3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10.

4. The relevant TSO shall assess the result of the studies based on their scope and extent as specified in accordance with paragraph 1. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request the HVDC system owner to perform further studies in line with the scope and extent specified in accordance with paragraph 1.

5. The relevant TSO may review or replicate some or all of the studies. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed.

6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 to 5 and reviewed by the relevant TSO shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.

7. The relevant TSO may specify transient levels of performance associated with events for the individual HVDC system or collectively across commonly impacted HVDC systems. This specification may be provided to protect the integrity of both TSO equipment and that of grid users in a manner consistent with its national code.

Article 30
Power oscillation damping capability

The HVDC system shall be capable of contributing to the damping of power oscillations in connected AC networks. The control system of the HVDC system shall not reduce the damping of power oscillations. The relevant TSO shall specify a frequency range of oscillations that the control scheme shall positively damp and the network conditions when this occurs, at least accounting for any dynamic stability assessment studies undertaken by TSOs to identify the stability limits and potential stability problems in their transmission systems. The selection of the control parameter settings shall be agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.

Article 31
Subsynchronous torsional interaction damping capability

1. With regard to subsynchronous torsional interaction (SSTI) damping control, the HVDC system shall be capable of contributing to electrical damping of torsional frequencies.

2. The relevant TSO shall specify the necessary extent of SSTI studies and provide input parameters, to the extent available, related to the equipment and relevant system conditions in its network. The SSTI studies shall be provided by the HVDC system owner. The studies shall identify the conditions, if any, where SSTI exists and propose any necessary mitigation procedure. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies.

3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10.

4. The relevant TSO shall assess the result of the SSTI studies. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request that the HVDC system owner perform further SSTI studies in line with this same scope and extent.

5. The relevant TSO may review or replicate the study. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed.

6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 or 4, and reviewed by the relevant TSOs, shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.

Article 32
Network characteristics

1. The relevant system operator shall specify and make publicly available the method and the pre-fault and post-fault conditions for the calculation of at least the minimum and maximum short circuit power at the connection points.

2. The HVDC system shall be capable of operating within the range of short circuit power and network characteristics specified by the relevant system operator.

3. Each relevant system operator shall provide the HVDC system owner with network equivalents describing the behaviour of the network at the connection point, enabling the HVDC system owners to design their system with regard to at least, but not limited to, harmonics and dynamic stability over the lifetime of the HVDC system.

Article 33
HVDC system robustness

1. The HVDC system shall be capable of finding stable operation points with a minimum change in active power flow and voltage level, during and after any planned or unplanned change in the HVDC system or AC network to which it is connected. The relevant TSO shall specify the changes in the system conditions for which the HVDC systems shall remain in stable operation.

2. The HVDC system owner shall ensure that the tripping or disconnection of an HVDC converter station, as part of any multi-terminal or embedded HVDC system, does not result in transients at the connection point beyond the limit specified by the relevant TSO.

3. The HVDC system shall withstand transient faults on HVAC lines in the network adjacent or close to the HVDC system, and shall not cause any of the equipment in the HVDC system to disconnect from the network due to auto-reclosure of lines in the network.

4. The HVDC system owner shall provide information to the relevant system operator on the resilience of the HVDC system to AC system disturbances.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sikre at systemansvarlig stiller krav som legge til rette for at HVDC-systemene har et sett med minimumskrav i forbindelse med kontroll og styring av anlegget. I hovedsak gjelder det disse områdene:

- Spenningssetting og synkronisering mot AC nettet
  - Krav til å ikke påvirke spenning ved spenningssetting og synkronisering

- Interaksjoner mellom HVDC-system eller andre enheter og utstyr
  - Krav til utarbeidelse av analyse som skal belyse dersom det er ugunstige interaksjoner mellom systemene.

- Bruk av dempetilsats (POD)
  - Krav til at anlegget bidrar til demping av effektpendlinger i tilknyttet AC nett ved gitte forhold og frekvensbånd.

- Evne for demping av subsynchronous torsional interaction (SSTI)
  - Krav til at HVDC-systemet skal ha mulighet til å bidra med elektrisk demping av "torsjons/vibrasjons" frekvenser og at det skal utføres analyser på SSTI.

- Nettverkskarakteristikk
  - Krav til kortsluttningsstrømmer og utveksling av informasjon mellom HVDC-system og aktuell systemoperatør.

- HVDC-systemets robusthet
  - Krav til stabil drift med en minimum endring i aktiv effekt og spenningsnivå under og etter en planlagt eller ikke planlagt hendelse i HVDC-systemet eller AC nettet.
  - Krav til påtrykking av transiente feil og mulighet til å tåle transiente feil fra nærliggende nett.

Bakgrunn til bestemmelsen

§28 - Spenningssetting og synkronisering mot AC nettet
I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det aktuell systemoperatør (koordinert med TSO) som skal spesifisere et sett med parametere for hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
ENERGISATION AND SYNCHRONISATION OF HVDC CONVERTER STATIONS	X	28	HVDC Converter Station	If RSO specified, provide limits (including transient max. magnitude, duration and measurement window) of any voltage change to a steady-state level (>5% pre-synchronisation voltage)	In due time for plant design	RSO with TSO

Figur 8 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

§29 - Interaksjoner mellom HVDC-system eller andre enheter og utstyr

I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det TSO som skal spesifisere hvorvidt det skal utføres et studie og eventuelt hvilke transiente verdier som skal benyttes for hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
INTERACTION BETWEEN HVDC SYSTEMS AND OTHER PLANTS/EQUIPMENTS		29.2	HVDC Converter Station	Specify study required to examine interaction with adjacent equipment	In due time for or post plant design	TSO
		29.3	HVDC Converter Station	Specify all other relevant parties to the study	In due time for or post plant design	TSO
		29.4	TSO	Models/information for use in studies	In due time for or post plant design	Interacting 3rd Parties
		29.6	HVDC System	Specify transient levels of performance	In due time for or post plant design	TSO

Figur 9 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

§30 - Evne for dempetilsats (POD)

I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det TSO (i avtale mellom TSO og HVDC-system eier) som skal spesifisere verdier som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
POWER OSCILLATION DAMPING CAPABILITY		30	HVDC System	Specify frequency range to test capability. Agree control parameter settings	In due time for plant design	TSO, Agreement between TSO and HVDC System Operator

Figur 10 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

§31 - Evne for demping av subsynchronous torsional interaction (SSTI)

I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det TSO som skal spesifisere verdier som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
SUBSYNCHRONOUS TORSIONAL INTERACTION DAMPING CAPABILITY		31.2	HVDC System	Specifications of extent of SSTI and parameters	In due time for plant design	TSO
		31.3	HVDC System	Identify all parties relevant at a connection point	In due time for plant design	TSO

Figur 11 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

§32 - Nettverkskarakteristikk
I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det TSO (aktuell system operatør) som skal spesifisere forhold som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette er et fast krav som sier at aktuell system operatør skal spesifisere og gjøre offentlig tilgjengelig metoden og forholdene før og etter en feil for utregning av minimum og maksimum kortsluttningsstrømmer i tilknytningspunktet. Slik Statnett tolker dette er dette noe som skal gjøres ved hver enkelt tilknytning og vil således ikke komme med noen anbefaling rundt dette.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
NETWORK CHARACTERISTICS		32.1	HVDC System	Method and pre-fault and post fault conditions for minimum and maximum short circuit power	Criteria - CNC national implementation	TSO

Figur 12 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

§33 - HVDC-systemets robusthet
I henhold til implementation guideline document (IGD) om *"Parameters for Non-exhaustive requirements"*, er det TSO (aktuell TSO) som skal spesifisere hvilke endringer i systemforholdet et HVDC-system skal opprettholde en stabil drift. Dette er noe som må gjøres av TSO ved hver enkelt planlagt eller uplanlagte hendelse. I de resterende krav i paragrafen er det ingen behov for videre tydeliggjøring fra TSO.

Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing for Proposal	Proposer
HVDC SYSTEM ROBUSTNESS		33.1	HVDC System	Specify changes in system conditions for HVDC system to remain stable	At time of change	TSO

Figur 13 - Utdrag fra tabell i IGD - "Parameters for Non-exhaustive requirements"

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene i paragraf 28 til 33 er allerede fullstendig definert i forordningen, og muligheter til valg og nasjonale tilpasninger er derfor begrensede. På bakgrunn av dette gis generelt ingen begrunnelser for formuleringene i forordningen, da dette etter vår oppfatning er prosjektspesifikke krav og må tas hensyn til i hver enkelt sak.

Sammenligning med eksisterende regelverk

FIKS sier klart at strømretteranlegg (HVDC-system) ≥ 25 MW med mulighet for å kjøre effekten i begge retninger (like- og vekselretterdrift) defineres som produksjonsanlegg. I FIKS er det en rekke krav til vern og kontrollanlegg, og det er egne kapitler som omhandler vern i sentralnett og regionalnett, og da også omfatter HVDC-system. Som f.eks. kapittel 4 "vern i sentralnettet", som definerer at FIKS inneholder veiledende krav til vern i sentralnettet gjelder også for produksjonsenheter direkte tilknyttet sentralnettet. Spesielt viktig å merke seg i dette kapitlet er del 4.4 som omhandler vern av produksjonsenheter.

Av kravene i FIKS kan vi blant annet lese:
Generelt skal vernsystem ha funksjonalitet slik at en produksjonsenhet ikke frakobles nettet ved tilstandsendringer i nettet, som f.eks. ved nettsplitting, store lastavslag eller koblinger. Produksjonsenheter skal ikke frakobles som følge av planmessig feilklarering i nettet.

Det henvises for øvrig til kapittel 3 for funksjonsområde hvor produksjonsenheter skal kunne operere.

Systemansvarlig kan utover dette vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter.

Ut over kravene i FIKS er det i fos også definert noen krav til anmelding, planlegging av produksjon og effektregulering (§ 8), som definerer at systemansvarlig kan fastsette grenser for planlagt effektregulering over likestrømforbindelser og hos store sluttbrukere.

Fos omhandler også muligheten for systemvern (§ 21), og sier at 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 sentralnettet (systemvern).

Fra Statnetts praktisering av systemvern:
Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Automatiske koblinger (systemvernutløsning) utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.

Bruk og hensikt med å installere systemvern kan oppsummeres til følgende hovedområder:

- *Øke overføringskapasitet i definerte snitt*
- *Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall*
- *Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)*
- *Hindre lokalt nettsammenbrudd*

Noen systemvern er installert for å kunne fylle flere av disse rollene.

Nødeffekt - Systemvern som reduserer import/eksporten på utenlandskabler blant annet ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer

Med dagens regulering ser vi at det stilles krav til HVDC-systemer med tanke på utnyttelse og kontroll av anlegget. Men for det anlegget som senest ble satt på drift (SK4), ble mange av kravene til HVDC-systemet gjort av Statnetts egne SK4 på drift prosjekt.

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene må til en viss grad koordineres med implementeringen av GL SO, men legger allikevel ikke strenge føringer for dette.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, med unntak av to kommentarer:

- Det må også skrives at systemansvarlig må dele nødvendig systemdata for at HVDC-eier kan spesifisere hensiktsmessig.

  Kommentar Statnett: Dette er iht. vår vurdering hensyntatt ved § 32.

- Størrelsen på POD må stå i forhold til størrelsen på anlegget, samt behovene i nettet rundt. Parametersettingen skal avklares mellom HVDC eier og TSO.

  Kommentar Statnett: Dette er iht. vår vurdering hensyntatt ved § 30.

Videre vises det for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 5 – KRAV TIL VERN OG VERNINNSTILLINGER

Paragraf 34 til 36 – Generelle krav vern og verninnstillinger

Engelsk forordningstekst

Article 34

Electrical protection schemes and settings

1. The relevant system operator shall specify, in coordination with the relevant TSO, the schemes and settings necessary to protect the network taking into account the characteristics of the HVDC system. Protection schemes relevant for the HVDC system and the network, and settings relevant for the HVDC system, shall be coordinated and agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner. The protection schemes and settings for internal electrical faults shall be designed so as not to jeopardise the performance of the HVDC system in accordance with this Regulation.

2. Electrical protection of the HVDC system shall take precedence over operational controls taking into account system security, health and safety of staff and the public and mitigation of the damage to the HVDC system.

3. Any change to the protection schemes or their settings relevant to the HVDC system and the network shall be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner before being implemented by the HVDC system owner.

Article 35

Priority ranking of protection and control

1. A control scheme, specified by the HVDC system owner consisting of different control modes, including the settings of the specific parameters, shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the HVDC system owner.

2. With regard to priority ranking of protection and control, the HVDC system owner shall organise its protections and control devices in compliance with the following priority ranking, listed in decreasing order of importance, unless otherwise specified by the relevant TSOs, in coordination with the relevant system operator:

   (i) network system and HVDC system protection;
   (ii) active power control for emergency assistance;
   (iii) synthetic inertia, if applicable;
   (iv) automatic remedial actions as specified in Article 13(3);
   (v) LFSM;
   (vi) FSM and frequency control; and
   (vii) power gradient constraint.

Article 36

Changes to protection and control schemes and settings

1. The parameters of the different control modes and the protection settings of the HVDC system shall be able to be changed in the HVDC converter station, if required by the relevant system operator or the relevant TSO, and in accordance with paragraph 3.

2. Any change to the schemes or settings of parameters of the different control modes and protection of the HVDC system, including the procedure, shall be coordinated and agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the HVDC system owner.

3. The control modes and associated setpoints of the HVDC system shall be capable of being changed remotely, as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Formål med bestemmelsene

Formålet med bestemmelsen er å sikre at HVDC-systemene har riktig utstyr og innstillinger for å beskytte kraftsystemet hva gjelder vern og kontrollsystemer.

Vern installeres i hovedsak med tanke på følgende:

- Personsikkerhet
- Unngå/begrense materielle skader
- Systemsikkerhet

Forordningen legger også opp til at det skal være en prioritert rangering av vern og kontrollsystemer i henhold til en gitt rekkefølge.

Det er i tillegg viktig å huske at vernet ikke hindrer at det oppstår feil, men minimerer konsekvensene ved feil.

Statnetts anbefaling

§ 34 – Releplaner med tilhørende verninnstillinger
Forordningen sier i korte trekk at aktuell systemoperatør, koordinert med TSO, skal fastsettes releplaner med tilhørende verninnstillinger som er nødvendig for å beskytte kraftsystemet, det skal i fastsettelsen tas hensyn til HVDC-systemet karakteristikk. Releplanene skal koordineres og avtales mellom aktuell systemoperatør, TSO og eier av HVDC-systemet. Releplanene med tilhørende verninnstillinger som beskytter HVDC-systemet mot interne elektriske feil må ikke sette ytelsen til HVDC-systemet i fare.

Videre sier forordningen at vernene skal ha prioritet over driftskontrollsystemet, hensyntatt driftssikkerhet, liv, helse og materielle verdier, samt redusere skader på HVDC-systemet.

Enhver endring av i vern og releplanene skal avtales mellom aktuell systemoperatør, TSO og eier av HVDC-systemet, og en slik avtale må foreligge før eier av HVDC-systemet gjennomfører endringene.

Som det kommer frem av teksten er dette prosjektspesifikke krav, som må avtales for hvert enkelt HVDC-system, og det er derfor ingen valg som skal tas i denne sammenheng.

§ 35 – Prioritering av vern og kontroll
Forordningen legger opp til at reguleringsfunksjonaliteten til HVDC-systemet skal koordinerer og avtales mellom aktuell systemoperatør, TSO og eier av HVDC-systemet, og at HVDC-systemets skal organisere sine vern og kontrollsystemer etter en gitt prioritert rekkefølge.

Som det kommer frem av teksten er dette prosjektspesifikke krav, som må avtales for hvert enkelt HVDC-system, og det er derfor ingen valg som skal tas i denne sammenheng.

§ 36 – Endring i funksjonalitet og innstillinger av releplaner og reguleringsfunksjonalitet
Forordningen legger opp til at aktuell systemoperatør eller TSO kan kreve at det gjøres endringer i innstillingene av releplaner og reguleringsfunksjonalitet, og at HVDC-systemet skal ha mulighet til å endre disse innstillingene.

Videre sier forordningen at eventuelle endringer i innstillinger av releplaner eller reguleringsfunksjonalitet skal koordinerer og avtales mellom aktuell systemoperatør, TSO og eier av HVDC-systemet, samt at HVDC-systemet skal ha mulighet for å fjernstyring når det gjelder modus for regulering og tilhørende settpunkter.

Som det kommer frem av teksten er dette prosjektspesifikke krav, som må avtales for hvert enkelt HVDC-system, og det er derfor ingen valg som skal tas i denne sammenheng.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ut over det som står under sammenligning med dagens krav i kapitelet krav til kontroll, vil bestemmelsene i § 34-36 også berøre fos § 20 om vern og releplanlegging.

> ***§ 20.Vern og reléplanlegging***
> *Systemansvarlig kan fastsette type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i regional- og sentralnettet, og tilknyttede produksjonsenheter (reléplaner).*
>
> *Konsesjonær er ansvarlig for tilfredsstillende vern i egne anlegg, herunder iverksetting av reléplaner.*

I Statnetts dokument "praktisering av systemansvaret" kan vi videre lese en beskrivelse av hva Statnett legger i at systemansvarlig kan fastsette type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr:

> *Statnett vedtar løsning og fastsetter innstillingsplaner for vern og gjeninnkoblingsutstyr i hele sentralnettet og i de deler av regionalnett som er av vesentlig betydning for driften av sentralnettet.*
>
> *Med vesentlig betydning menes ledningsfelt som er tilknyttet samleskinner i sentralnettet med spenningsnivå ≥ 132 kV, samt ledninger tilknyttet sentralnettet som T-avgrening.*
>
> *Med unntak av de anlegg som omfattes av avsnittet ovenfor skal den enkelte konsesjonær sørge for å utarbeide innstillingsplaner for egne anlegg. Den enkelte konsesjonær er selv ansvarlig for de verninnstillinger som blir benyttet.*
>
> *Anleggseier er ansvarlig for anskaffelse av utstyr, samt innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i henhold til gjeldende innstillingsplan.*
>
> *Konsesjonærene skal i god tid før idriftsettelse sende til systemansvarlig kopi av alle innstillingsplaner for vern og gjeninnkoblingsutstyr for egne anlegg i regionalnett. Nye anlegg eller endringer kan ikke idriftsettes uten etter vedtak av systemansvarlig, jf. § 14.*
>
> *Dersom flere konsesjonærer i regionalnett blir berørt, og disse ikke kommer til enighet om valg av vernløsning, vil systemansvarlig sørge for å vedta slik løsning.*
>
> *Det vises for øvrig til FIKS om krav til vern i regional- og sentralnettet.*

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene må til en viss grad koordineres med implementeringen av GL SO, men legger allikevel ikke strenge føringer for dette.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 6 – KRAV TIL SYSTEMGJENOPPBYGGING

Paragraf 37 – Svartstartegenskaper

Engelsk forordningstekst

1. The relevant TSO may obtain a quote for black start capability from an HVDC system owner.

2. An HVDC system with black start capability shall be able, in case one converter station is energised, to energise the busbar of the AC-substation to which another converter station is connected, within a timeframe after shut down of the HVDC system determined by the relevant TSOs. The HVDC system shall be able to synchronise within the frequency limits set out in Article 11 and within the voltage limits specified by the relevant TSO or as provided for in Article 18, where applicable. Wider frequency and voltage ranges can be specified by the relevant TSO where needed in order to restore system security.

3. The relevant TSO and the HVDC system owner shall agree on the capacity and availability of the black start capability and the operational procedure.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen skal sikre at tilstrekkelig antall produksjonsenheter og HVDC-systemer i kraftsystemet kan bidra med å gjenopprette normal drift etter en større hendelse eller mørkeleggelse. Svartstartegenskaper regulert gjennom NC-HVDC skal gi eiere mulighet for å tilby slik funksjonalitet, innenfor de krav og forpliktelser som er fastsatt av forordningen. Systemansvarlig forventes å betale for egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett.

Bakgrunn til bestemmelsen

Evne til svartstart er en kritisk funksjonalitet for systemet, som må sikres i et hvert kraftsystem. Egenskapen er derimot ikke obligatorisk, ettersom ikke alle HVDC-systemer nødvendigvis vil delta i gjenopprettingsprosessen. Etter at anleggene med evne til svartstart er spenningssatt og tilknyttet systemet skal systemet igjen være stabilt. Øvrige anlegg som deretter tilknyttes systemet behøver ikke den samme egenskapen.

Statnetts anbefaling

Statnett anbefaler å implementere kravene, som stilles gjennom NC-HVDC, til egenskaper for svartstart. Bestemmelsen gir systemansvarlig en bedre mulighet enn dagens løsning til å sikre systemkritisk funksjonalitet i nettet.

Statnett mener det er behov for egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett hos enheter tilknyttet det norske kraftsystemet. Utfordringene når det gjelder forsyningssikkerhet og utfordringer med separatdriftsområder er forholdsvis store i Norge.

Statnett vurderer den samfunnsøkonomiske verdien av å ha flere enheter med evne til oppstart fra spenningsløst nett i områder med redusert leveringssikkerhet eller områder eksponert for separatdrift som stor.

Dagens regulering har flere svakheter sett i forhold til de behov Statnetts har som systemansvarlig. NC-HVDC pålegger anleggene å tilby nødvendig funksjonalitet og regulerer kravetterlevelse, men pålegger ikke en fysisk leveranse. Godtgjørelser for leveranser vil således være en naturlig følge av avtaleinngåelse.

Implementeringen av NC-HVDC vil medføre en endring av dagens praksis. Systemansvarlig gis myndighet til å definere behovet som tilfredsstiller kravene til egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett, dersom det anses som nødvendig for å opprettholde driftssikkerheten i systemet. Systemansvarlig får direkte mulighet til å velge ut og spesifisere egenskaper til anlegg med svartstartegenskaper i spesifikke områder. Økonomiske incentiver legges til grunn for dimensjonering

og fordeling av behovene, og avtaleregulering forankrer ansvar og plikter, verifisering og oppfølging av leveranser. Økonomisk godtgjørelse fjerner diskriminering mellom aktører, og konkurranse mellom tilbydere bidrar til å optimalisere allokering av ressurser.

Det er en utfordring at svartstartegenskapene i dag og i uoverskuelig fremtid vil ligge i eksisterende produksjonsenheter. NC-HVDC regulerer primært tilknytning av nye HVDC-systemer. Det må derfor etableres et system, som sikrer adgangen til svartstartegenskaper i eksisterende anlegg. Dette kan gjøres enten ved forskriftsendringer i eksisterende regelverk eller gjennom bruk av avtaler. Den avtalebaserte løsningen i NC-RfG og NC-HVDC vil etter Statnetts vurdering kunne anvendes på eksisterende anlegg. Nødvendige funksjons- og verifikasjonskrav for eksisterende anlegg, krav til kompetanse, ressurser og vedlikehold kan fastsettes som vilkår i avtalene. En slik tilnærming vil også være anvendbar for andre nettselskaper i underliggende nett, ved på tilsvarende måte, å sikre nødvendige svartstartegenskaper i eget nett der dette er rasjonelt gjennom avtaler.

Implementeringen av bestemmelsen vil være i overenstemmelse med GL-ER. GL-ER krever at hver enkelt TSO skal utarbeide en beredskapsplan og en gjenoppbyggingsplan for transmisjonsnettet. I henhold til §23.4.f i GL-ER, skal slike planer inneholde det antall enheter som er nødvendige for å spenningssette systemet gjennom en bunn-topp-strategi ved bruk av svartstart- og separatdriftsegenskaper. Planene og operasjonaliseringen av disse kan baseres på bestemmelser i nasjonal lovgivning eller gjennom kontraktsregulerte betingelser.

I analyser av behov og geografisk fordeling vil det kunne forekomme tilfeller hvor flere anlegg kan være aktuelle konkurrerende leverandører. I andre områder vil det kunne være bare én leverandør og tilsvarende mangel på konkurranse. Alternative metoder for utvelgelse av kraftverk bør derfor vurderes når behovene er kartlagt.

Systemansvarlig bør ha virkemidler for å sikre at nødvendig svartstartegenskaper i eksisterende anlegg ikke fases ut uten at systemansvarlig involveres i beslutningen. Videre må det være virkemidler som sikrer at manglende konkurranse ikke medfører uforholdsmessig høye kostnader. Det vil derfor være behov for et regulatorisk nød håndtak, dersom aktører mot formodning ikke er villige til å delta eller krever urealistisk høy godtgjørelse for funksjonaliteten. Dagens regulering av svartstartegenskaper i beredskapsforskriften bør derfor inntil videre opprettholdes og eventuelt tilpasses en ny reguleringsform på sikt eller alternativ erstattes eller suppleres av reguleringer i forskrift om systemansvaret som ivaretar ovennevnte.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Svartstart er for produksjonsanlegg direkteregulert av krav i beredskapsforskriften, men denne reguleringen gjelder ikke for HVDC-systemer. Vi kan derfor si at det i dagens regulering ikke er krav til svartstartegenskaper for HVDC-systemer.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) skal ha oversikt over risiko og sårbarhet i samfunnet. Bestemmelsen vil medføre en endring av praktiseringen av beredskapsforskriften, hvilket bør diskuteres med DSB.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppen mener at svartstarttjenester har en kostnader knyttet til å besørge ekstra strømforsyning for styringen av strømretteranleggene, samt økt behov for testing av funksjonalitet. Utover denne kommentaren er det tilkommet en viktig presisering:

Det bør presiseres i samledokumentet at svartstart ikke er et krav, men en tjeneste som kan tilbys og avtales mellom eier og aktuell *systemoperatør.*

Kommentar Statnett: Dette er en presisering som er viktig, og er et resultat av den muntlige presentasjonen i femte referansegruppemøte. Statnett er derfor enig i presiseringen og har ingen videre kommentar til kommentaren.

DEL III – GENERELLE BESTEMMELSER FOR TILKNYTNING AV DC-TILKNYTTEDE KRAFTPARKMODULER OG FJERN ENDE HVDC-OMFORMERE

Paragraf 38, 45 og 46 – Virkeområde for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere

Engelsk forordningstekst

CHAPTER 1

Requirements for DC-connected power park modules

Article 38

Scope

The requirements applicable to offshore power park modules under Articles 13 to 22 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules subject to specific requirements provided for in Articles 41 to 45 of this Regulation. These requirements shall apply at the HVDC interface points of the DC-connected power park module and the HVDC systems. The categorisation in Article 5 of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to DC-connected power park modules.

Article 45

General system management requirements applicable to DC-connected power park modules

With regard to general system management requirements, Articles 14(5), 15(6) and 16(4) of Regulation (EU) 2016/631 shall apply to any DC-connected power park module.

CHAPTER 2

Requirements for remote-end HVDC converter stations

Article 46

Scope

The requirements of Articles 11 to 39 apply to remote-end HVDC converter stations, subject to specific requirements provided for in Articles 47 to 50.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å definere virkeområde for forordningen på DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt, og Statnett har ingen tilføyelser annet enn å henvise til kravene gitt av RfG.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 1 – KRAV TIL DC-TILKNYTTEDE KRAFTPARKMODULER

Paragraf 39 – Krav til frekvensstabilitet for DC-tilknyttede kraftparkmoduler

Engelsk forordningstekst

1. With regards to frequency response:

   (a) a DC-connected power park module shall be capable of receiving a fast signal from a connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided, and be able to process this signal within 0,1 second from sending to completion of processing the signal for activation of the response. Frequency shall be measured at the connection point in the synchronous area to which frequency response is being provided;

   (b) DC-connected power park modules connected via HVDC systems which connect with more than one control area shall be capable of delivering coordinated frequency control as specified by the relevant TSO.

2. With regard to frequency ranges and response:

   (a) a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the frequency ranges and time periods specified in Annex VI for the 50 Hz nominal system. Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used, subject to agreement with the relevant TSO, the applicable frequency ranges and time periods shall be specified by the relevant TSO taking into account specificities of the system and the requirements set out in Annex VI;

   (b) wider frequency ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent;

   (c) while respecting the provisions of point (a) of paragraph 2, a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection at specified frequencies, if specified by the relevant TSO. Terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner.

3. With regards to rate-of-change-of-frequency withstand capability, a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operable if the system frequency changes at a rate up to +/– 2 Hz/s (measured at any point in time as an average of the rate of change of frequency for the previous 1 second) at the HVDC interface point of the DC-connected power park module at the remote end HVDC converter station for the 50 Hz nominal system.

4. DC-connected power park modules shall have limited frequency sensitive mode — overfrequency (LFSM-O) capability in accordance with Article 13(2) of Regulation (EU) 2016/631, subject to fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.

5. A capability for DC-connected power park modules to maintain constant power shall be determined in accordance with Article 13(3) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system.

6. A capability for active power controllability of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 15(2)(a) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system. Manual control shall be possible in the case that remote automatic control devices are out of service.

7. A capability for limited frequency sensitive mode — underfrequency (LFSM-U) for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(c) of Regulation (EU) 2016/631, subject to fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.

8. A capability for frequency sensitive mode for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(d) of Regulation (EU) 2016/631, subject to a fast signal response as specified in paragraph 1 for the 50 Hz nominal system.

9. A capability for frequency restoration for a DC-connected power park module shall be determined in accordance with Article 15(2)(e) of Regulation (EU) 2016/631 for the 50 Hz nominal system.

10. Where a constant nominal frequency other than 50 Hz, a frequency variable by design or a DC system voltage is used, subject to the agreement of the relevant TSO, the capabilities listed in paragraphs 3 to 9 and the parameters associated with such capabilities shall be specified by the relevant TSO.

Formål med bestemmelsen

Formål med bestemmelsen er å stille utvidede krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler utover det som er definert av paragraf 38, som kort fortalt sier at DC-tilknyttede kraftparkmoduler skal følge kravene gitt av RfG til offshore kraftparkmoduler i paragrafene 13 til 22.

Statnetts anbefaling

Kravene gitt av paragraf 39 er å anse som faste krav, og Statnett har følgelig ingen anbefaling utenom å referere til anbefalingene som er gitt i RfG til paragrafene 13 til 22. Det vises også til anbefalingen i RfG for oversikt over eksisterende regelverk.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes ikke så langt vi vet sammenliknbart eksisterende regelverk.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov ut over koordineringen mot RfG (som omtalt over).

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppen mener det mangler en eksplisitt bestemmelse om at HVDC-systemer (interconnector) skal ha mulighet til å motta signaler fra tilknytningspunktet i andre enden, slik det gjøres for DC-tilknyttede kraftparkmoduler i § 39. Denne mangelen bør omtales i oversendelsen til NVE, og kravet er viktig for å kunne utveksle raske systemtjenester.

Kommentar Statnett: Etter vår vurdering er dette ivaretatt ved at det for et HVDC-system (interconnector) er definert to tilknytningspunkt, som anlegget skal overholde kravene gitt av forordningen. Videre har vi forståelse for at dette er presisert for DC-tilknyttede kraftparkmoduler, da kravene som stilles til disse stiller i grensesnittpunktet (offshore), og dermed ikke har direktekrav i selve tilknytningspunktet mot AC-nettet.

Videre stilte gruppen et konkret spørsmål om 5% ila. 10 sekunder gjelde for en vindkraftpark eller pr. turbin. I praksis vil det alltid være turbiner som står, noe som vil si at Pmaks vil være lavere enn teoretisk verdi for parken. Hva legges til grunn?

Kommentar Statnett: Responsen på 5% ila 10 sekunder gjelder for vindkraftparken og er referert til parkens maksimale ytelse. Man har definert Pmax, til å være parkens ytelse og det er denne man refererer statikken til. Parkkontrolleren vil derfor regulere 5% ila 10 sekunder ved frekvenssteg uavhengig om et antall turbiner er ute (inntil en viss grad), i og med at det reguleres etter effekten i tilknytningspunktet. Dersom mange turbiner er ute vil dette kunne jevnføres med å nå minimalt reguleringsvolum, men dette er å anse som et unntak.

Paragraf 40 – Reaktiv effekt og spenningskrav gjeldende for DC-tilknyttede kraftparkmoduler

Engelsk forordningstekst

1. With respect to voltage ranges:
   (a) a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the voltage ranges (per unit), for the time periods specified in Tables 9 and 10, Annex VII. The applicable voltage range and time periods specified are selected based on the reference 1 pu voltage;

   (b) wider voltage ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent;

   (c) for DC-connected power park modules which have an HVDC interface point to the remote-end HVDC converter station network, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO may specify voltages at the HVDC interface point at which a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner;

   (d) for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Annex VII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection point;

   (e) where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to relevant TSO agreement, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Tables 9 and 10, Annex VII.

2. With respect to reactive power capability for DC-connected power park modules:
   (a) if the DC-connected power park module owner can obtain a bilateral agreement with the owners of the HVDC systems connecting the DC-connected power park module to a single connection point on a AC network, it shall fulfil all of the following requirements:

      i. it shall have the ability with additional plant or equipment and/or software, to meet the reactive power capabilities prescribed by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, according to point (b), and it shall either:

         - have the reactive power capabilities for some or all of its equipment in accordance with point (b) already installed as part of the connection of the DC-connected power park module to the AC network at the time of initial connection and commissioning; or

         - demonstrate to, and then reach agreement with, the relevant system operator and the relevant TSO on how the reactive power capability will be provided when the DC-connected power park module is connected to more than a single connection point in the AC network, or the AC network at the remote-end HVDC converter station network has either another DC-connected power park module or HVDC system with a different owner connected to it. This agreement shall include a contract by the DC-connected power park module owner (or any subsequent owner), that it will finance and install reactive power capabilities required by this Article for its power park modules at a point in time specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall inform the DC-connected power park module owner of the proposed completion date of any committed development which will require

the DC-connected power park module owner to install the full reactive power capability.

ii. the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall account for the development time schedule of retrofitting the reactive power capability to the DC-connected power park module in specifying the point in time by which this reactive power capability retrofitting is to take place. The development time schedule shall be provided by the DC-connected power park module owner at the time of connection to the AC network.

(b) DC-connected power park modules shall fulfil the following requirements relating to voltage stability either at the time of connection or subsequently, according to the agreement as referred to in point (a):

i. with regard to reactive power capability at maximum HVDC active power transmission capacity, DC-connected power park modules shall meet the reactive power provision capability requirements specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, in the context of varying voltage. The relevant system operator shall specify a U-Q/Pmax-profile that may take any shape with ranges in accordance with Table 11, Annex VII, within which the DC-connected power park module shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall consider the long term development of the network when determining these ranges, as well as the potential costs for power park modules of delivering the capability of providing reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages.

If the Ten-Year Network Development Plan developed in accordance with Article 8 of Regulation (EC) No 714/2009 or a national plan developed and approved in accordance with Article 22 of Directive 2009/72/EC specifies that a DC-connected power park module will become AC-connected to the synchronous area, the relevant TSO may specify that either:

- the DC-connected power park module shall have the capabilities prescribed in Article 25(4) of Regulation (EU) 2016/631 for that synchronous area installed at the time of initial connection and commissioning of the DC-connected power park module to the AC-network; or

- the DC-connected power park module owner shall demonstrate to, and then reach agreement with, the relevant system operator and the relevant TSO on how the reactive power capability prescribed in Article 25(4) of Regulation (EU) 2016/631 for that synchronous area will be provided in the event that the DC-connected power park module becomes AC-connected to the synchronous area.

ii. With regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a DC-connected power park module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the alternator terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power exchange of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the DC-connected power park module or its alternator terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.

3. With regard to priority to active or reactive power contribution for DC-connected power park modules, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-

through capability is required. If priority is given to active power contribution, its provision shall be established within a time from the fault inception as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

ANNEX VII

Voltage ranges and time periods referred to in Article 40

Voltage Range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
1,10 pu-1,118 pu	Unlimited, unless specified otherwise by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.
1,118 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Table 9: Minimum time periods for which a DC-connected power park module shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110 kV to (not including) 300 kV.

Voltage Range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
1,05 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. Various sub-ranges of voltage withstand capability can be specified.

Table 10: Minimum time periods for which a DC-connected power park module shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV (included).

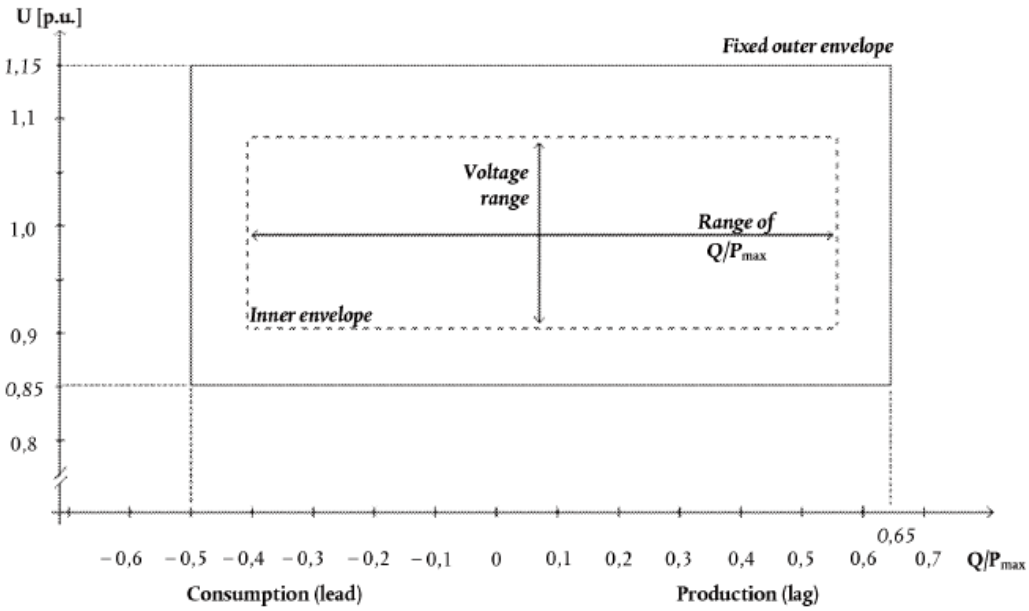


Figure 7: U-Q/Pmax-profile of a DC-connected power park module at the connection point. The diagram represents boundaries of a U-Q/Pmax-profile of the voltage at the connection point[s], expressed by the ratio of its actual value to its reference 1 pu value in per unit, against the ratio of the reactive power (Q) to the maximum capacity (Pmax). The position, size and shape of the inner envelope are indicative and other than rectangular may be used within the inner envelope. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest voltage points. Such a profile would not give rise to the full reactive power range being available across the range of steady-state voltages.

Range of width of Q/Pmax profile	Range of steady-state Voltage level in pu
0-0,95	0,1-0,225

Table 11: Maximum and minimum range of both Q/Pmax and steady-state voltage for a DC-connected PPM

Formål med bestemmelsen

Formål med bestemmelsen er å stille utvidede krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler utover det som er definert av paragraf 38, som kort fortalt sier at DC-tilknyttede kraftparkmoduler skal følge kravene gitt av RfG til offshore kraftparkmoduler i paragrafene 13 til 22.

Statnetts anbefaling

Iht. første ledd bokstav a skal aktuell systemoperatør koordinert med aktuell TSO definere de spenningsområder og varigheter som gitt av tabell 9 og 10 i vedlegg VII:

Statnett anbefaler at DC-tilknyttede kraftparkmoduler som et minimum skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift innenfor samme spenningsområder og tidsintervaller som HVDC-systemer og landbaserte produksjonsenheter av type D. Dette betyr at krav om drift i minimum 60 minutter i spenningsområdet 1,10-1,15 pu anbefales for anlegg tilknyttet ≥ 110 kV og < 300 kV. Krav om drift i minimum 60 minutter i spenningsområdet 1,05-1,15 pu anbefales for anlegg ≥ 300 kV og ≤ 420 kV. For begrunnelse vises det til tilsvarende avsnitt i § 18, samt anbefalingene for RfG § 16 annet ledd.

Dette gir følgende anbefalte tabell referert tabell 9 i vedlegg VII i forordningen for HVDC (≥ 110 kV og < 300 kV):

Synkronområde	**Spenningsområde**	**Tidsintervall for stabil drift**
Norden	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,10 pu	Ubegrenset
	1,10 pu – 1,15 pu	60 minutter

Og følgende anbefalte tabell referert tabell 10 i vedlegg VII i forordningen for HVDC (≥ 300 kV og ≤ 420 kV):

Synkronområde	**Spenningsområde**	**Tidsintervall for stabil drift**
Norden	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter

I første ledd er bokstav b, c, d og e å anse som prosjektspesifikke krav, og Statnett har følgelig ingen anbefaling. Videre er kravene gitt av paragraf 40 annet og tredje ledd også å anse som prosjektspesifikke krav, og Statnett har følgelig ingen anbefaling.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det vises til gjennomgangen av paragraf 18, for oversikt over eksisterende regelverk i forbindelse med spenningsområder.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov ut over koordineringen mot RfG (som omtalt over).

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 41, 42, 43 og 49 – Vern og kontroll for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere

Engelsk forordningstekst

Article 41
Control requirements

1. During the synchronisation of a DC-connected power park module to the AC collection network, the DC-connected power park module shall have the capability to limit any voltage changes to a steady-state level specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The level specified shall not exceed 5 per cent of the pre-synchronisation voltage. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the maximum magnitude, duration and measurement window of the voltage transients.

2. The DC-connected power park module owner shall provide output signals as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Article 42
Network characteristics

With regard to the network characteristics, the following shall apply for the DC-connected power park modules:

a) each relevant system operator shall specify and make publicly available the method and the pre-fault and post-fault conditions for the calculation of minimum and maximum short circuit power at the HVDC interface point;

b) the DC-connected power park module shall be capable of stable operation within the minimum to maximum range of short circuit power and network characteristics of the HVDC interface point specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;

c) each relevant system operator and HVDC system owner shall provide the DC-connected power park module owner with network equivalents representing the system, enabling the DC-connected power park module owners to design their system with regard to harmonics;

Article 43
Protection requirements

1. Electrical protection schemes and settings of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 14(5)(b) of Regulation (EU) 2016/631, where the network refers to the synchronous area network. The protection schemes have to be designed taking into account the system performance, grid specificities as well as technical specificities of the power park module technology and agreed with the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

2. Priority ranking of protection and control of DC-connected power park modules shall be determined in accordance with Article 14(5)(c) of Regulation (EU) 2016/631, where the network refers to the synchronous area network, and agreed with the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Article 49
Network characteristics

With regard to the network characteristics, the remote-end HVDC converter station owner shall provide relevant data to any DC-connected power park module owner in accordance with Article 42.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene i § 41 og § 42 er å sikre at systemansvarlig stiller krav som legge til rette for at HVDC-systemene har et sett med minimumskrav i forbindelse med styring og kontroll av anlegget. Dette er forholdsvis likt som det om står om HVDC-systemer tidligere, og innebærer at det i paragraf 41 og 42 stilles krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler vedrørende krav til:

- å ikke påvirke spenning ved spenningssetting og synkronisering,
- kortsluttningsstrømmer og utveksling av informasjon mellom aktuell systemoperatør og eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul.

Formålet med §43, releplaner med tilhørende verninnstillinger, er å sikre at DC-tilknyttede kraftparkmoduler har riktig utstyr og innstillinger for å beskytte kraftsystemet hva gjelder vern og kontrollsystemer.

Vern installeres i hovedsak med tanke på følgende:

- Personsikkerhet
- Unngå/begrense materielle skader
- Systemsikkerhet

Forordningen legger også opp til at det skal være en prioritert rangering av vern og kontrollsystemer i henhold til en gitt rekkefølge.

For HVDC-omformerstasjoner i fjern ende (§ 49) stilles det kun krav til nettverkskarakteristikk, og at eier av fjern ende HVDC- omformerstasjon skal levere relevant data vedrørende kortsluttningsstrømmer til eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul i henhold til § 42.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene i paragraf 41, 42, 43 og 49 er allerede fullstendig definert i forordningen, og muligheter til valg og nasjonale tilpasninger er derfor begrensede. På bakgrunn av dette gis generelt ingen begrunnelser for formuleringene i forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se sammenligning med dagens krav under krav til kontroll § 28 – 33.

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene må til en viss grad koordineres med implementeringen av GL SO, men legger allikevel ikke strenge føringer for dette.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 2 – KRAV TIL FJERN ENDE HVDC-OMFORMER

Paragraf 47 – Krav til frekvensstabilitet for fjern ende HVDC-omformere

Engelsk forordningstekst

1. Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used in the network connecting the DC-connected power park modules, subject to relevant TSO agreement, Article 11 shall apply to the remote-end HVDC converter station with the applicable frequency ranges and time periods specified by the relevant TSO, taking into account specificities of the system and the requirements laid down in Annex I..

2. With regards to frequency response, the remote-end HVDC converter station owner and the DC-connected power park module owner shall agree on the technical modalities of the fast signal communication in accordance with Article 39(1). Where the relevant TSO requires, the HVDC system shall be capable of providing the network frequency at the connection point as a signal. For an HVDC system connecting a power park module the adjustment of active power frequency response shall be limited by the capability of the DC-connected power park modules.

Formål og bakgrunn til bestemmelsen

Formål med bestemmelsen er å sørge for at eier av fjern ende HVDC-omformerstasjon og eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul inngår avtale om den tekniske formen på signalet som er gitt av paragraf 39 første ledd.

Statnetts anbefaling

Fast krav, og Statnett har følgelig ingen tillegg.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er i dag ingen kjente krav like krav.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen, da det er et fast krav.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 48 – Reaktiv effekt og spenningskrav gjeldende for fjern ende HVDC-omformerstasjon

Engelsk forordningstekst

1. With respect to voltage ranges:

   (a) a remote-end HVDC converter station shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the voltage ranges (per unit) and time periods specified in Tables 12 and 13, Annex VIII. The applicable voltage range and time periods specified are selected based on the reference 1 pu voltage;

   (b) wider voltage ranges or longer minimum times for operation may be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the DC-connected power park module owner in accordance with Article 40;

   (c) for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Table 12 and Table 13, Annex VIII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection points;

   (d) where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to agreement by the relevant TSO, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Annex VIII.

2. A remote-end HVDC converter station shall fulfil the following requirements referring to voltage stability, at the connection points with regard to reactive power capability:

   (a) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements for various voltage levels. In doing so, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify a U-Q/Pmax-profile of any shape and within the boundaries of which the remote-end HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity;

   (b) the U-Q/Pmax-profile shall be specified by each relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The U-Q/Pmax-profile shall be within the range of Q/Pmax and steady-state voltage specified in Table 14, Annex VIII, and the position of the U-Q/Pmax-profile envelope shall lie within the limits of the fixed outer envelope specified in Annex IV. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall consider the long term development of the network when determining these ranges.

ANNEX VIII

Reactive power and voltage requirements referred to in Article 48

Voltage range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
1,10 pu-1,12 pu	Unlimited, unless specified otherwise by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.
1,12 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.

Table 12: Minimum time periods for which a remote-end HVDC converter station shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110 kV to (not including) 300 kV.

Voltage range	Time period for operation
0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
1,05 pu-1,15 pu	To be specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. Various sub-ranges of voltage withstand capability may be specified.

Table 13: Minimum time periods for which a remote-end HVDC converter station shall be capable of operating for different voltages deviating from a reference 1 pu value without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV (included).

Maximum range of Q/Pmax	Maximum range of steady-state voltage level in PU
0,95	0,225

Table 14: Maximum range of both Q/Pmax and steady-state voltage for a remote-end HVDC converter station.

Formål med bestemmelsen

Formål med bestemmelsen er å stille utvidede krav til fjern ende HVDC-omformerstasjon utover det som er definert av paragraf 46, som kort fortalt sier at fjern ende HVDC-omformerstasjoner skal følge kravene gitt av paragrafene 11 til 39.

Statnetts anbefaling

Iht. første ledd bokstav a skal aktuell systemoperatør koordinert med aktuell TSO definere de spenningsområder og varigheter som gitt av tabell 12 og 13 i vedlegg VIII. Resterende innhold i paragrafen er å anse som prosjektspesifikke krav.

Statnett anbefaler at fjern ende HVDC-omformerstasjon som et minimum skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift innenfor samme spenningsområder og tidsintervaller som HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler. Dette betyr at krav om drift i minimum 60 minutter i spenningsområdet 1,10-1,15 pu anbefales for anlegg tilknyttet ≥ 110 kV og < 300 kV. Krav om drift i minimum 60 minutter i spenningsområdet 1,05-1,15 pu anbefales for anlegg ≥ 300 kV og ≤ 420 kV. For begrunnelse vises det til tilsvarende avsnitt i § 18, samt anbefalingene for RfG § 16 annet ledd.

Dette gir følgende anbefalte tabell referert tabell 12 i vedlegg VIII i forordningen for HVDC (≥ 110 kV og < 300 kV):

Synkronområde	**Spenningsområde**	**Tidsintervall for stabil drift**
Norden	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,10 pu	Ubegrenset
	1,10 pu – 1,15 pu	60 minutter

Og følgende anbefalte tabell referert tabell 13 i vedlegg VII i forordningen for HVDC (≥ 300 kV og ≤ 420 kV):

Synkronområde	**Spenningsområde**	**Tidsintervall for stabil drift**
Norden	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se gjennomgang av spenningsområde i paragraf 18, samt gjennomgang av evnen til å levere reaktiv effekt i paragraf 20.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov ut over koordineringen mot RfG.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

DEL IV – INFORMASJONSUTVEKSLING OG KOORDINERING

Paragraf 51 til 53 – Utveksling og koordinering av informasjon

Engelsk forordningstekst

Article 51
Operation of HVDC systems

1. With regard to instrumentation for the operation, each HVDC converter unit of an HVDC system shall be equipped with an automatic controller capable of receiving instructions from the relevant system operator and from the relevant TSO. This automatic controller shall be capable of operating the HVDC converter units of the HVDC system in a coordinated way. The relevant system operator shall specify the automatic controller hierarchy per HVDC converter unit.

2. The automatic controller of the HVDC system referred to in paragraph 1 shall be capable of sending the following signal types to the relevant system operator:

   a) operational signals, providing at least the following:
      (i) start-up signals;
      (ii) AC and DC voltage measurements;
      (iii) AC and DC current measurements;
      (iv) active and reactive power measurements on the AC side;
      (v) DC power measurements;
      (vi) HVDC converter unit level operation in a multi-pole type HVDC converter;
      (vii) elements and topology status; and
      (viii) FSM, LFSM-O and LFSM-U active power ranges.

   b) alarm signals, providing at least the following:
      (i) emergency blocking;
      (ii) ramp blocking;
      (iii) fast active power reversal.

3. The automatic controller referred to in paragraph 1 shall be capable of receiving the following signal types from the relevant system operator:

   a) operational signals, receiving at least the following:
      (i) start-up command;
      (ii) active power setpoints;
      (iii) frequency sensitive mode settings;
      (iv) reactive power, voltage or similar setpoints;
      (v) reactive power control modes;
      (vi) power oscillation damping control; and
      (vii) synthetic inertia.

   b) alarm signals, receiving at least the following:
      (i) emergency blocking command;
      (ii) ramp blocking command;
      (iii) active power flow direction; and
      (iv) fast active power reversal command.

4. With regards to each signal, the relevant system operator may specify the quality of the supplied signal.

Article 52
Parameters and settings

The parameters and settings of the main control functions of an HVDC system shall be agreed between the HVDC system owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The parameters and settings shall be implemented within such a control hierarchy that makes their modification possible if necessary. Those main control functions are at least:

a) synthetic inertia, if applicable as referred to in Articles 14 and 41;

b) frequency sensitive modes (FSM, LFSM-O, LFSM-U) referred to in Articles 15, 16 and 17;

c) frequency control, if applicable, referred to in Article 16;

d) reactive power control mode, if applicable as referred to in Article 22;

e) power oscillation damping capability, referred to Article 30;

f) subsynchronous torsional interaction damping capability, referred to Article 31.

Article 53
Fault recording and monitoring

1. An HVDC system shall be equipped with a facility to provide fault recording and dynamic system behaviour monitoring of the following parameters for each of its HVDC converter stations:

   a) AC and DC voltage;

   b) AC and DC current;

   c) active power;

   d) reactive power; and

   e) frequency.

2. The relevant system operator may specify quality of supply parameters to be complied with by the HVDC system, provided a reasonable prior notice is given.

3. The particulars of the fault recording equipment referred to in paragraph 1, including analogue and digital channels, the settings, including triggering criteria and the sampling rates, shall be agreed between the HVDC system owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

4. All dynamic system behaviour monitoring equipment shall include an oscillation trigger, specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, with the purpose of detecting poorly damped power oscillations.

5. The facilities for quality of supply and dynamic system behaviour monitoring shall include arrangements for the HVDC system owner and the relevant system operator to access the information electronically. The communications protocols for recorded data shall be agreed between the HVDC system owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene i § 51-53 er å sikre at systemansvarlig stiller krav som legge til rette for at HVDC-systemene har et sett med minimumskrav i forbindelse med utveksling og koordinering av informasjon. Paragrafene stiller krav til at HVDC-systemene:

- har utstyr som kan utveksle informasjon og motta informasjon (for deretter å agere),
- har riktige parametere og innstillinger for de viktigste kontroll/regulator-funksjoner,
- utrustes med feilskriver og utstyr for å monitorere dynamisk systemstabilitet.

Bakgrunn til bestemmelsen

§ 51 – Drift av HVDC-system
Forordningen legger opp til at hver enkelt HVDC-omformer med hensyn til instrumenter og måleapparater for drift skal være utstyrt med automatikk/regulator for å motta instruksjoner fra aktuell systemoperatør og aktuell TSO. Dette utstyret skal være i stand til å drifte HVDC-omformeren på en koordinert måte. § 51 inkluderer også flere lister over signaler som skal kunne sendes og mottas. Hierarkiet for automatikken/regulatoren til hver HVDC-omformer skal spesifiseres av aktuell systemoperatør, og er noe som dermed må gjøres for hver enkelt anlegg.

§ 52 – Parametere og innstillinger
Dette er et fast krav som sier at parametere og innstillinger for de viktigste kontroll/regulator-funksjonene skal avtales mellom eier av HVDC-systemet og aktuell systemoperatør, i samarbeid med aktuell TSO. En liste over de viktigste kontroll/regulator-funksjonene er også lagt inn.

§ 53 - feilskriver og utstyr for å overvåke dynamisk systemstabilitet
Et hvert HVDC-system skal være utstyrt med feilskriver og utstyr for å overvåke dynamisk systemstabilitet og følgende parametere skal overvåkes for hver HVDC-omformer:

- AC og DC spenning,
- AC og DC strøm,
- aktiv effekt,
- reaktiv effet, og
- frekvens.

Videre sier forordningen at aktuell systemoperatør kan spesifisere kvaliteten på parameterene som HVDC-systemet må overholde, gitt at en rimelig varsel har blir gitt.

I § 53 er det også krav om at det inngås avtaler vedrørende innstillinger og informasjonsutveksling av feilskriver og utstyr for å overvåke dynamisk systemstabilitet mellom eier av HVDC-system og aktuell systemoperatør, i samarbeid med aktuell TSO.

De fleste kravene i § 53 er faste krav. Der er dog noen krav som er prosjektspesifikke krav og som må avtales for hvert enkelt HVDC-system, det er derfor ingen valg som skal tas i denne sammenheng.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene i paragraf 51, 52 og 53 er allerede fullstendig definert i forordningen, og muligheter til valg og nasjonale tilpasninger er derfor begrensede. På bakgrunn av dette gis generelt ingen begrunnelser for formuleringene i forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ut over det som er beskrevet i tidligere paragrafer om sammenligning med dagens krav, vil det for denne delen av forordningen også gå inn på § 18 og § 23 i forskrift om systemansvaret.

> ***§ 18.Målinger og meldinger***
> Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å overføre til systemansvarlige de målinger og meldinger som er nødvendig for en effektiv drift og utnyttelse av kraftsystemet.

§ 23.Opplysningsplikt
De som omfattes av denne forskriften skal gi systemansvarlig de opplysninger som er nødvendige for å utføre den systemansvarliges oppgaver, herunder av eget tiltak orientere om forhold i egne anlegg som er av betydning for sikker drift, effektiv utnyttelse og utvikling av kraftsystemet.

De som omfattes av denne forskriften skal gi systemansvarlig de opplysninger som systemansvarlig blir pålagt av Norges vassdrags- og energidirektorat å samle inn.

I Statnetts dokument "praktisering av systemansvaret" kan vi videre lese en beskrivelse av hva Statnett legger i at systemansvarlig kan pålegge konsesjonærer å overføre målinger og meldinger, samt kravet om at HVDC-systemer skal gi systemansvarlig de opplysninger som er nødvendig for å utføre den systemansvarliges oppgaver:

Utdrag fra praktisering av systemansvaret - § 18
Målinger og meldinger skal overføres til systemansvarlig ved hjelp av systemansvarliges gjeldende standard for overføring av sanntidsinformasjon.
…
Dersom nøyaktighet, tidsforsinkelse og tilgjengelighet på overførte målinger og meldinger ikke er tilfredsstillende, kan systemansvarlig kreve at konsesjonær iverksetter tiltak for utbedring.

Utdrag fra praktisering av systemansvaret - § 23
Første ledd angir systemansvarliges mulighet til å innhente opplysninger som er nødvendig for systemansvarlig for å gjennomføre sine oppgaver.

Innhenting av mer detaljerte kjøreplaner
Systemansvarlig fattet vedtak hjemlet i fos § 23 om innhenting av mer detaljerte kjøreplaner fra produksjonsanlegg, datert 20. oktober 2015.

Ved å motta data med høyere oppløsning vil Statnett være bedre i stand til å kjøre lastflyt med tilstrekkelig nøyaktighet før driftstimene, og dermed få bedre forutsetninger for å kunne avdekke og treffe tiltak mot nettproblemer før de oppstår.

Varsling til systemansvarlig ved store driftsforstyrrelser
Systemansvarlig skal som hovedregel varsles umiddelbart ved driftsforstyrrelser.
…
Alle store hendelser som kommer innenfor kriteriene under skal uten ugrunnet opphold varsles til systemansvarlig:

Antall berørte og forventet varighet:
•Hendelser som berører minst 50 000 personer og er forventet å vare i minst 1 time
•Hendelser som berører minst 10 000 personer og er forventet å vare i minst 12 timer

Konsekvenser for forsyningssikkerhet:
•Store hendelser som påvirker muligheten for å kunne opprettholde normal forsyning (effekt og energi) av regioner eller store delområder skal varsles.

Store økonomiske konsekvenser:
•Hendelser i kraftsystemet med store økonomiske konsekvenser skal varsles. Dette gjelder særlig lengre utfall som kan hindre selskaper å oppfylle leveringsforpliktelser innenfor olje- eller gassbehandlingsanlegg eller annen stor industri.

Ekstraordinære årsaker:
•Store hendelser i kraftsystemet med ekstraordinære årsaker som ikke utløser varsling grunnet kriteriene ovenfor. Dette kan for eksempel gjelde ulike naturkatastrofer, innbrudd/sabotasje og terror.

I tillegg til det som står om målinger og opplysningsplikt i fos, er det et eget kapittel i FIKS som omhandler krav til måling (kap. 3.8). Kravene legger plikter på konsesjonærer til å rette seg etter de til

enhver tid gjeldende krav til måling av sentralnettsutveksling, samt at kravene til måling fastsettes etter drøfting mellom partene.

Totalt sett finnes det, som beskrevet over, en rekke eksisterende krav til informasjonsutveksling og kontroll av HVDC-systemer.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov ut over koordineringen mot SO GL.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Det ble opplyst om at man for å kunne levere alle de tjenester som er nevnt i § 51 (spesielt raske regulertjenester) vil rask kommunikasjon mellom omformerstasjonene være nødvendig. Kort fiberforbindelse med lav 'tidsforsinkelse' (latency) mellom omformerstasjonene bør tilstrebes.

Ut over dette oppfatter vi ikke at det er kommet inn noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, og det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 54 – Simuleringsmodeller

Engelsk forordningstekst

1. The relevant system operator in coordination with the relevant TSO may specify that an HVDC system owner deliver simulation models which properly reflect the behaviour of the HVDC system in both steady-state, dynamic simulations (fundamental frequency component) and in electromagnetic transient simulations.

The format in which models shall be provided and the provision of documentation of models structure and block diagrams shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

2. For the purpose of dynamic simulations, the models provided shall contain at least, but not limited to the following sub-models, depending on the existence of the mentioned components:
HVDC converter unit models;

(a) AC component models;

(b) DC grid models;

(c) Voltage and power controller;

(d) Special control features if applicable e.g. power oscillation damping (POD) function, subsynchronous torsional interaction (SSTI) control;

(e) Multi terminal control, if applicable;

(f) HVDC system protection models as agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.

3. The HVDC system owner shall verify the models against the results of compliance tests carried out according to Title VI and a report of this verification shall be submitted to the relevant TSO. The models shall then be used for the purpose of verifying compliance with the requirements of this Regulation including, but not limited to, compliance simulations as provided for in Title VI and used in studies for continuous evaluation in system planning and operation.

4. An HVDC system owner shall submit HVDC system recordings to the relevant system operator or relevant TSO if requested in order to compare the response of the models with these recordings.

5. An HVDC system owner shall deliver an equivalent model of the control system when adverse control interactions may result with HVDC converter stations and other connections in close electrical proximity if requested by the relevant system operator or relevant TSO. The equivalent model shall contain all necessary data for the realistic simulation of the adverse control interactions.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre at HVDC-systemene har et sett med minimumskrav hva gjelder simuleringsmodeller og innholdet i disse. Forordningen stiller også krav til at HVDC-systemene skal foreta målinger/registreringer av anleggene, slik at disse kan sammenlignes med resultater fra modellen.

Bakgrunnen til dette er harmonisering av parametere på et nasjonalt nivå, og for å sikre at HVDC-systemer har simuleringsmodeller med likt innhold.

Statnetts anbefaling

Forordningen åpner for at TSO kan kreve simuleringsmodeller eller tilsvarende informasjon som viser på anleggets oppførsel ved stabil tilstand og dynamisk respons.

I hovedsak inneholder forordningen faste krav som sier noe om hva eventuelle simuleringsmodeller skal inneholde. Dersom TSO krever simuleringsmodeller skal TSO spesifisere innholdet og formatet på simuleringsmodellene eller tilsvarende informasjon, men simuleringsmodellene skal som minimum inneholde det som er gitt paragraf 54.

Etter Statnetts vurdering er spesifiseringen av innholdet og formatet på simuleringsmodellene noe vi kommer til å gjøre i etterkant av at forordningen er implementert, da forordningen er klar på at dette er noe TSO har rett på å spesifisere nærmere dersom TSO krever innsending av simuleringsmodeller. Statnett vil sørge for bransjeinvolvering når vi spesifiserer disse simuleringsmodellene og ny praksis for slike modeller vil sendes på høring før den implementeres.

Angående fjerde ledd skal også TSO spesifisere krav i forbindelse med måling/registrering av anleggene, etter Statnetts vurdering er dette prosjektspesifikke krav, da det må tas hensyn til anleggets utforming, utstyr og innstilinger. Denne vurderingen støttes av ENTSO-Es implementation guidance document (IGD) om "*parameters of Non-exhaustive requirements*", som definerer at spesifikasjoner skal være klare i god tid før anleggsdesign.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er generelt lite krav til simuleringsmodeller for HVDC-systemer i dagens regelverk og kravene om simuleringsmodeller er generelt mer omfattende i den nye forordningen enn i dagens regelverk. Dette er et resultat av følgende:

- Forordningen skal legge til rette for at eiere skal levere simuleringsmodeller for sine anlegg til systemansvarlig. Tidligere har systemansvarliges kun i konkrete analyser etterspurt mer detaljert informasjon.

Statnett stiller i dag gjennom behandling av fos § 14 vedtak krav til at det skal sendes inn prøver/studier i etterkant av idriftsettelse. Og med tanke på at et HVDC-system i iht. FIKS i dag blir sett på som et produksjonsanlegg er det en rekke krav til hvilke simuleringer og tester som skal oversendes systemansvarlig. Under følger derfor et utdrag fra et vanlig vedtak (iht. fos § 14):

Konsesjonær skal gjennomføre funksjonsprøver og dynamiske studier i forbindelse med idriftsetting av omformeranlegget, jf. punkter for rapportering gitt i tabell under "Systemansvarliges merknad". Resultatet av disse prøver/studier skal vise at viktige funksjonskrav som angår anleggets dynamiske respons er oppfylt, både ved normale variasjoner i nettet og ved spesielle driftsforstyrrelser. Disse prøver/studier skal for omformeranlegget inkludere men ikke begrenses til:

- *Stegresponstest for å vise spenningsregulatorens egenskaper ved spenningsforandring.*
- *Frekvensstegprøve for å vise anleggets bidrag med primærreserve (responstid/amplitude) for små og store frekvensendringer samt ved forskjellige belastningspunkter.*
- *Anleggets evne til å håndtere overgang til separatdrift.*
- *Anleggets evne til oppstart fra spenningsløst nett skal rapporteres til systemansvarlig dersom slik test gjennomføres.*

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene til simuleringsmodeller må ses i sammenheng med generelle krav til kravetterlevelse og plan for idriftsettelse, hvor det er påkrevd at eier av HVDC-systemet leverer simuleringsmodeller iht. § 54.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Gruppens deltakere meddeler at det er utfordringer med at leverandørene ikke vil at simuleringsmodellene videresendes til tredjepart (Statnett, systemansvarlig, NVE). Det har også vært en større diskusjon rundt oversendelse av data fra konsesjonær til tredjepart ved tidligere gjennomgang av prosedyre for godkjenning av idriftsettelse. Her mener gruppen at for å levere data, simuleringsmodeller og lignende må TSO/aktuelt nettselskap henvende seg til leverandør for å få til en

Non-Disclosure Agreement, dette er noe upresist i koden. Alle kontrakter inneholder krav om at kjøper/konsesjonær ikke kan videreformidler informasjon om anlegget til en tredje part. Her kommer det til å bli en konflikt med leverandørene. I følge Statoil ble dette tatt opp under utformingen av koden, og det ble fulgt opp med advokater for å se på problemstillingen, uten at de kom med noen gjennomslag. Statoil mener det blir feil at konsesjonær skal stå ansvarlig for informasjon de ikke eier. Leverandøren pleier å få levert nettverksmodeller fra TSO til bruk i simuleringer. Disse inneholder kraftsensitiv informasjon, så leverandøren må undertegne sikkerhetserklæringer før de får tilgang (beredskapsforskriftene etc.). Det vil altså bli en utveksling av konfidensiell informasjon mellom leverandør og TSO begge veier slik koden ser ut nå. Gruppen anbefaler derfor Statnett å løfte problemstillingen til ENTSO-E for å høre hvordan dette håndteres i Europa for øvrig.

Kommentar Statnett: Statnett har forhørt seg med ENTSO-E, og har mottatt følgende svar:

- Iht. tilbakemelding fra ENTSO-E er det å ikke levere simuleringsmodeller ikke et alternativ, hvis det spesifiseres av aktuell systemoperatør så er det et krav om at simuleringsmodeller skal leveres. Videre er ENTSO-Es standpunkt at leveranse av simuleringsmodeller er obligatorisk, og at dette dermed må spesifiseres i kontrakter mellom eier av HVDC-systemet og leverandør. Leveranse av simuleringsmodeller vil bli sett på som en betingelse for å bli gitt tillatelse til nettilknytning.

- I Tyskland har det i arbeidsgruppene (med leverandørbransjen til stede) ikke vært problemer med dette kravet, da det i forordningen ligger muligheter for å holde de viktigste informasjonene konfidensielle eller skjulte.

- Fra Storbritannia har tilbakemeldingen vært at leverandørene ikke vil nekte å oversende simuleringsmodeller, til TSO sin stabilitetsanalyse, så lenge passende avtaler om konfidensialitet er på plass. Videre har Storbritannia hatt god erfaring med å kreve at leverandører leverer simuleringsmodeller eller glem å inngå kontrakt.

- Vår vurdering av de svar vi har fått er at leverandører vil tilpasse seg de kravene som stilles gjennom forordningen, og at vi dermed ikke anser dette som et stort problem.

Gruppen mener også at Statnett burde klare seg med "black-box" modeller og ikke fullverdige modeller, og at nivået på modellene bør legges på et hensiktsmessig nivå.

Kommentar Statnett: Presisering av innholdet i modellene vil være gjenstand for videre utdypning i operasjonaliseringen av forordningen. Statnett tar allikevel kommentaren til etterretning, og vil søke å finne fornuftige løsninger sammen med bransjen/leverandører i operasjonaliseringen av forordningen.

Videre mener gruppen at det også må stilles krav til utlevering av data/modeller fra TSO i denne sammenheng. Både relevant operatør og eier/drifter av HVDC anlegget har interesse av korrekte modeller legges til grunn og må kunne verifisere at det som gjøres er riktig. Det må derfor utøves en nødvenig grad av åpenhet 'begge veier' innefor de muligheter som regelverket setter.

Kommentar Statnett: Dette er etter vår vurdering hensyntatt i paragraf 32.

DEL V - PROSEDYRE FOR GODKJENNING AV IDRIFTSETTELSE

KAPITTEL 1 OG 2 – TILKNYTNING AV HVDC-SYSTEM OG DC-TILKNYTTEDE KRAFTPARKMODULER SDG

Paragraf 55 til 64 – Prosedyre for godkjenning av idriftsettelse

Engelsk forordningstekst

Article 55
General provisions

1. The HVDC system owner shall demonstrate to the relevant system operator that it has complied with the requirements set out in Title II to Title IV at the respective connection point by successfully completing the operational notification procedure for connection of the HVDC system as described in Articles 56 to 59.

2. The relevant system operator shall specify any detailed provisions of the operational notification procedure and make the details publicly available.

3. The operational notification procedure for connection for each new HVDC system shall comprise:
   (a) energisation operational notification (EON);

   (b) interim operational notification (ION); and

   (c) final operational notification (FON).

Article 56
EON for HVDC systems

1. An EON shall entitle the HVDC system owner to energise its internal network and auxiliaries and connect it to the network at its specified connection points.

2. An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparation and the fulfilment of the requirements specified by the relevant system operator in the relevant operational procedures. This preparation will include agreement on the protection and control settings relevant to the connection points between the relevant system operator and the HVDC system owner.

Article 57
ION for HVDC systems

1. An ION shall entitle a HVDC system owner or HVDC converter unit owner to operate the HVDC system or HVDC converter unit by using the network connections specified for the connection points for a limited period of time.

2. An ION shall be issued by the relevant system operator subject to the completion of the data and study review process.

3. For the purpose of the completion of data and study review, the HVDC system owner or HVDC converter unit owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:
   (a) itemised statement of compliance;

   (b) detailed technical data of the HVDC system with relevance to the network connection, that is specified with respect to the connection points, as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSOs;

(c) equipment certificates of HVDC systems or HVDC converter units where these are relied upon as part of the evidence of compliance;

(d) simulation models or a replica of the exact control system as specified by Article 54 and by the relevant system operator in coordination with the relevant TSOs;

(e) studies demonstrating expected steady-state and dynamic performance as required by Titles II, III and IV;

(f) details of intended compliance tests according to Article 72;

(g) details of intended practical method of completing compliance tests pursuant to Title VI.

4. Except where paragraph 5 applies, the maximum period for the HVDC system owner or HVDC converter unit owner to remain in the ION status shall not exceed twenty four months. The relevant system operator may specify a shorter ION validity period. The ION validity period shall be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework. ION extension shall be granted only if the HVDC system owner demonstrates substantial progress towards full compliance. At the time of ION extension, the outstanding issues shall be explicitly identified.

5. The maximum period for an HVDC system owner or HVDC converter unit owner to remain in the ION status may be extended beyond 24 months upon request for a derogation made to the relevant system operator in accordance with the procedure in Title VII. The request shall be made before the expiry of the twenty four month period.

Article 58
FON for HVDC systems

1. A FON shall entitle an HVDC system owner to operate the HVDC system or HVDC converter units by using the grid connection points.

2. A FON shall be issued by the relevant system operator upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of the ION status and subject to the completion of the data and study review process.

3. For the purpose of the completion of data and study review, the HVDC system owner shall provide the following upon request from the relevant system operator in coordination with the relevant TSO:

(a) itemised statement of compliance; and

(b) update of applicable technical data, simulation models, a replica of the exact control system and studies as referred to in Article 57, including use of actual measured values during testing.

4. In case of incompatibility identified for the purpose of the granting of the FON, a derogation may be granted upon a request to the relevant system operator, in accordance with Articles 79 and 80. A FON shall be issued by the relevant system operator, if the HVDC system is compliant with the provisions of the derogation.

Where a request for a derogation is rejected, the relevant system operator shall have the right to refuse the operation of the HVDC system or HVDC converter units, whose owner's request for a derogation was rejected, until the HVDC system owner and the relevant system operator have resolved the incompatibility and the relevant system operator considers that the HVDC system complies with the provisions of this Regulation.

If the relevant system operator and the HVDC system owner do not resolve the incompatibility within a reasonable timeframe, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation, each party may refer the issue for decision to the regulatory authority.

Article 59
Limited operational notification for HVDC systems/derogations

1. HVDC system owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:
   (a) the HVDC system is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability, due to implementation of one or more modifications of significance to its performance; or

   (b) in case of equipment failures leading to non-compliance with some relevant requirements.

2. The HVDC system owner shall apply to the relevant system operator for a limited operational notification (LON) if the HVDC system owner reasonably expects the circumstances detailed in paragraph 1 to persist for more than three months.

3. A LON shall be issued by the relevant system operator with a clear identification of:
   (a) the unresolved issues justifying the granting of the LON;

   (b) the responsibilities and timescales for expected solution; and

   (c) a maximum period of validity which shall not exceed 12 months. The initial period granted may be shorter with the possibility for extension if evidence to the satisfaction of the relevant system operator demonstrates that substantial progress has been made towards achieving full compliance.

4. The FON shall be suspended during the period of validity of the LON with regard to the subjects for which the LON has been issued.

5. A further prolongation of the period of validity of the LON may be granted upon request for a derogation made to the relevant system operator before the expiry of that period, in accordance with Articles 79 and 80.

6. The relevant system operator may refuse the operation of the HVDC system if the LON terminates and the circumstance which caused it to be issued remains. In such a case the FON shall automatically be invalid.

7. If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the HVDC system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6, the HVDC system owner may refer the issue for decision to the regulatory authority within six months after the notification of the decision of the relevant system operator.

CHAPTER 2
Connection of new DC-connected power park modules

Article 60
General provisions

1. The provisions of this Chapter shall apply to new DC-connected power park modules only.

2. The DC-connected power park module owner shall demonstrate to the relevant system operator its compliance with the requirements referred to in Title III at the respective connection points by successfully completing the operational notification procedure for connection of the DC-connected power park module in accordance with Articles 61 through to 66.

3. The relevant system operator shall specify further details of the operational notification procedure and make those details publically available.

4. The operational notification procedure for connection for each new DC-connected power park module shall comprise:

(a) energisation operational notification (EON);

(b) interim operational notification (ION); and

(c) final operational notification (FON).

Article 61
EON for DC-connected power park modules

1. An EON shall entitle the owner of a DC-connected power park module to energise its internal network and auxiliaries by using the grid connection that is specified by the connection points.

2. An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparation including agreement on the protection and control settings relevant to the connection points between the relevant system operator and the DC-connected power park module.

Article 62
ION for DC-connected power park modules

1. An ION shall entitle the DC-connected power park module owner to operate the DC-connected power park module and generate power by using the grid connection for a limited period of time.

2. An ION shall be issued by the relevant system operator, subject to the completion of the data and study review process.

3. With respect to data and study review, the DC-connected power park module owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:
itemised statement of compliance;

(a) detailed technical data of the DC-connected power park module with relevance to the grid connection, that is specified by the connection points, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;

(b) equipment certificates of DC-connected power park module, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;

(c) simulation models as specified in Article 54 and as required by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;

(d) studies demonstrating expected steady-state and dynamic performance as required by Title III; and

(e) details of intended compliance tests in accordance with Article 73.

4. Except where paragraph 5 applies, the maximum period for the DC-connected power park module owner to remain in the ION status shall not exceed twenty-four months. The relevant system operator may specify shorter ION validity. The ION validity period shall be notified to the regulatory authority in accordance with the applicable national regulatory framework. ION extensions shall be granted only if the DC-connected power park module owner demonstrates substantial progress towards full compliance. At the time of ION extension, any outstanding issues shall be explicitly identified.

5. The maximum period for a DC-connected power park module owner to remain in the ION status may be extended beyond 24 months upon request for a derogation made to the relevant system operator in accordance with the procedure in Title VII.

Article 63
FON for DC-connected power park modules

1. A FON shall entitle the DC-connected power park module owner to operate the DC-connected power park module by using the grid connection that is specified by the connection point.

2. A FON shall be issued by the relevant system operator, upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of the ION status and subject to the completion of the data and study review process as required by this Regulation.

3. For the purpose of the completion of data and study review, the DC-connected power park module owner shall provide the following upon request from the relevant system operator:
   (a) itemised statement of compliance; and

   (b) update of applicable technical data, simulation models and studies as referred to in Article 62(3), including use of actual measured values during testing.

4. In case of incompatibility identified for the purpose of the granting of the FON, a derogation may be granted upon request made to the relevant system operator, in accordance with the derogation procedure according to Title VII. A FON shall be issued by the relevant system operator, if the DC-connected power park module is compliant with the provisions of the derogation. The relevant system operator shall have the right to refuse the operation of the DC-connected power park module, whose owner's request for a derogation was rejected, until the DC-connected power park module owner and the relevant system operator have resolved the incompatibility and the DC-connected power park module is considered to be compliant by the relevant system operator.

Article 64
Limited operational notification for DC-connected power park modules

1. DC-connected power park module owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:
   (a) the DC-connected power park module is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability, due to implementation of one or more modifications of significance to its performance; or

   (b) in case of equipment failures leading to non-compliance with some relevant requirements.

2. The DC-connected power park module owner shall apply to the relevant system operator for a limited operational notification (LON), if the DC-connected power park module owner reasonably expects the circumstances detailed in paragraph 1 to persist for more than three months.

3. A LON shall be issued by the relevant TSO with a clear identification of:
   (a) the unresolved issues justifying the granting of the LON;

   (b) the responsibilities and timescales for expected solution; and

   (c) a maximum period of validity which shall not exceed 12 months. The initial period granted may be shorter with the possibility for extension if evidence to the satisfaction of the relevant system operator demonstrating that substantial progress has been made towards achieving full compliance.

4. The FON shall be suspended during the period of validity of the LON with regard to the subjects for which the LON has been issued.

5. A further prolongation of the period of validity of the LON may be granted upon request for a derogation made to the relevant system operator, before the expiry of that period, in accordance with the derogation procedure described in Title VII.

6. The relevant system operator may refuse the operation of the DC-connected power park module if the LON terminates and the circumstance which caused it to be issued remains. In such a case the FON shall automatically be invalid.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene fastlegger prosedyren for godkjenning av idriftsettelse av nye HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler. Prosedyren skal sikre at systemansvarlig/aktuelt nettselskap er kjent med nye anlegg før de idriftsettes, at de tekniske funksjonskrav som skal avtales for enhetene har blitt avtalte (når relevant), samt at enheten overholder de tekniske funksjonskravene.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er i store deler fullstendig definert i forordningen og muligheter for nasjonale valg er derfor vært begrensete. På bakgrunn av dette gis generelt ingen begrunnelse for formuleringene.

Etter Statnett syn er det uheldig at håndtering av nedleggelse av anlegg ikke er en del av forordningen, dette med fare for at informasjonen blir skjult. §§ 55 til 64 skal iht. overskriften på kapittel 1 og 2 i del V omfatte idriftsettelse av nye HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler. Nedleggelse av anlegg med anleggskonsesjon er i dag regulert blant annet gjennom energilovforskriften § 3-5, hvor det står at anlegg ikke kan nedlegges før konsesjonene har utløpt uten tillatelse fra NVE. Ett år før konsesjonen utløper må konsesjonær søke reguleringsmyndigheten om forlengelse av konsesjonen, eller skriftlig varsle om nedleggelse. Statnett skal på sin side få inn data om endringer i anleggene tilknyttet transmisjons- og regionalnettet gjennom fos § 14a, og evt. fos § 23. Med tanke på at dette er regulert for anlegg med konsesjon og tilknyttet transmisjons- og regionalnettet i dag, vil Statnett anbefale at dette sikres gjennom nasjonale reguleringer og endringen av forskrift om systemansvaret.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 14 kravstiller blant annet at konsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye anlegg og endring av egne anlegg tilknyttet regional- eller sentralnettet, og at systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av disse anlegg før de kan idriftsettes. Fos § 14 kravstiller også at områdekonsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye eller endringer i eksisterende anlegg i eget distribusjonsnett, når disse planene kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller sentralnettet. Systemansvarlig kan da fatte vedtak vedrørende anleggenes funksjonalitet.

I tillegg bør det nevnes at fos § 14a inneholder krav til rapportering av anleggsdata til systemansvarlig for nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg. Dette gjelder alle anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, samt for konsesjonspliktige produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett.

Detaljert informasjon om søknads- og godkjenningsprosedyren iht. fos § 14 er ikke spesifisert direkte i fos, men veiledende og detaljert informasjon om prosessen er i stedet offentliggjort på system-ansvarliges nettsider. Forslagene til nye forordningstekster er betydelig mer detaljerte når det gjelder kravene til (søknads- og) godkjenningsprosedyren enn fos § 14, og krever samtidig at ytterligere detaljer skal offentliggjøres av systemansvarlig/aktuelt nettselskap.

Noen andre vesentlige forskjeller i godkjenningsprosedyren for HVDC-systemer er at:

- Dagens prosedyre iht. fos § 14 inkluderer at systemansvarlig i et godkjenningsdokument vedtar de tekniske funksjonskrav som et HVDC-system skal etterleve, og godkjenningen gir aksept til den eventuelle dokumentasjon (inkludert de nødvendige analyser) som konsesjonær har tatt frem for å bekrefte at kravene etterleves. I de nye forordningstekstene er de tekniske funksjonskravene noe som i utgangspunktet skal avtales i en nettilknytningsavtale, mens godkjenningsprosedyren skal sikre at kravene etterleves.

- Ved dagens prosedyre iht. fos § 14 stiller systemansvarlig som vilkår i godkjennings-dokumentet at funksjonalitetsprøver skal bekrefte etterlevelse av noen krav ved idriftsettelse,

og at prøverapporten skal rapporteres til systemansvarlig. I de nye forordningstekstene er det krav direkte i forordningen om rapportering av prøver for HVDC-system før endelig godkjenningsdokumentasjon utstedes.

- Dagens prosedyre iht. fos § 14 har begrensete krav til rapportering av anleggsdata før vedtak om idriftsettelse fattes. I stedet skal detaljert teknisk data innrapporteres til systemansvarlig senest 4 uker før idriftsettelse iht. fos § 14a. Iht. den nye forordningen vil det bli en forutsetning at den detaljerte tekniske dataen for HVDC-systemene er innrapportert til systemansvarlig før godkjenning.

Behov for koordinering med andre interessenter

De nye forordningstekstene dekker til store deler samme behov som fos § 14 og § 14a. Fos trenger derfor å tilpasses til (harmoniseres med) de nye forordningstekstene.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Konkret spørsmål fra referansegruppen på spenningsregulering/STATCOM-drift. Vil dette falle inn under midlertidig driftstillatelse, eller må man ha en permanent driftstillatelse? Statnett som anleggseier vurderer om det er aktuelt med STATCOM drift for både NordLink og NSL, og det er for begge linkene planlagt 2-3 måneder med STATCOM-drift per nå. Burde det ikke derfor stilles strengere krav til STATCOM-drift enn det man gjør ved en midlertidig driftstillatelse?

Kommentar Statnett: Etter vår vurdering betyr dette i realiteten at anlegget ikke er i mål, og at det dermed må være tilstrekkelig med en midlertidig driftstillatelse. Vi trenger de samme simuleringer /dokumentasjon for å tillate drift så midlertidig driftstillatelse som beskrevet i HVDC koden, og samme underlag som for en permanent driftstillatelse må foreligge. Bruk av STATCOM til spenningsstøtte kommer ikke inn under koden.

KAPITTEL 3 - KOSTNAD- NYTTEANALYSE

Paragraf 65 og 66 – Krav til kostnad- nytteanalyse

Engelsk forordningstekst

Article 65

Identification of costs and benefits of application of requirements to existing HVDC systems or DC-connected power park modules

1. Prior to the application of any requirement set out in this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules in accordance with paragraph 3 of Article 4, the relevant TSO shall undertake a qualitative comparison of costs and benefits related to the requirement under consideration. This comparison shall take into account available network-based or market-based alternatives. The relevant TSO may only proceed to undertake a quantitative cost-benefit analysis in accordance with paragraphs 2 to 5, if the qualitative comparison indicates that the likely benefits exceed the likely costs. If, however, the cost is deemed high or the benefit is deemed low, then the relevant TSO shall not proceed further.

2. Following a preparatory stage undertaken in accordance with paragraph 1, the relevant TSO shall carry out a quantitative cost-benefit analysis of any requirement under consideration for application to existing HVDC systems or DC-connected power park modules that have demonstrated potential benefits as a result of the preparatory stage according to paragraph 1.

3. Within three months of concluding the cost-benefit analysis, the relevant TSO shall summarise the findings in a report which shall:

(a) include the cost-benefit analysis and a recommendation on how to proceed;

(b) include a proposal for a transitional period for applying the requirement to existing HVDC systems or DC-connected power park modules. That transitional period shall not be more than two years from the date of the decision of the regulatory authority or where applicable the Member State on the requirement's applicability;

(c) be subject to public consultation in accordance with Article 8.

4. No later than six months after the end of the public consultation, the relevant TSO shall prepare a report explaining the outcome of the consultation and making a proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing HVDC systems or DC-connected power park modules. The report and proposal shall be notified to the regulatory authority or, where applicable, the Member State, and the HVDC system owner, DC-connected power park module owner or, where applicable, third party shall be informed on its content.

5. The proposal made by the relevant TSO to the regulatory authority or, where applicable, the Member State pursuant to paragraph 4 shall include the following:

(a) an operational notification procedure for demonstrating the implementation of the requirements by the owner of the existing HVDC system or DC-connected power park module;

(b) a transitional period for implementing the requirements which shall take into account the category of HVDC system or DC-connected power park module and any underlying obstacles to the efficient implementation of the equipment modification/refitting.

Article 66

Principles of cost-benefit analysis

1. HVDC system owners, DC-connected power park module owners and DSOs, including CDSOs, shall assist and contribute to the cost-benefit analysis undertaken according to Article 65 and 80 and provide the necessary data as requested by the relevant system operator or relevant TSO within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the relevant TSO. For the preparation of a cost-benefit-analysis by a HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, assessing a potential derogation pursuant to Article 79, the relevant TSO and

DSO, including CDSO, shall assist and contribute to the cost-benefit analysis and provide the necessary data as requested by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner.

2. A cost-benefit analysis shall be in line with the following principles:
   (a) the relevant TSO, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall base its cost-benefit analysis on one or more of the following calculating principles:
      i. the net present value;
      ii. the return on investment;
      iii. the rate of return;
      iv. the time needed to break even.

   (b) the relevant TSO, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall also quantify socioeconomic benefits in terms of improvement in security of supply and shall include at least:
      i. the associated reduction in probability of loss of supply over the lifetime of the modification;
      ii. the probable extent and duration of such loss of supply;
      iii. the societal cost per hour of such loss of supply.

   (c) the relevant TSO, or HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall quantify the benefits to the internal market in electricity, cross-border trade and integration of renewable energies, including at least:
      i. the active power frequency response;
      ii. the balancing reserves;
      iii. the reactive power provision;
      iv. congestion management;
      v. defence measures.

   (d) the relevant TSO shall quantify the costs of applying the necessary rules to existing HVDC systems or DC-connected power park modules, including at least:
      i. the direct costs incurred in implementing a requirement;
      ii. the costs associated with attributable loss of opportunity;
      iii. the costs associated with resulting changes in maintenance and operation.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sikre at systemansvarlig stiller krav som er samfunnsmessige rasjonelle. Bestemmelsene klargjør hva som skal til når det gjelder kostnad-nytteanalyser for å kunne stille krav til eksisterende HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul og for å innvilge unntak fra forordningen.

Mer spesifikt er hensikten med § 65 å detaljere kravene til prosessen som skal gjennomgås før noen av kravene i forordningen kan stilles til eksisterende HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul, forutsatt at disse enhetene ikke gjennomgår vesentlige endringer. § 65 er en utdypning til § 4. Paragrafen klargjør at hvis krav skal stilles til eksisterende HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul så må det påvises at dette er rasjonelt – først i en kvalitativ kostnad-nytteanalyse og deretter en kvantitativ kostnad-nytteanalyse.

§ 66 tydeliggjør prinsippene for hvordan kvantitative kostnad-nytteanalyser skal utføres. I tillegg til å være en del av prosessen som er beskrevet i § 65 så er disse analysene påkrevd som en del av underlaget ved søknad om unntak fra et eller flere krav i forordningen iht. del VII i forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Ved utarbeidelse av forordningen ble det lagt stor vekt på at bestemmelsene i forordningen skal være formålstjenlige og godt begrunnet. Utgangspunktet for arbeidet har vært at kravene skal gjelde for alle

nye enheter og for enheter som gjennomgår vesentlige endringer i henhold til forordning for HVDC. Det er også med disse forutsetninger som at interessenter har gitt innspill til innholdet i forordningen. Det er da rimelig at dersom disse forutsetninger skal fravikes, så må det påvises at avvikene er rasjonelle.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene om kostnad-nytte analyser (§ 65 og § 66) er allerede fullstendig definert i forordningen, og muligheter til valg og nasjonale tilpasninger er derfor begrensede. På bakgrunn av dette gis generelt ingen begrunnelser for formuleringene.

Statnett ønsker imidlertid å påpeke det vi oppfatter som en uklarhet. Del VII i forordningen legger til rette for at både eier eller en potensiell fremtidig eier av et HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul samt aktuelle nettselskap og systemansvarlig kan søke om unntak fra et eller flere krav i forordningen. En kostnad-nytteanalyse i tråd med § 66 skal da være en del av en slik søknad. § 66 annet ledd bokstav (a) til (c) samsvarer ikke helt med del VII i forordningen, da aktuelle nettselskap her mangler blant de som skal utforme kostnad-nytteanalyser i tråd med visse prinsipper i forordningen. Denne utydeligheten bør spilles inn til ACER/ENTSO-E for videre behandling.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Formålsbestemmelsene både i energiloven og forskrift om systemansvaret i kraftsystemet utrykker at regelverket skal legges til rette for en samfunnsmessig rasjonell utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Det er med hjemmel i dette lovverket som systemansvarlig per i dag godkjenner idriftsettelse av nye anlegg (iht. fos § 14) og nettselskapene inngår tilknytningsavtaler (iht. kontrollforskriften § 13-6 Nettavtale).

Hverken energiloven eller fos detaljerer hvordan det skal fastsettes hva som er samfunnsmessig rasjonelt, men det er i nettmeldingen (melding 14 til Stortinget i 2011-2012, https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/) tydeliggjort at samfunnsmessig rasjonelt betyr det samme som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er da samfunnsøkonomiske analyser som skal danne grunnlaget for å vurdere hva som er samfunns-økonomisk lønnsomt. Offisielle anbefalinger og regler for slike analyser er tilgjengelig via Direktoratet for økonomistyring (DFØ):

- http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/

I forbindelse med kraftsystemutredningsordningen (KSU) så har også NVE laget noe veiledningsmateriale på hva som er en "forenklet samfunnsøkonomisk analyse" for det som gjelder langsiktig utvikling av kraftsystemet:

- https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenklede-samfunnsoekonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-loesninger/

Statnett ser ikke at det refererte veiledningsmaterialet avviker fra kravene i forordningen. Samtidig er eksisterende veiledningsmateriale ikke spesifikt relatert til kostnad-nytte-aspekter med krav til HVDC. Statnett vurderer derfor at det ikke er noe motsetningsforhold i å fortsatt vise til DFØs veiledere som mal for hvordan slike analyser skal gjennomføres. Samtidig vil det være en fordel hvis NVEs veiledningsmateriale utvikles for å si noe mer om hvordan kostnad-nytteanalyser for forhold i forordningen for HVDC kan gjennomføres. Statnett anser en slik utvikling av veiledningsmateriale til å ligge utenfor den oppgaven vi er tildelt på å komme med anbefaling til implementering av forordningen.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Konkret spørsmål fra referansegruppen på hva som ligger i rasjonelt? Bedriftsøkonomisk, samfunnsøkonomisk? Har kravene tilbakevirkende kraft? Det nevnes ingenting om kompensering (økonomisk) dersom eier blir pålagt å etablere løsninger. Generelt er det en ubalanse i at Statnett skal vurdere, og det er en gråsone i at systemansvarlig skal fatte beslutninger som gjøres på bakgrunn av nettforhold.

Kommentar Statnett: Statnett registrer at det er en rekke spørsmål til hvordan kostnad-nytteanalysen skal gjennomføres, og presiserer at det kun er krav om kostnad-nytteanalyse dersom det skal gjøres endringer i eksisterende anlegg eller det er søkt om unntak fra bestemmelsene. I så måte vil kravene endre seg for hele bransjen. Det er viktig å poengtere at det ligger innunder ansvaret å være systemansvarlig at vi skal ta de vurderingen som trengs. Samfunnsmessig rasjonelt er et innarbeidet begrep innenfor energilovens virkeområdet. Dette er ytterligere presisert i Meld. St. 14 (2011–2012): *"Utviklingen av strømnettet skal, i tråd med energiloven, være samfunnsmessig rasjonell. Det innebærer at når beslutninger tas, må det vurderes at den samfunnsmessige nytten er større enn den samfunnsmessige kostnaden. I praksis benyttes samfunnsøkonomiske analyser/vurderinger for å vurdere om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt."*

DEL VI – KRAVETTERLEVELSE

KAPITTEL 1, 2 OG 3 – GENERELLE KRAV TIL KRAVETTERLEVELSE

Paragraf 67 til 74 – Generelle krav til kravetterlevelse

Engelsk forordningstekst

CHAPTER 1
Compliance monitoring

Article 67
Common provisions for compliance testing

1. Testing of the performance of HVDC systems and DC-connected power park modules shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been complied with.

2. Notwithstanding the minimum requirements for compliance testing set out in this Regulation, the relevant system operator is entitled to:
   (a) allow the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out an alternative set of tests, provided that those tests are efficient and suffice to demonstrate that a HVDC system or DC-connected power park module complies with the requirements of this Regulation; and

   (b) require the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out additional or alternative sets of tests in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance testing under the provisions of Chapter 2 of Title VI, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.

3. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner is responsible for carrying out the tests in accordance with the conditions laid down in Chapter 2 of Title VI. The relevant system operator shall cooperate and not unduly delay the performance of the tests.

4. The relevant system operator may participate in the compliance testing either on site or remotely from the system operator's control centre. For that purpose, the HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall provide the monitoring equipment necessary to record all relevant test signals and measurements as well as ensure that the necessary representatives of the HVDC system owner or DC-connected power park module owner available on site for the entire testing period. Signals specified by the relevant system operator shall be provided if, for selected tests, the system operator wishes to use its own equipment to record performance. The relevant system operator has sole discretion to decide about its participation.

Article 68
Common provisions on compliance simulation

1. Simulation of the performance of HVDC systems and DC-connected power park modules shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been fulfilled.

2. Notwithstanding the minimum requirements set out in this Regulation for compliance simulation, the relevant system operator may:
   (a) allow the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out an alternative set of simulations, provided that those simulations are efficient and suffice to demonstrate that a HVDC system or DC-connected power park module complies with the requirements of this Regulation or with national legislation; and

   (b) require the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to carry out additional or alternative sets of simulations in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance simulation under the provisions of

Chapter 3 of Title VI, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.

3. To demonstrate compliance with the requirements of this Regulation, the HVDC system owner and DC-connected power park module owner shall provide a report with the simulation results. The HVDC system owner and DC-connected power park module owner shall produce and provide a validated simulation model for a given HVDC system or DC-connected power park module. The scope of the simulation models is set out in Articles 38 and 54.

4. The relevant system operator shall have the right to check that a HVDC system and DC-connected power park module complies with the requirements of this Regulation by carrying out its own compliance simulations based on the provided simulation reports, simulation models and compliance test measurements.

5. The relevant system operator shall provide the HVDC system owner or DC-connected power park module owner with technical data and a simulation model of the network, to the extent necessary to carry out the requested simulations in accordance with Chapter 3 of Title VI.

Article 69

Responsibility of the HVDC system owner and DC-connected power park module owner

1. The HVDC system owner shall ensure that the HVDC system and HVDC converter stations are compliant with the requirements provided for by this Regulation. This compliance shall be maintained throughout the lifetime of the facility.

2. The DC-connected power park module owner shall ensure that the DC-connected power park module is compliant with the requirements under this Regulation. This compliance shall be maintained throughout the lifetime of the facility.

3. Planned modifications of the technical capabilities of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with possible impact on its compliance to the requirements under this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner before initiating such modification.

4. Any operational incidents or failures of an HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module that have impact on its compliance to the requirements of this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner as soon as possible without any delay after the occurrence of such an incident.

5. Any foreseen test schedules and procedures to verify compliance of an HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with the requirements of this Regulation shall be notified to the relevant system operator by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner in due time and prior to their launch and shall be approved by the relevant system operator.

6. The relevant system operator shall be facilitated to participate in such tests and may record the performance of the HVDC systems, HVDC converter stations or DC-connected power park modules.

Article 70

Tasks of the relevant system operator

1. The relevant system operator shall assess the compliance of an HVDC system, HVDC converter station and DC-connected power park module with the requirements under this Regulation throughout the lifetime of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall be informed of the outcome of this assessment.

2. Where requested by the relevant system operator, the HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall carry out compliance tests and simulations, not only during the operational notification procedures according to Title V, but repeatedly throughout the lifetime of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module according to a plan or general scheme for repeated tests and specified simulations or after any failure, modification or replacement of any equipment that may have impact on the compliance with the requirements under this Regulation. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall be informed of the outcome of these compliance tests and simulations.

3. The relevant system operator shall make publicly available the list of information and documents to be provided as well as the requirements to be fulfilled by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner in the frame of the compliance process. Such list shall cover at least the following information, documents and requirements:

(a) all documentation and certificates to be provided by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner;

(b) details of the technical data of the HVDC system, HVDC converter station or DC-connected power park module with relevance to the grid connection;

(c) requirements for models for steady-state and dynamic system studies;

(d) timeline for the provision of system data required to perform the studies;

(e) studies by the HVDC system owner or DC-connected power park module owner to demonstrate the expected steady-state and dynamic performance in accordance with the requirements set out in Titles II, III and IV;

(f) conditions and procedures including the scope for registering equipment certificates; and

(g) conditions and procedures for use of relevant equipment certificates, issued by an authorised certifier, by the DC-connected power park module owner.

4. The relevant system operator shall make publicly available the allocation of responsibilities to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner and to the system operator for compliance testing, simulation and monitoring.

5. The relevant system operator may partially or totally assign the performance of its compliance monitoring to third parties. In this case, the relevant system operator shall ensure compliance with Article 10 by appropriate confidentiality commitments with the assignee.

6. The relevant system operator shall not unreasonably withhold any operational notification in accordance with Title V, if compliance tests or simulations cannot be performed as agreed between the relevant system operator and the HVDC system owner or DC-connected power park module owner due to reasons which are in the sole control of the relevant system operator.

7. The relevant system operator shall provide the relevant TSO when requested the compliance test and simulation results referred to in this Chapter.

CHAPTER 2
Compliance testing

Article 71
Compliance testing for HVDC systems

1. Equipment certificates may be used instead of part of the tests below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.

2. With regard to the reactive power capability test:

(a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 20;

(b) the reactive power capability test shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and concerning the verification of the following parameters:
   i. Operation at minimum HVDC active power transmission capacity;
   ii. Operation at maximum HVDC active power transmission capacity;
   iii. Operation at active power setpoint between those minimum and maximum HVDC active power transmission capacity.

(c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
   i. the HVDC converter unit or the HVDC converter station has been operating no shorter than 1 hour at maximum reactive power, both leading and lagging, for each parameter as referred to in point (b);
   ii. the HVDC converter unit or the HVDC converter station demonstrates its capability to change to any reactive power setpoint within the applicable reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
   iii. no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.

3. With regard to the voltage control mode test:
   (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in voltage control mode in the conditions set forth in Article 22(3);

   (b) the voltage control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
      i. the implemented slope and deadband of the static characteristic;
      ii. the accuracy of the regulation;
      iii. the insensitivity of the regulation;
      iv. the time of reactive power activation.

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the range of regulation and adjustable droop and deadband is compliant with agreed or decided characteristic parameters, according to Article 22(3);
      ii. the insensitivity of voltage control is not higher than 0,01 pu;
      iii. following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances according to Article 22(3).

4. With regard to the reactive power control mode test:
   (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in reactive power control mode, according to the conditions referred to in Article 22(4);

   (b) the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;

   (c) the reactive power control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
      i. the reactive power setpoint range and step;
      ii. the accuracy of the regulation; and
      iii. the time of reactive power activation.

   (d) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the reactive power setpoint range and step is ensured according to Article 22(4);
      ii. the accuracy of the regulation is compliant with the conditions as referred to in Article 22(3).

5. With regard to the power factor control mode test:
   (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its capability to operate in power factor control mode according to the conditions referred to in Article 22(5);

   (b) the power factor control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
      i. the power factor setpoint range;
      ii. the accuracy of the regulation;
      iii. the response of reactive power due to step change of active power.

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the power factor setpoint range and step is ensured according to Article 22(5);
      ii. the time of reactive power activation as result of step active power change does not exceed the requirements specified in accordance with Article 22(5);
      iii. the accuracy of the regulation is compliant with the value, as referred to in Article 22(5).

6. With regard to the FSM response test:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power over the full operating range between maximum HVDC active power transmission capacity and minimum HVDC active power transmission capacity to contribute to frequency control and shall verify the steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband and dynamic parameters, including robustness during frequency step change response and large, fast frequency changes;

   (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full active power frequency response range in each direction, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;

   (c) the test shall be deemed to be passed, provided that the following conditions are all fulfilled:
      i. activation time of full active power frequency response range as result of a step frequency change has been no longer than required by Annex II;
      ii. undamped oscillations do not occur after the step change response;
      iii. the initial delay time has been according to Annex II;
      iv. the droop settings are available within the range provided for in Annex II and deadband (thresholds) is not more than the value in Annex II;
      v. insensitivity of active power frequency response at any relevant operating point does not exceed the requirements set forth in Annex II.

7. With regard to the LFSM-O response test:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of large increase of frequency in the system and shall verify the steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband, and dynamic parameters, including frequency step change response;

   (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full operating range for active power, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are both fulfilled:
      i. the test results, for both dynamic and static parameters, are in line with the requirements as referred to in Annex II;
      ii. undamped oscillations do not occur after the step change response.

8. With regard to the LFSM-U response test:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power at operating points below maximum HVDC active power transmission capacity to contribute to frequency control in case of large drop of frequency in the system;

   (b) the test shall be carried out by simulating at appropriate active power load points with low frequency steps and ramps big enough to activate at least 10 % of the full operating range for active power, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected into the controller of the HVDC converter unit or the HVDC converter station;

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are both fulfilled:
      i. the test results, for both dynamic and static parameters, are in line with the requirements as referred to in Annex II;
      ii. undamped oscillations do not occur after the step change response.

9. With regard to the active power controllability test:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to continuously modulate active power over the full operating range according to Article 13(1)(a) and (d);

   (b) the test shall be carried out by sending manual and automatic instructions by the relevant TSO;

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the HVDC system has demonstrated stable operation;
      ii. the time of adjustment of the active power is shorter than the delay specified pursuant to Article 13(1)(a);
      iii. the dynamic response of the HVDC system when receiving instructions for the purposes of exchange or sharing of reserves, or for participating in imbalance netting processes, if capable of fulfilling the requirements for these products, as specified by the relevant TSO, has been demonstrated.

10. With regard to the ramping rate modification test:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to adjust the ramping rate according to Article 13(2);

   (b) the test shall be carried out by relevant TSO sending instructions of ramping modifications;

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. ramping rate is adjustable;
      ii. the HVDC system has demonstrated stable operation during ramping periods.

11. With regard to the black start test, if applicable:
   (a) the HVDC system shall demonstrate its technical capability to energise the busbar of the remote AC substation to which it is connected, within a time frame specified by the relevant TSO, according to Article 37(2);

   (b) the test shall be carried out while the HVDC system starts from shut down;

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the HVDC system has demonstrated being able to energise the busbar of the remote AC-substation to which it is connected;
      ii. the HVDC system operates from a stable operating point at agreed capacity, according to the procedure of Article 37(3).

Article 72

Compliance testing for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter units

1. Equipment certificates may be used instead of part of the tests below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.

2. With regard to the reactive power capability test of DC-connected power park modules:
   (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 40(2);

   (b) the reactive power capability test shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and concerning the verification of the following parameters:
      i. operation in excess of 60 % of maximum capacity for 30 minutes;
      ii. operation within the range of 30-50 % of maximum capacity for 30 minutes; and
      iii. operation within the range of 10-20 % of maximum capacity for 60 minutes.

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the DC-connected power park module has been operating no shorter than requested duration at maximum reactive power, both leading and lagging, in each parameter as referred to in point (b);
      ii. the DC-connected power park module has demonstrated its capability to change to any reactive power setpoint within the agreed or decided reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
      iii. no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.

3. With regard to the reactive power capability test of remote-end HVDC converter units:
   (a) the HVDC converter unit or the HVDC converter station shall demonstrate its technical capability to provide leading and lagging reactive power capability according to Article 48(2);

   (b) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the HVDC converter unit or the HVDC converter station has been operating no shorter than 1 hour at maximum reactive power, both leading and lagging, at:
         - minimum HVDC active power transmission capacity;
         - maximum HVDC active power transmission capacity; and
         - an active power operating point between those maximum and minimum ranges.
      ii. the HVDC converter unit or the HVDC converter station demonstrates its capability to change to any reactive power setpoint within the agreed or decided reactive power range within the specified performance targets of the relevant reactive power control scheme; and
      iii. no action of any protection within the operation limits specified by reactive power capacity diagram occurs.

4. With regard to the voltage control mode test:
   (a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in voltage control mode in the conditions set forth in Article 21 of Regulation (EU) 2016/631;

   (b) the voltage control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
      i. the implemented slope and deadband of the static characteristic;
      ii. the accuracy of the regulation;
      iii. the insensitivity of the regulation;
      iv. the time of reactive power activation.

   (c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:

i. the range of regulation and adjustable the droop and deadband is compliant with agreed or decided characteristic parameters, according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
ii. the insensitivity of voltage control is not higher than 0,01 pu, according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
iii. following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.

5. With regard to the reactive power control mode test:
(a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in reactive power control mode, according to the conditions referred to in Article 21(3)(d)(iii) of Regulation (EU) 2016/631;

(b) the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;

(c) the reactive power control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
i. the reactive power setpoint range and step;
ii. the accuracy of the regulation;
iii. the time of reactive power activation.

(d) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
i. the reactive power setpoint range and step is ensured according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
ii. the accuracy of the regulation is compliant with the conditions as referred to in Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.

6. With regard to the power factor control mode test:
(a) the DC-connected power park module shall demonstrate its capability to operate in power factor control mode according to the conditions referred to in Article 21(3)(d)(iv) of Regulation (EU) 2016/631;

(b) the power factor control mode test shall apply concerning the verification of the following parameters:
i. the power factor setpoint range;
ii. the accuracy of the regulation;
iii. the response of reactive power due to step change of active power.

(c) the test shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
i. the power factor setpoint range and step is ensured according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
ii. the time of reactive power activation as result of step active power change does not exceed the requirement according to Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631;
iii. the accuracy of the regulation is compliant with the value, as referred to in Article 21(3)(d) of Regulation (EU) 2016/631.

7. With regard to the tests identified in paragraphs 4, 5 and 6 the relevant TSO may select only two of the three control options for testing.

8. With regard to LFSM-O response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 47(3) of Regulation (EU) 2016/631.

9. With regard to LFSM-U response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 48(3) of Regulation (EU) 2016/631.

10. With regard to active power controllability of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with 48(2) of Regulation (EU) 2016/631.

11. With regard to FSM response of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 48(4) of Regulation (EU) 2016/631.

12. With regard to frequency restoration control of DC-connected power park module, the tests shall be carried out in accordance with Article 45(5) of Regulation (EU) 2016/631.

13. With regard to fast signal response of DC-connected power park module, the test shall be deemed passed if the DC-connected power park module can demonstrate its response within the time specified in Article 39(1)(a).

14. With regard to tests for DC-connected power park modules where the AC collection network is not at nominal 50 Hz frequency, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall agree with the DC-connected power park module owner the compliance tests required.

CHAPTER 3
Compliance simulations

Article 73
Compliance simulations for HVDC systems

1. Equipment certificates may be used instead of part of the simulations below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.

2. With regard to the fast fault current injection simulation:
   (a) the HVDC converter unit owner or the HVDC converter station owner shall simulate fast fault current injection in the conditions set forth in Article 19;

   (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 19 is demonstrated.

3. With regard to the fault-ride-through capability simulation:
   (a) the HVDC system owner shall simulate the capability for fault-ride-through in the conditions set forth in Article 25; and

   (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 25 is demonstrated.

4. With regard to the post fault active power recovery simulation:
   (a) the HVDC system owner shall simulate the capability for post fault active power recovery in the conditions set forth in Article 26;

   (b) the simulation is deemed passed, provided that compliance with the requirements specified in accordance with Article 26 is demonstrated.

5. With regard to the reactive power capability simulation:
   (a) the HVDC converter unit owner or the HVDC converter station owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 20(2) to (4);

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the simulation model of the HVDC converter unit or the HVDC converter station is validated against the compliance tests for reactive power capability as referred to in Article 71;
      ii. compliance with the requirements as referred to in Article 20(2) to (4) is demonstrated.

6. With regard to the power oscillations damping control simulation:
   (a) the HVDC system owner shall demonstrate the performance of its control system (POD function) to damp power oscillations in the conditions set forth in Article 30;

   (b) the tuning shall result in improved damping of corresponding active power response of the HVDC system in combination with the POD function compared to the active power response of the HVDC system without POD;

   (c) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the POD function damps the existing power oscillations of the HVDC system within a frequency range specified by the relevant TSO. This frequency range shall include the local mode frequency of the HVDC system and the expected network oscillations; and
      ii. a change of active power transfer of the HVDC system as specified by the relevant TSO does not lead to undamped oscillations in active or reactive power of the HVDC system.

7. With regard to the simulation of active power modification in case of disturbance:
   (a) the HVDC system owner shall simulate the capability to quickly modify active power according to Article 13(1)(b); and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the HVDC system has demonstrated stable operation when following the pre-specified sequence of active power variation;
      ii. the initial delay of the adjustment of the active power is shorter than the value specified in Article 13(1)(b) or reasonably justified if greater.

8. With regard to the fast active power reversal simulation, as applicable:
   (a) the HVDC system owner shall simulate the capability to quickly reverse active power according to Article 13(1)(c);

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the HVDC system has demonstrated stable operation;
      ii. the time of adjustment of the active power is shorter than the value specified in Article 13(1)(c) or reasonably justified if greater.

Article 74

Compliance simulations for DC-connected power park modules and remote-end HVDC converter units

1. DC-connected power park modules are subject to the compliance simulations detailed in this Article. Equipment certificates may be used instead of part of the simulations described below, on the condition that they are provided to the relevant system operator.

2. With regard to the fast fault current injection simulation:
   (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for fast fault current injection in the conditions set forth in Article 20(2)(b) of Regulation (EU) 2016/631; and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that compliance with the requirement according to Article 20(2)(b) of Regulation (EU) 2016/631 is demonstrated.

3. With regard to the post fault active power recovery simulation:
   (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for post fault active power recovery in the conditions set forth in Article 20(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631; and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that compliance with the requirement according to Article 20(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631 is demonstrated.

4. With regard to the reactive power capability simulation of DC-connected power park modules:
   (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 40(2); and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the simulation model of the DC-connected power park module is validated against the compliance tests for reactive power capability as referred to in Article 72(2);
      ii. compliance with the requirements as referred to in Article 40(2) is demonstrated.

5. With regard to the reactive power capability simulation of remote-end HVDC converter units:
   (a) the remote-end HVDC converter unit owner or the remote-end HVDC converter station owner shall simulate the capability for leading and lagging reactive power capability in the conditions referred to in Article 48(2); and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the following conditions are cumulatively fulfilled:
      i. the simulation model of the remote-end HVDC converter unit or the remote-end HVDC converter station is validated against the compliance tests for reactive power capability at the as referred to in Article 72(3);
      ii. compliance with the requirements as referred to in Article 48(2) is demonstrated.

6. With regard to the power oscillations damping control simulation:
   (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for power oscillations damping under the conditions as referred to in Article 21(3)(f) of Regulation (EU) 2016/631; and

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the model demonstrates compliance with the conditions of Article 21(3)(f) of Regulation (EU) 2016/631.

7. With regard to fault-ride-through capability simulation:
   (a) the DC-connected power park module owner shall simulate the capability for fault-ride-through under the conditions as referred to in Article 16(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631;

   (b) the simulation shall be deemed passed, provided that the model demonstrates compliance with the conditions of Article 16(3)(a) of Regulation (EU) 2016/631.

Formål med bestemmelsen

Å stille funksjonskrav til HVDC-system og DC-tilknyttede kraftparkmoduler er en viktig del i det å sørge for at riktig funksjonalitet faktisk blir implementert hos enhetene. En annen kritisk del i å sikre riktig funksjonalitet er å verifisere kravetterlevelse.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bestemmelsene om verifisering har som formål å vise at fastsatte krav etterleves. Både analyser (simuleringer) og prøver er måter for verifisering, dvs. å vise kravetterlevelse. I tillegg til å vise etterlevelse av funksjonskravene for HVDC-system og DC-tilknyttede kraftparkmoduler i forordningen, skal kravene til prøver og simuleringer i denne forordningen legge til rette for at eier kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til systemansvarlig/aktuelt nettselskap. Prøvene brukes for å lage simuleringsmodeller av de enkelte anleggene som samsvarer med virkeligheten. Simuleringsmodellene for de enkelte anleggene kan i sin tur benyttes av systemansvarlige/aktuelle nettselskap til å lage modeller av større deler av kraftsystemet.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er i hovedsak entydig definert i forordningen.
Oppgavene tillagt aktuell systemoperatør og eiere i §70 kan bli stort. Den engelske teksten kan forstås på ulike måter, enten som en levetidsanalyse ev etterlevelse eller som en løpende analyse av etterlevelse (hvert år hvert 5 år etc.). Det er fornuftig å kunne følge dette opp med jevne mellomrom eller når det er grunn til å tro at etterlevelsen ikke er slik den bør. Statnett anbefaler at det presiseres nærmere at denne oppfølgingen gjøres på en standardisert måte og med intervaller, som ikke blir for arbeidskrevende. Eksempelvis kan slike evalueringer gjøres hvert 10 år eller hyppigere dersom det foreligger berettiget grunn til å tro at anlegget ikke lenger har de fastlagte funksjonalitetsegenskapene.

§ 67 annet ledd bokstav (b) åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve ytterligere verifiserende prøver når det er nødvendig. § 68 annet ledd bokstav (b) åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve ytterligere simuleringer eller alternative typer av simuleringer når gjeldende minimumskrav ikke oppfattes å være tilstrekkelige for å fastslå kravetterlevelse. Muligheten til å stille utfyllende krav både til prøver og simuleringer oppfatter Statnett som viktig for å kunne sikre verifisering av kravetterlevelse. Slike utvidelser bør imidlertid gjøres på en koordinert og begrunnet måte slik at aktørene ikke utsettes for en unødvendig ulik praktisering av regelverket, eller at urimelige krav til verifisering stilles overfor aktørene.

Statnett mener verifiserende prøver er viktig for å sikre riktig funksjonalitet, og at slike prøver er nødvendig for å lage korrekte simuleringsmodeller. Under forutsetning om at Statnetts anbefaling videreføres inn i nasjonal lovgivning vil behovet for slike prøver bli ivaretatt og danne et viktig grunnlag for å verifisere at simuleringsmodellene er i samsvar med prøvene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

FIKS sier klart at strømretteranlegg (HVDC-system) ≥ 25 MW med mulighet for å kjøre effekten i begge retninger(like- og vekselretterdrift) defineres som produksjonsanlegg. Dette betyr at dagens krav til verifiserende prøver og simuleringer for produksjonsanlegg i FIKS i så måte vil være gjeldende for HVDC-systemer.

Krav om verifiserende prøver
FIKS kapittel 7 og 8 stiller krav om verifiserende prøver for vann- og varmekraftaggregater, og kravene gjelder i hovedsak for produksjonsenheter ≥ 10 MVA (og i den grad det er gjeldende for HVDC-systemer). De prøver som kravstilles er:

- Prøve av responsen i frekvensreguleringsmodus (FSM)
- Prøve av modus for spenningsregulering
- Prøve av evne til å dempe effektpendlinger (både for aggregater med og uten dempetilsats)
- Prøve av separatdriftsegenskaper[2]
- Prøve av egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett[1]

Prøvene er mer i detalj spesifisert i veileder som ligger på Statnetts nettsider, se linken.

FIKS inneholder ingen tydelige krav til prøver ved idriftsettelse av vindkraftverk, og det er heller ingen tydelige krav til DC-tilknyttede kraftparkmoduler.

Systemansvarliges praksis har i senere tid vært å kravstille følgende prøver ved idriftsettelse av vindkraftverk:

- Prøve av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens (LFSM-O)
- Prøve av respons i frekvensreguleringsmodus (FSM)
- Prøve av evne til å regulere aktiv effekt etter en gitt settpunkt (styring av aktiv effektproduksjon)
- Prøve av evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk
- Prøve av modus for spenningsregulering

[2] Dersom slike egenskaper er avtalte/påkrevet.

Prøvene er nærmere spesifisert av systemansvarlig i en veileder som ennå ikke har blitt publisert på systemansvarliges sine nettsider.

Systemansvarliges praksis er at når vedtak om idriftsettelse iht. fos § 14 fattes for HVDC-systemer så stilles det som vilkår at prøvene foran utføres ved idriftsettelse og rapporteres til systemansvarlige senest 4 uker etter idriftsettelse. Under følger utdrag fra systemansvarligs vedtak i forbindelse med idriftsettelse av et HVDC-system, og krav til innrapportering av prøver og modeller.

Aktiv effekt Prøverapport	**Meldes** til systemansvarlig via Fosweb: ➢ Kopi av prøverapport ved nyinstallasjon av effekt flytregulator (SAT). Dette inkluderer (men begrenses ikke til) – parametrering og blokkskjema/overføringsfunksjon for flytregulator – frekvensstegprøve for å vise anleggets egenskap ved frekvens-endring (statikk) – prøve av anleggets egenskap til å håndtere overgang til separat drift Krav til prøver er mer fullstendig beskrevet i veileder som nås via: ➢ http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/Fos-soknad/	FIKS 2012 K7.1 og K7.2 side 96. Fos § 23 opp-lysningsplikt	**Etter** idriftsettelse (Senest én måned etter idriftsettelse)
Aktiv effekt-reserve og utnyttelse av hele arbeids-området:	Aktiv reguleringsreserve utnyttes ut fra konsesjonsgitte vilkår og fysiske forutsetninger. ➢ Anlegges statikk skal innstilles iht. systemansvarliges vedtak, fos § 9 første ledd. ➢ Regulering etter settpunkt skal virke fritt innenfor hele anleggets arbeidsområde. ➢ Anleggets frekvensregulering skal innstilles etter avtale med systemansvarlig ut fra anleggets funksjonalitet og aktuelle parametersett beskrevet under punktet "Anleggsdata". ➢ Det er ikke tillatt å etterregulere settpunkt for å oppnå planverdikjøring (AGC) når det leveres aktiv effekt for systemtjenester.	FIKS 2012 K3.2 side 34	
Reaktiv effekt Prøverapport	**Meldes** til systemansvarlig via Fosweb: ➢ Kopi av prøverapport ved nyinstallasjon av omformerstasjon eller anleggets spenningsregulator (SAT). Krav til prøver er mer fullstendig beskrevet i veileder som nås via: ➢ http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/Fos-soknad/	FIKS 2012 K8.6 side 107. Fos § 23 opp-lysningsplikt.	**Etter** idriftsettelse
Reaktiv effekt-reserve og ut-nyttelse av hele arbeids-området	Reaktiv reguleringsreserve skal utnyttes iht. systemansvarliges krav til effektfaktor. ➢ Spenningsregulator skal virke fritt på spenningsregulering, og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for omformeranlegget og magnetiseringssystemet. Det forutsettes reaktiv effektutveksling opp mot anleggets maks - og min. grenser. Andre typer regulering, som cos φ - og MVAr-regulator, er ikke tillatt uten etter søknad og positivt vedtak fattet av systemansvarlig.	FIKS 2012 K3.2 side 36.	
Annet Oppstart fra spenningsløst nett	**Meldes** til systemansvarlig via Fosweb: Dersom test for oppstart fra spenningsløst nett utføres skal kopi av prøverapport oversendes. Denne skal bekrefte at prøver er utført og beskrive hvordan oppstart fra spenningsløst nett er testet.	Bfe § 5-2 Fos § 23 opp-lysningsplikt.	**Senest** 4 uker etter utført test

For eldre anlegg som er idriftsatt i henhold til FIKS 2008 har følgende tekst vært benyttet:

- I samsvar med fos § 23 skal Statnett tilsendes kopi av prøverapport etter idriftsettelse av magnetiseringsutstyr og turbinregulator. Det som skal dokumenteres er beskrevet i Veilederen FIKS - versjon 1.5.2008, vedlegg 4 (side 78/79) og i vedlegg 3 (side 65-66/79). Bruk og innstilling av dempetilsats / takspenningsfaktor, aktiv spenningsregulering uten unødige begrensninger, er blant de verdier som blir kontrollert og vurdert da disse er av vesentlig betydning for nettets dynamiske egenskaper i normaldrift og ved driftsforstyrrelser.

Krav om verifiserende simuleringer

FIKS beskriver ikke spesielt tydelig hvilke analyser (simuleringer) som konsesjonær skal gjennomføre og rapportere til systemansvarlig, men systemansvarliges praksis har vært å etterspørre følgende:

- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om FRT-egenskaper etterleves.

- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om separatdriftegenskaper etterleves.
- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk etterleves.
- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav til modus for spenningsregulering etterleves (nærmere bestemt at krav til utreguleringstid og dynamiske egenskaper når et spenningssprang påtrykkes i referansespenningen er oppfylte).

Begrunnelsen for å etterspørre analysene (simuleringene) har vært et eller flere av følgende momenter:

- Det er vanskelig eller umulig å verifisere at disse funksjonskrav etterleves ved prøver.
- At produksjonsenheter neppe kan tilpasses for å etterleve disse funksjonskrav i etterkant om kravene ikke er ivaretatte allerede ved dimensjonering.
- At funksjonskravene har vært spesielt utfordrende.

Oppsummering og konklusjon
Kravene om verifiserende simuleringer og prøver er generelt mer omfattende i den nye forordningen for HVDC enn i dagens regelverk. Dette er et resultat av følgende:

- Forordningen stiller krav til mer funksjonalitet enn dagens regelverk og stiller dermed også mer omfattende krav til verifisering av funksjonalitet enn dagens regelverk. Det er en større mengde funksjonskrav som skal verifiseres.
- Forordningen skal legge til rette for at HVDC-systemets eller DC-tilknyttede kraftparkmoduls eiere kan levere validerte simuleringsmodeller for sine anlegg til systemansvarlig/aktuelt nett-selskap. Det er derfor flere krav som tidligere kun ble verifisert ved prøver som også skal verifiseres ved simuleringer. Tidligere har det vært systemansvarliges/aktuelt nettselskaps oppgave å lage simuleringsmodeller utefra innrapportert anleggsdata og prøverapporter.

Det skal i tillegg nevnes at det kun har vært Statnett som i nyere tid har bygd ut HVDC overføringer som ville vært berørt av paragrafene i denne forordningen, og at det i så måte er gjort mye arbeid internt med å få disse på drift og funksjonalitet i den forbindelse.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen videre koordineringsbehov.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Format og beskrivelse av tester. Trenger vi ytterligere nasjonale krav/retningslinjer for testing? Hvis dette skal etableres vil det være naturlig at dette foreslås fra Statnett og at NVE godkjenner slik etablert prosedyre for praksis fra systemansvarlig er. Dette vil også gjelde forutsetninger for testing må eventuelt gjennomgås i etterkant av at koden er implementert. Viktig å tydeliggjøre at eier kun skal levere dokumentasjon der funksjonaliteten er påkrevd. Alt anlegget kan eller skal, må bevises gjennom dokumentasjon.

Testing av black-start. Under testing bør det tydeliggjøres at for å dokumentere kravet så må også evne til å synkronisere med nett ved vinkelforskjell dokumenteres. Har anlegget evne til å sette spenning og eventuelt synkronisere? Dekker § 37 behov for synkronisering etter svart start? I utgangspunktet tror ikke gruppen det, selv om det er enighet om at ved svartstart så er det behov for å sikre at kravet til synkronisering er fulgt og dokumentert.

Kommentar Statnett: Problemstillingen som løftes her skulle i henhold til referat være diskutert på referansegruppemøtet som omhandlet svartstartegenskaper (referansegruppemøte nr 5). Etter Statnetts vurdering skal anlegg iht. § 37.2 ha mulighet til å spenningssette samleskinne i AC-nettet der den svarte omformeren ligger. Dette skal gjøres innenfor en gitt tid, definert av relevant TSO, og innenfor de frekvensområder og spenningsområder som er gitt av § 11 og § 18. Etter vår vurdering kan vi ikke se at forordningen stiller krav til at anlegget skal kunne synkronisere med nettet ved en vinkelforskjell, og vi vil derfor ta denne kommentaren med inn i arbeidet med operasjonaliseringen av forordningen.

Spørsmål fra gruppen om ansvar. Hvis forutsetningene i nettdata endres etter at et anlegg er idriftsatt, hvem er da ansvarlig for dokumentasjon og testing? Et eksempel kan være hvis Mongstad legges ned, og det blir endringer kortslutningsstrømmer.

Kommentar Statnett: Oppklaring i dette er gitt av oppfølgingsdokumentet "endringer i nett (forbruk/produksjon)?" på neste side.

Generell kommentar om at det ikke er store endringer eller stor jobb med dokumentasjon for kravetterlevelse. Testprosedyrene bør være så lik som mulig mellom land, og hvis vi skal ha egen veiledning så må dette hensynet tillegges vesentlig vekt.

Oppfølgingsdokument: Endringer i nett (forbruk/produksjon)?

Utdypende kommentar fra referansegruppen:
Hvis forutsetningene i nettdata endres etter at et anlegg er idriftsatt, hvem er da ansvarlig for dokumentasjon og testing? Et eksempel kan være hvis Mongstad legges ned, og det blir endringer kortslutningsstrømmer. Statnett lager en beskrivelse av dette til neste møte.

Endringer i nett (forbruk/produksjon), hvem har ansvar dersom det gjøres endringer i nettet? Hvordan påvirker eventuelt dette utbygger? Hva er grensesnittet mot SO GL? F.eks. dersom Mongstad legges ned.

Statnetts vurdering utført mai 2017:
Ansvaret til eier av HVDC-systemer er tydelig definert i paragraf 69 første og annet ledd.

> *The HVDC system owner shall ensure that the HVDC system and HVDC converter stations are compliant with the requirements provided for by this Regulation. <u>This compliance shall be maintained throughout the lifetime of the facility.</u>*

Videre kan vi lese fra paragraf 70 annet ledd:

> *Where requested by the relevant system operator, <u>the HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall carry out compliance tests and simulations</u>, not only during the operational notification procedures according to Title V, but <u>repeatedly throughout the lifetime of the HVDC system, HVDC converter station or DC- connected power park module according to a plan or general scheme for repeated tests and specified simulations</u> or after any failure, <u>modification or replacement of any equipment that may have impact on the compliance with the requirements under this Regulation</u>. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner shall be informed of the outcome of these compliance tests and simulations.*

Konklusjon på om hvem som er ansvarlig for dokumentasjon og testing:
Ut i fra dette kan vi tolke/konkludere det dithen at det er opp til eieren å overholde kravene gjennom hele anleggets levetid og i så måte må utføre tester og simuleringer dersom det gjøres endringer i de tekniske forutsetningene.

Eksempel – kortslutningsstrømmer:
Siden endringer i kortslutningsstrømmer var nevnt som et eksempel, har vi tatt ut følgende tekst fra Guideline for system operation (GL SO), som sier noe om endringer i forutsetningene i transmisjonsnettet:

Article 30
Short-circuit current

Each TSO shall determine:

(a) the maximum short-circuit current at which the rated capability of circuit breakers and other equipment is exceeded; and

(b) the minimum short-circuit current for the correct operation of protection equipment.

Article 31
Short-circuit current calculation and related measures

1. Each TSO shall perform short-circuit current calculations in order to evaluate the impact of neighboring TSOs and transmission-connected SGUs and transmissionconnected distribution systems including closed distribution systems on the short-circuit current levels in transmission system. Where a transmission-connected distribution system including closed

distribution system has an impact on short-circuit current levels, it shall be included in the transmission system short-circuit current calculations.

2. While performing short-circuit current calculations, each TSO shall:

(a) use the most accurate and high quality available data;

(b) take into account international standards; and

(c) consider as the basis of the maximum short-circuit current calculation such operational conditions, which provide the highest possible level of short-circuit current, including the short-circuit current from other transmission systems and distribution systems including closed distribution systems.

3. Each TSO shall apply operational or other measures to prevent deviation from the maximum and minimum short-circuit current limits referred to in Article 30, at all time-frames and for all protection equipment. If such a deviation occurs, each TSO shall activate remedial actions or apply other measures to ensure that the limits referred to in Article 30 are re-established. A deviation from those limits is allowed only during switching sequences.

Fra dette kan vi konkludere med at TSO har et ansvar for å holde de tekniske forutsetningene på et jevnt nivå, og at TSO eventuelt må utføre tiltak dersom det gjøres endringer i maksimal/minimal kortslutningsstrøm.

For å få en oversikt over hvem som er ansvarlig for å utføre tester og sørge for kravetterlevelse i henhold til GL SO vises det til paragraf 56:

Article 56
Purpose and responsibilities

1. Each TSO and each transmission-connected DSO or SGU may perform operational testing respectively of its transmission system elements and of their facilities under simulated operational conditions and for a limited period of time. When doing so, they shall provide notification in due time and prior to the test launch and shall minimise the effect on real-time system operation. The operational testing shall aim at providing:

(a) proof of compliance with all relevant technical and organisational operational provisions of this Regulation for a new transmission system element at its first entry into operation;

(b) proof of compliance with all relevant technical and organisational operational provisions of this Regulation for a new facility of the SGU or of DSO at its first entry into operation;

(c) proof of compliance with all relevant technical and organisational operational provisions of this Regulation upon any change of a transmission system element or a facility of the SGU or of the DSO, which is relevant for system operation;

Under punkt c her kan vi se at det er eier som er ansvarlig for å vise på kravetterlevelse iht. GL SO dersom det gjøres endinger i transmisjonsnettet eller et anlegg (SGU) som har relevans for systemdrift.

Hva er grensesnittet mot driftskodene?
Det er viktig å merke seg at driftskodene og tilknytningsforordningene regulerer forskjellige forhold, og at tilknytningsforordningene skal legger det tekniske grunnlaget for kravene i driftskodene. Under følger en gjennomgang av hvilke forhold som reguleres i de forskjellige forordningene.

Driftskodene:
Guideline for system operation (GL SO) består av de tre tidligere nettkodene om driftssikkerhet (Operational Secutity), koordinert driftsplanlegging (Operational Planning and Scheduling) og frevkensregulering (Load Frequency and Control)

Den delen av GL SO som omhandler driftssikkerhet definerer felles prinsipper for driftssikkerhet, bruk av virkemidler, informasjonsutveksling og koordinering av systemdriften. I tillegg stilles det krav til analyser og tiltaksplaner i kritiske driftssituasjoner. Det er også spesifisert krav til avtaler og samarbeid mellom TSOer, viktige nettbrukere og underliggende netteiere.

Delen om driftsplanlegging definerer roller og ansvar for TSOer, DSOer og signifikante nettbrukere (stor industri og store produsenter) når det gjelder driftsplanlegging og informasjonsutveksling. Det stilles også krav til å fastsette felles metoder og prinsipper for en koordinert tilnærming til analyse av driftssikkerhet, bedre planlegging av utkoblinger og vedlikehold som har grensekryssende effekt.

Den siste delen angir nærmere regler for frekvensregulering. Det gjelder blant annet tekniske krav til responstider, volumer, kvalitet og verifisering. I tillegg stilles det krav til ansvarsfordeling og utveksling av reserver mellom TSOer.

GL SO formaliserer krav til TSOenes samarbeid om oppgavene og ansvar i faktisk drift.

I tillegg til GL SO er network code on electricity emergency and restoration(NC ER) en del av driftskodene. NC ER regulerer i korte trekk nødsituasjoner og gjenoppbygging. Og definerer en rekke kriterier for nødsituasjoner, blackout og gjenoppbygging av kraftforsyningen etter blackout.

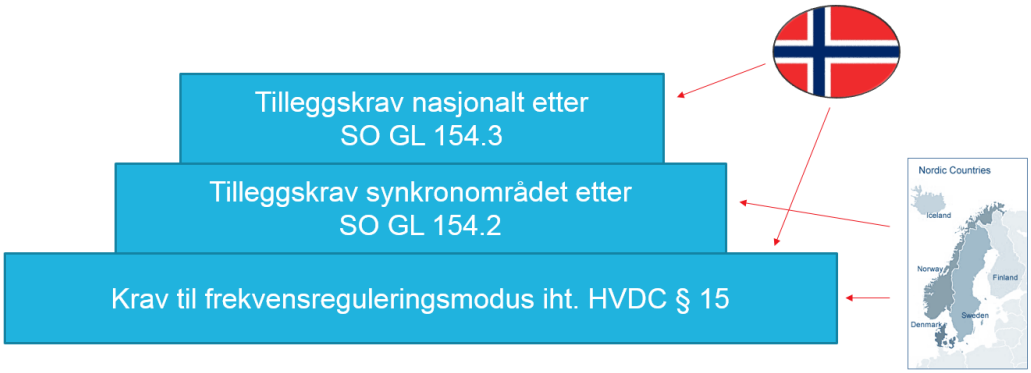
Tilknytningsforordningene:
De tre tilknytningsforordningene er lignende i struktur og innhold. Foruten funksjonskrav stilles det også krav til oppfølging av at funksjonskrav er oppfylt, meldingsutveksling ved driftsendringer og unntaksbestemmelser.

RfG stiller funksjonskrav til all produksjon med kapasitet fra og med 800 W tilknyttet synkronnettet. Generatorene er delt inn i fire klasser ut i fra betydning for kraftsystemet. Mengden tekniske krav øker med størrelsen på produksjonsenhetene. De minste produksjonsenhetene skal ha en minimumsfunksjonalitet for å hindre mange sammenfallende utfall av distribuert produksjon ved hendelser i nettet, mens kravene til de største produksjonsenhetene skal være med å sikre driften av de sammenkoblede synkronområdene.

DCC stiller funksjonskrav til tilknytninger i transmisjonsnettet for forbruk og til tilknytninger mellom transmisjon- og tilgrensende distribusjonsnett. Forordningen stiller krav til leverandører av forbrukerfleksibilitet. Det stilles ikke funksjonskrav til forbruk av tilsvarende omfang i dag. DCC vil derfor komme inn som et nytt regelverk.

HVDC stiller funksjonskrav til HVDC-kabler mellom synkronområder og produksjon tilknyttet via HVDC-systemer (f.eks. offshore vind).

Som nevnt innledningsvis legger tilknytningsforordningene grunnlaget for kravene som stilles i driftskodene og under følger derfor et eksempel på hvordan dette vil være for kravene til primærreserver (FCR).



Figur 14 – Viser oversikt over kravmengde iht. til de forskjellige forordningene.

Krav til frekvensreguleringsmodus (HVDC § 15) - Bestemmelsen skal sikre riktig respons fra HVDC-systemets respons ved en frekvens som avviker fra 50 Hz, slik at HVDC-systemet kan bidra til å redusere momentane ubalanser mellom produksjon og forbruk (bidra med primærreserver/FCR).

Tilleggskrav synkronområdet (SO GL § 154.2) – I arbeidet med SOA (synchronous area operational agreement) skal det defineres et sett med krav relatert til FCR på nordisk nivå. Dette gjelder blant annet krav til dimensjonering, tilleggsfunksjoner og minimum aktiveringstid for å få bidra inn med primærreserver.

Tilleggskrav nasjonalt (GL SO §154.3) – Koden legger opp til at det kan stilles tilleggskrav på nasjonalt nivå for å sikre operativ driftssikkerhet.

Tanken med denne trappestigen av krav er at man gjennom kravene i tilknytningsforordningen setter en minimumsmengde for teknisk funksjonalitet som alle anlegg skal ha, mens det gjennom driftskodene legges til tilleggskrav som eiere må oppfylle for å ha anledning til å by inn reserver i markedene.

Frekvensregulering - Implementering av RfG og grenser mot nordiske krav til frekvensregulering
Statnett bidrar i arbeidet med å utvikle nye krav til FCR, og under følger et utdrag fra et notat om implementering av RfG og grenser mot nordiske krav til frekvensregulering og er kun gjengitt her for å belyse forskjellen på kravene i tilknytningsforordningen og driftskodene:

Tradisjonelt har reguleringsfunksjonalitet i samkjøring og separatdriftkjøring vært lik. Samme parametersett (reguleringsaggressivitet) brukes til frekvensregulering av totallsystemet og separatdriftsregulering. Justering av statikk har vært bruket for å sikre at reguleringsvolumet er stort nok til å sikre at dimensjonerende utfall ikke gir større stasjonært frekvensavvik enn tillatt. Dessuten bidrar alle produksjonsenheter til frekvensreguleringen gjennom grunnleveransen. I så måte har all reguleringsfunksjonalitet, med unntak av statikk, vært regulert av FIKS.

Separatdriftsegenskaper er per i dag vært pålagt alle produksjonsenheter. Dette med todelt hensikt, reguleringsstabilitet over hele arbeidsområdet og reguleringshastighet for å håndtere større ubalanser på eget nett.

Utvikling av nye nordiske krav til frekvensregulering er et resultat av behov for en mer raffinert løsning når det kommer til frekvensregulering. Kravene til frekvensrespons gjør at leveransen av FCR blir mer forutsigbar og i tråd med den type ubalanser som faktisk opptrer i systemet. Leveranse av FCR-N og –D vil være markedsbasert, og gjenstand for prekvalifisering etter egne funksjonskrav. I en perfekt verden vil denne løsningen, sammen med andre markedsbaserte produkter, kunne regulere alle de ubalansene som kan oppstå. Et tillegg er derimot lagt til for å ta høyde for hendelser hvor regulering gjennom markedet ikke strekker til, eller markedet kollapser (separatdrift, IT-svikt e.l.). Funksjonskravene for FCR-N og –D-leveranse inkluderer at turbinregulatorene skal ha deteksjon og automatisk omslag til reguleringsparametere som er stabile, FCR-I. Funksjonskravene til FCR-I-regulering er FIKS/annen teknisk regulering. Det legges opp til at FCR-I reserver også må sikres (betales for) i områder særlig utsatt for separatdrifter.

Krav i RFG
RfG omtaler tre ulike moduser for frekvensregulering - FSM, LFSM-O og LFSM-U. Kravstilling om frekvensregulering i RfG har to hensikter. For det første presiseres det i SO GL at FCR skal sikres ved at produksjonsenhetene driftes innenfor rammene av RfG. Overensstemmelsen mellom planlagte markedsløsninger og RfG er bekreftet. For det andre skal frekvensreguleringsegenskapene definert i RfG være en fall back-solution dersom FCR-markedene kollapser. Dette er analogt med hensikten og funksjonaliteten til FCR-I. FSM og FCR-I er med andre ord samme reguleringsfunksjonalitet.

Separatdriftskravene i RfG er svært lite detaljrike, og er i all forstand konkludert som "ikke forenelig med separatdrifter i Norge". Et parallelt arbeid i referansegruppen for RfG vil dekke disse problemstillingene. Oppsummert kan man allikevel trekke noen slutninger.

- Krav til separatdrift vil omfatte egenskaper for å håndtere overgang til drift på eget nett, både ved underskudd og overskudd.
- Egenskapene må oppfylles ved stabile regulatorparametersett.
- Første kulepunkt vil være analogt med 15.2.iii-iv, reguleringsvolum pr. tid, og vil i så måte overstyre disse (reguleringshastighet vil implisitt være kravstilt, i og med overholde frekvensgrenser ved den definerte overgangen).
- Krav til detektering av øydrift skal bestemmes i samarbeid mellom TSO, RSO og produsent. Dette omfattes av FCP-prosjektet.

Krav til FCR-marked
Funksjonskravene for ytelsen til FCR-N/D-regulering er definert ved en respons definert ved APF-diagrammer (amplitude-phase-frequency-diagram). Kort oppsummert er forstyrrelser (effektubalanser) systemet utsettes for definert som et frekvensområde (rad/sek) (hastigheter) med tilhørende amplitude (størrelse). Disse forstyrrelsene påtrykkes det regulerte systemet. Kravet er at det regulerte systemet skal respondere etter gitte kriterier til forsterkning/demping og faseforskyvning over hele frekvensområdet. Disse kravene oppfylles for et gitt volum, som vil variere fra aktør til aktør.

En viktig nyanse med FCR-N/D er at det ikke er et absolutt krav til stabilitet på eget nett. I og med at FCR skal operere innenfor rammene av RfG, kan dette synes å være motstridig. I denne sammenheng er det derimot viktig å huske på hensikten til RfG. RfG er minimumskrav til teknisk utforming av produksjonsenheter. Krav om stabilitet i RfG er relatert til reguleringshastigheten i FSM. FCP tar sikte på å utnytte produksjonsapparatet under andre forutsetninger hvor enkelte markedsaktører får tilslag og regulerer frekvensen med en større aggressivitet, mens resterende er passive. I slik regulering kan man lokalt tillate andre stabilitetsmarginer, da totalsystemet opererer med andre stabilitetskriterier enn lokale systemer.
Denne aggressiviteten muliggjøres ved reparametrering av turbinregulator.

Et krav for deltagelse i FCR-markedet, vil være å ha muligheten til å detektere øydrift og automatisk endre til stabile reguleringsparametre – FCR-I (Dette er ikke avklart på nordisk nivå enda). FCR-I er reguleringsstabilitet på eget nett, men ikke assosiert med et krav til å håndtere en bestemt ubalanse. Reguleringsegenskapene i FCR-I-modus vil bestemmes av kravene til FSM i RfG. Det er ikke konkludert hvordan LFSM-O og –U skal benyttes, men vil antageligvis ikke benyttes til regulering innenfor frekvensområdet hvor man har aktivering av FCR-N/D (49,5-50,5).

Foreløpig konklusjon av notatet
Konklusjonen av notatet er at det er få, men tydelige grensesnitt mellom de to kravene. I første rekke skal RfG fasilitere markedsløsningene gjennom å legge et rammeverk innenfor hvilket produksjonsenhetene skal kunne operere. På dette punktet er det ingen uoverensstemmelser. I andre rekke skal RfG være minimumskrav til produksjon, slik at man har en fall back-solution i situasjoner der markedene ikke strekker til. Denne løsningen er integrert i den kommende løsningen for frekvensmarkeder, hvor det henvises til funksjonalitet for automatisk overgang til stabil regulering uten dødbånd i henhold til gjeldende funksjonskrav (som i overskuelig fremtid vil være RfG).

Noen definisjoner benyttet i notatet om RfG og FCR:
RfG – Requirement for Generators. En av tre tilknytningsforordninger i EU-reguleringen Network Codes.

FSM – Frequensy sensitivity mode, kontinuerlig frekvensregulering

LFSM-O og –U – Limited Frequency Sensitivity Mode, begrenset frekvensregulering, hvor reguleringen trår i kraft ved en innstilt terskel

FCR – Frequency Containment Reserves, effekt som skal dekke den momentane ubalansen i systemet. Aktiveres av frekvensmåling og dens avvik fra nominell.

FCR-N – FCR-leveranse som skal sikre normale ubalanser (avvik plan og prognose). Aktiveres ved frekvensavvik mellom 49,9 og 50,1 Hz.

FCR-D – FCR-leveranse som skal sikre ubalanser ved driftsforstyrrelser (dimensjonerende utfall). Aktiveres ved frekvensavvik mellom 49,9 og 49,5 Hz (denne definisjonen er under revisjon i det nordiske arbeidet).

FCR-I – FCR-leveranse/frekvensregulering etter tradisjonell modell - stabil på eget nett og drift uten dødbånd.

Separatdriftsegenskaper – kombinasjon av stabilitet og evne til å klare overgang mellom full produksjon og et lavt nivå på eget ohmsk nett.

Stabilitet – evne til å regulere frekvens på eget ohmsk nett uten at det oppstår udempede pendlinger i vannvei/turtall/effekt.

APF-diagram – Amplitude-phase-frequency-diagram. Responsen til et system ved forstyrrelser over et frekvensområde. Frekvensområdet i denne sammenhengen har forøvrig ingenting med systemfrekvensen (50 Hz) å gjøre.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

I gjennomgangen av oppfølgingsdokumentet ble det gitt noen korte og konkrete tilbakemeldinger som er gjengitt under:

- Ansvarsforholdene er godt definert i forordningen når det gjelder krav til dokumentasjon og testing.

- Gruppen mener at det må være tilstrekkelig med simuleringer av kravetterlevelse, slik at man slipper at en fullskala test må gjennomføres ved endringer i nett.

- Gruppen mener at Statnett systemstudie for å vise hvordan store anlegg påvirker totalsystemet må koordineres og samordnes med det som ligger i konsesjonærenes analyser (som skal vise at anlegget klarer kravene i tilknytningspunktet). Åpenhet om forutsetninger og benyttede modeller er nødvendig.

KAPITTEL 4 - IKKE-BINDENDE VEILEDNING OG OVERVÅKNING AV IMPLEMENTERING

Paragraf 75 og 76 – Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering

Engelsk forordningstekst

Article 75
Non-binding guidance in implementation

1. No later than six months after the entry into force of this Regulation, the ENTSO for Electricity shall prepare and thereafter every two years provide non-binding written guidance to its members and other system operators concerning the elements of this Regulation requiring national decisions. The ENTSO for Electricity shall publish this guidance on its website.

2. ENTSO for Electricity shall consult stakeholders when providing non-binding guidance.

3. The non-binding guidance shall explain the technical issues, conditions and interdependencies which need to be considered when complying with the requirements of this Regulation at national level.

Article 76
Monitoring

1. ENTSO for Electricity shall monitor the implementation of this Regulation in accordance with Article 8(8) of Regulation (EC) No 714/2009. Monitoring shall cover in particular the following matters:

(a) identification of any divergences in the national implementation of this Regulation;

(b) assessment of whether the choice of values and ranges in the requirements applicable to HVDC systems and DC-connected power park modules under this Regulation continues to be valid.

2. The Agency, in cooperation with ENTSO for Electricity, shall produce by 12 months after the entry into force of this Regulation a list of the relevant information to be communicated by ENTSO for Electricity to the Agency in accordance with Article 8(9) and Article 9(1) of Regulation (EC) No 714/2009. The list of relevant information may be subject to updates. ENTSO for Electricity shall maintain a comprehensive, standardised format, digital data archive of the information required by the Agency.

3. Relevant TSOs shall submit to ENTSO for Electricity the information required to perform the tasks referred to in paragraphs 1 and 2.

Based on a request of the regulatory authority, DSOs shall provide TSOs with information under paragraph 2 unless the information is already obtained by regulatory authorities, the Agency or ENTSO-E in relation to their respective implementation monitoring tasks, with the objective of avoiding duplication of information.

4. Where ENTSO for Electricity or the Agency establish areas subject to this Regulation where, based on market developments or experience gathered in the application of this Regulation, further harmonisation of the requirements under this Regulation is advisable to promote market integration, they shall propose draft amendments to this Regulation pursuant to Article 7(1) of Regulation (EC) No 714/2009.

Formål med bestemmelsen

Formålet ved bestemmelsen er å videreutvikle og harmonisere etterlevelsen av forordningens krav på tvers av landegrensene.

Bakgrunn til bestemmelsen

Regelverket som fastsetter tekniske og administrative krav knyttet til funksjonaliteter for HVDC-systemer er forskjellig mellom de ulike landene i Europa. HVDC forordningen er et skritt i retning av å harmonisere dette regelverket og legge til rette for likere konkurransevilkår i et felles integrert europeisk kraftmarked. Regelverket er krevende og åpner for nasjonale tilpasninger. Det er derfor behov for veiledning i implementeringen og oppfølgingen, som kan bidra til å trekke regelverket i felles retning og ivareta aktørenes interesser i det videre arbeidet.

Statnetts anbefaling

Reguleringene i §§ 75 og 76 er endelig. God veiledning og informasjonsutveksling mellom berørte parter er avgjørende for en god oppfølging og utvikling av regelverket. Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes ikke så langt vi vet sammenliknbart eksisterende regelverk.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er etter Statnetts oppfatning viktig at aktørene engasjerer seg med å gi innspill og tilbakemeldinger på de forslagene til veiledning ENTSO-E utgir. I den sammenheng kan det være formålstjenlig med et samarbeid mellom Statnett, bransjeforeninger og NVE for å sikre gode prosesser i denne sammenheng.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

DEL VII - KRAV TIL UNNTAK

Paragraf 77 til 83 – Unntak:

Engelsk forordningstekst

Article 77
Power to grant derogations

1. Regulatory authorities may, at the request of a HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, relevant system operator or relevant TSO, grant HVDC system owners or DC-connected power park module owners, or their prospective owner, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing HVDC system and/or DC-connected power park modules in accordance with Articles 78 to 82.

2. Where applicable in a Member State, derogations may be granted and revoked in accordance with Articles 78 to 81 by other authorities than the regulatory authority.

Article 78
General provisions

1. Each regulatory authority shall specify, after consulting relevant system operators, HVDC system owners and DC-connected power park module owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations pursuant to Articles 79 to 81. It shall publish those criteria on its website and notify them to the Commission within nine months of the entry into force of this Regulation. The Commission may require a regulatory authority to amend the criteria if it considers that they are not in line with this Regulation. This possibility to review and amend the criteria for granting derogations shall not affect the derogations already granted which shall continue to apply until the scheduled expiry date as detailed in the decision granting the exemption.

2. If the regulatory authority deems that it is necessary due to a change in circumstances relating to the evolution of system requirements, it may review and amend at most once every year the criteria for granting derogations in accordance with paragraph 1. Any changes to the criteria shall not apply to derogations for which a request has already been made.

3. The regulatory authority may decide that HVDC systems or DC-connected power park modules for which a request for a derogation has been filed pursuant to Articles 79 to 81 do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.

Article 79
Request for derogations by an HVDC system owner or DC-connected power park module owner

1. HVDC system owners and DC-connected power park module owners, or their prospective owner, may request a derogation to one or several requirements of this Regulation.

2. A request for a derogation shall be filed with the relevant system operator and include:
   (a) an identification of the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, and a contact person for any communications;

   (b) a description of the HVDC system or DC-connected power park module for which a derogation is requested;

   (c) a reference to the provisions of this Regulation from which a derogation is requested and a detailed description of the requested derogation;

(d) detailed reasoning, with relevant supporting documents, and cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 66;

(e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade;

(f) in the case of a DC-connected power park module connected to one or more remote-end HVDC converter stations, evidence that the converter station will not be affected by the derogation or, alternatively, agreement from the converter station owner to the proposed derogation.

3. Within two weeks of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall confirm to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, whether the request is complete. If the relevant system operator considers that the request is incomplete, the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall submit the additional required information within one month from the receipt of the request for additional information. If the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn.

4. The relevant system operator shall, in coordination with the relevant TSO and any affected adjacent DSO or DSOs, assess the request for a derogation and the provided cost-benefit analysis, taking into account the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 78.

5. If a request for a derogation concerns a HVDC system or DC-connected power park module connected to a distribution system, including a closed distribution system, the relevant system operator's assessment must be accompanied by an assessment of the request for a derogation by the relevant TSO. The relevant TSO shall provide its assessment within two months of being requested to do so by the relevant system operator.

6. Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall forward the request to the regulatory authority and submit the assessment(s) prepared in accordance with paragraphs 4 and 5. That period may be extended by one month where the relevant system operator seeks further information from the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, and by two months where the relevant system operator requests the relevant TSO to submit an assessment of the request for a derogation.

7. The regulatory authority shall adopt a decision concerning any request for a derogation within six months from the day after it receives the request. That time limit may be extended by three months before its expiry where the regulatory authority requires further information from the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, or from any other interested parties. The additional period shall begin when the complete information has been received.

8. The HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, shall submit any additional information requested by the regulatory authority within two months of such request. If the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or the prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before its expiry:

(a) the regulatory authority decides to provide an extension; or

(b) the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.

9. The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants a derogation, it shall specify its duration.

10. The regulatory authority shall notify its decision to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

11. A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to Article 83(2).

Article 80

Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO

1. Relevant system operators or relevant TSOs may request a derogation for classes of HVDC systems or DC-connected power park modules connected or to be connected to their network.

2. Relevant system operators or relevant TSOs shall submit their requests for a derogation to the regulatory authority. Each request for a derogation shall include:

(a) identification of the relevant system operator or relevant TSO, and a contact person for any communications;

(b) a description of the HVDC systems or DC-connected power park modules for which a derogation is requested and the total installed capacity and number of HVDC systems or DC-connected power park modules;

(c) the requirement or requirements of this Regulation for which a derogation is requested, with a detailed description of the requested derogation;

(d) detailed reasoning, with all relevant supporting documents;

(e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade;

(f) a cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 66. If applicable, the cost-benefit analysis shall be carried out in coordination with the relevant TSO and any adjacent DSOs.

3. Where the request for a derogation is submitted by a relevant DSO or CDSO, the regulatory authority shall, within two weeks from the day after receipt of that request, ask the relevant TSO to assess the request for a derogation in the light of the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 78.

4. Within two weeks from the day after the receipt of such request for assessment, the relevant TSO shall confirm to the relevant DSO or CDSO whether the request for a derogation is complete. If the relevant TSO considers that it is incomplete, the relevant DSO or CDSO shall submit the required additional information within one month from the receipt of the request for additional information.

5. Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant TSO shall submit to the regulatory authority its assessment, including any relevant documentation. The six-month time limit may be extended by one month where the relevant TSO seeks further information from the relevant DSO or from the relevant CDSO.

6. The regulatory authority shall adopt a decision concerning a request for a derogation within six months from the day after it receives the request. Where the request for a derogation is submitted by the relevant DSO or CDSO, the six-month time limit runs from the day following receipt of the relevant TSO's assessment pursuant to paragraph 5.

7. The six-month time limit referred to in paragraph 6 may, before its expiry, be extended by an additional three months where the regulatory authority requests further information from the relevant system operator requesting the derogation or from any other interested parties. That additional period shall run from the day following the date of receipt of the complete information.

The relevant system operator shall provide any additional information requested by the regulatory authority within two months from the date of the request. If the relevant system operator does not

provide the requested additional information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before expiry of the time limit:

(a) the regulatory authority decides to provide an extension; or

(b) the relevant system operator informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.

8. The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants a derogation, it shall specify its duration.

9. The regulatory authority shall notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO and the Agency.

10. Regulatory authorities may lay down further requirements concerning the preparation of requests for derogations by relevant system operators. In doing so, regulatory authorities shall take into account the delineation between the transmission system and the distribution system at the national level and shall consult with system operators, HVDC system owners, DC-connected power park module owners and stakeholders, including manufacturers.

11. A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to Article 83(2).

Article 81

Request for derogations from the provisions of Title III by a DC-connected power park module owner

1. A request for a derogation to the provisions of Article 40(1)(b) and (c), Article 40(2)(a) and (b), and Articles 41 to 45 shall not be subject to Article 79(2)(d) and (e) where it relates to a DC-connected power park module that has, or will have, a single connection to a single synchronous area.

2. The regulatory authority may attach any conditions to a decision concerning request for a derogation referred to in paragraph 1. This may include a condition that the development of the connection into a multi-terminal network, or that connection of a further power park module at the same point, will cause the derogation to be evaluated by the regulatory authority or to expire. The regulatory authority shall take into account the need to optimise the configuration between the DC-connected power park module and the remote-end HVDC converter station, as well as the legitimate expectations of the DC-connected power park module owner when adopting a decision concerning a request for a derogation.

Article 82

Register of derogations from the requirements of this Regulation

1. Regulatory authorities shall maintain a register of all derogations they have granted or refused and shall provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.

2. The register shall contain, in particular:

(a) the requirement or requirements for which the derogation is granted or refused;

(b) the content of the derogation;

(c) the reasons for granting or refusing the derogation;

(d) the consequences resulting from granting the derogation.

Article 83
Monitoring of derogations

1. The Agency shall monitor the procedure of granting derogations with the cooperation of the regulatory authorities or relevant authorities of the Member State. Those authorities or relevant authorities of the Member State shall provide the Agency with all the information necessary for that purpose.

2. The Agency may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority to revoke a derogation due to a lack of justification. The Commission may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority or relevant authority of the Member State to revoke a derogation due to a lack of justification.

3. The Commission may request the Agency to report on the application of paragraphs 1 and 2 and to provide reasons for requesting or not requesting derogations to be revoked.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene muliggjør at reguleringsmyndigheten, eller den som delegeres myndighet, kan innvilge et HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul unntak fra ett eller flere krav i forordningen ved søknad fra eier eller en potensiell fremtidig eier av et HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul. Bestemmelsene muliggjør også at reguleringsmyndigheten kan innvilge spesifikke klasser av HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul unntak fra ett eller flere krav i forordningen ved søknad fra aktuelt nettselskap eller systemansvarlig. Bestemmelsene beskriver prosedyren for å søke om unntak, forutsetningene for å få unntak innvilget samt gir informasjon om hvordan unntak som er innvilget/avslått skal registreres.

Bakgrunn til bestemmelsen

Selv om det er forutsatt at kravene i den nye forordningen for tilknytning av HVDC skal følges så langt som mulig, kan det ikke utelukkes at det eksisterer situasjoner der det er samfunnsøkonomisk urasjonelt å følge enkelte krav. For å håndtere slike situasjoner er det naturlig at det eksisterer en mulighet å få innvilget unntak fra krav i den nye forordningen, og at forutsetningene og prosedyren for å få unntak innvilget er tydelig beskrevet i forordningen.

Da kravene i forordningen er utviklet blant annet med hensikt å tilrettelegge for at HVDC i ulike deler av Europa konkurrerer på så like vilkår som mulig, er det viktig med transparens i hvilke unntak som innvilges/avslås og derfor krav til registrering av alle unntak som er innvilget/avslått.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er allerede entydig definert i forordningen, og muligheter til valg har derfor vært begrensede. På bakgrunn av dette ønsker Statnett ikke å gi noen anbefalinger. Konklusjonene på dette området kan imidlertid endres avhengig av hvilke valg og konklusjoner som trekkes vedrørende ansvars- og rollefordeling og valg av ulike løsninger for unntak, ref. §77.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ved idriftsettelse av et HVDC-system eller DC-tilknyttet kraftparkmodul som per i dag skal godkjennes av systemansvarlig iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 14 kan unntak (avvik) innvilges fra det per i dag gjeldende regelverket i FIKS 2012. Kravene i FIKS 2012 er veiledende, og unntak fra kravene kan innvilges direkte av systemansvarlig som en del av godkjenningsprosedyren uten involvering av NVE. Unntak må begrunnes av konsesjonær ved søknad om godkjenning av idriftsettelse. Systemansvarliges godkjenningsdokumenter, inkludert innvilgede eller avslåtte unntak, er enkeltvedtak som kan påklages til NVE innen 3 uker. Søkende konsesjonær eller berørt konsesjonær kan påklage.

Kravene i den nye forordningen er ikke veiledende og må derfor følges. Godkjenning av idriftsettelse skal innvilges når kravene er fulgt. Godkjenning skal nektes når kravene ikke er fulgt, hvis et innvilget

unntak ikke eksisterer. Unntak kan iht. den nye forordningen kun innvilges av reguleringsmyndigheten og ikke av systemansvarlig. Forordningen medfører generelt også krav til mer detaljert informasjon enn i dag for å få et unntak innvilget.

Med den nye forordningen vil det som tidligere ble håndtert av systemansvarlig ved godkjenning av idriftsettelse i stedet bli tre separate aktiviteter som konsesjonær må gjennomføre, nemlig:

1) Få eventuelt unntak fra forordningen innvilget fra reguleringsmyndigheten.
2) Avtale de tekniske funksjonskrav som skal gjelde for enheten med systemansvarlig/aktuelt nettselskap, innenfor rammene i forordningen, hvis ikke et unntak har blitt innvilget.
3) Få godkjent idriftsettelsen av enheten fra systemansvarlig/aktuelt nettselskap.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forordningstekst. Denne konklusjonen er imidlertid avhengig av valg av løsning for roller og ansvar for utøvelsen av de ulike forpliktelsene som er nedfelt i forordningen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

DEL VIII – AVSLUTTENDE BESTEMMELSER

Paragraf 84, 85 og 86 – Avsluttende bestemmelser

Engelsk forordningstekst

Article 84

Amendment of contracts and general terms and conditions

1. Regulatory authorities shall ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new HVDC systems or new DC-connected power park modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation.

2. All relevant clauses in contracts and relevant clauses of general terms and conditions relating to the grid connection of existing HVDC systems or existing DC-connected power park modules subject to all or some of the requirements of this Regulation in accordance with paragraph 1 of Article 4 shall be amended in order to comply with the requirements of this Regulation. The relevant clauses shall be amended within three years following the decision of the regulatory authority or Member State as referred to in Article 4(1).

3. Regulatory authorities shall ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing HVDC systems and DC-connected power park modules subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for HVDC systems and DC-connected power park modules, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

Article 85

HVDC System or DC-connected power park modules connecting with synchronous areas or control areas not bound by EU legislation

1. Where an HVDC system to which the requirements of this Regulation apply is connecting synchronous areas or control areas, with at least one synchronous area or one control area not falling under the scope of application of Union legislation, the relevant TSO or, where applicable, the HVDC system owner shall endeavour to implement an agreement to ensure that the owners of HVDC systems with no legal obligation to comply with this Regulation also cooperate to fulfil the requirements.

2. If an agreement as referred to in paragraph 1 cannot be implemented, the relevant TSO or, as the case may be, the HVDC system owner concerned shall use all available means to comply with the requirements of this Regulation.

Article 85

Entry into force

This Regulation shall enter into force on the twentieth day following that of its publication in the Official Journal of the European Union.

Without prejudice to Article 4(2)(b) and Articles 5, 75, 76 and 78 the requirements of this Regulation shall apply from three years after publication.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sørge for at alle kontrakter forordningen regulerer tilpasses forordningenskrav. Videre at implementeringen skjer i henhold til fastsatte frister.

Statnetts anbefaling

Faste krav og dermed ingen valg som skal tas. Statnett har derfor ingen øvrige anbefalinger.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Statnett oppfatter at det ikke kom noen særskilte innspill fra bransjen til dette deltema, men det vises for øvrig til vedlegg I og møtereferatene for den fullstendige oppsummeringen av referansegruppens diskusjoner på de ulike tema.

VEDLEGG I – REFERATER FRA REFERANSEGRUPPEMØTER

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr.1 for innføring av forordning for tilknytning HVDC.

Møtested/dato: Oslo/03.02.2016	Deltakere:	
	Terje Sten Tveit	Energi Norge/Agder Energi
	Jan Brewitz	Statkraft/Baltic Cable
	Elisabeth N. Abildgaard	Statnett
	Astrid Ånestad	NVE
	Anne Sofie R. Risnes	Statnett
	Jon N. Ødegård	Statnett
	Stian Boye Skaatan	Statnett
Møteleder: Stian Boye Skaatan	Fraværende:	
	Kamran Sharifabadi	Statoil
Møtereferent/adm.enhet: Stian Boye Skaatan	Kopi til: Tore Granli	Statnett
Vår referanse:	Neste møte:	
Dato: 10.02.2016	Sign.:	

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	**Introduksjon og velkommen**	Stian
2.	**Presentasjonsrunde** Forventninger fra deltakerne i referansegruppen var: • Godt samarbeid • Invitere NEK • At arbeidet tilrettelegger for fornuftige krav og et godt system for fremtiden (langsiktighet).	Alle

#	Sak	Ansvarlig
3.	**Network Codes og Guidelines – hva er det?** Se vedlagt presentasjon. Diskusjon og avklaringer rundt når forordningen er gyldig og når den trer i kraft. 3 års implementasjonstid fra publikasjon i *The official journal of the European Union*, men de nasjonale kravene skal være klare senest etter 2 år slik at leverandørindustrien har 1 år på å forberede seg. Frem til lovverket trår i kraft vil dagens ordning være gjeldende (forskrift om systemansvaret og FIKS).	Stian
4.	**Statnetts oppdrag og bransjens involvering** Se vedlagt presentasjon. Ingen spesifikke tilbakemeldinger på fremdriftsplan, men ser i utgangspunktet grei ut. Møtefrekvens og lengde på møter må tas litt etter behov.	Stian
5.	**Introduksjon til HVDC** Se vedlagt presentasjon. Generelle kommentarer: • Krav til petroliumsindustrien som tilknyttes via HVDC ble løftet opp som et diskusjonstema. Tas med i det videre arbeidet, og vil bli diskutert i kommende møter.	Stian
6.	**Spilleregler** Se vedlagt presentasjon.	Stian
7.	**Arbeidet starter (introduksjon)** Se vedlagt presentasjon.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig og ufullstendig definert i HVDC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	18.2.2016
2.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian	Løpende
3.	Invitere Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) til å bidra i arbeidet med HVDC forordningen.	Stian	1.3.2016

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 2 for innføring av forordning for tilknytning av HVDC.

Møtested/dato:	Deltakere:	
Oslo/20.12.2016	Kamran Sharifabadi	Statoil ASA
	Terje Sten Tveit	Energi Norge /Agder Energi
	Elisabeth N. Abildgaard	Statnett SF
	Lars Ihler	NEK
	Astrid Ånestad	NVE
	Eirik Eggum	NVE
	Stian B. Skaatan	Statnett SF
	Roar Kristensen	Statnett SF
	Jon N. Ødegård	Statnett SF
	Christer Gilje	Statnett SF

Møteledere:	Fraværende:
Stian Boye Skaatan	
Jon Nerbø Ødegård	

Møtereferent/adm.enhet:	Kopi til:
Jon Ødegård/Stian Boye Skaatan	Tore Granli Statnett SF
	Anne Sofie Risnes Statnett SF

Vår referanse:	Neste møte:
	Mars 2017

Dato:	Sign.:
10.01.2017	Stian Boye Skaatan
	.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig

1.	**Status HVDC forordningen og veien videre**
	
	Se presentasjon.
	
	• Nordisk samarbeid:
	  ○ Hvordan koordineres arbeidet mellom network codes og forskrift om systemansvaret?
	  ▪ Dette er ivaretatt, ved at NVE arbeider med oppdatering av fos. Tilknytningsforordningene vil håndteres ved neste gjennomgang av fos. Statnett gjør også arbeid for å forberede praktisering av systemansvaret som følge av ny fos. I den nye forordningen legger NVE opp til en rammeforskrift og at Statnetts praktisering i skal godkjennes av NVE gjennom enkeltvedtak.
	
	• Fos § 14-behandling av utenlandskabler
	  ○ Ingen vesentlige innspill.
	
	• Generell kommentar
	  ○ Det ble på møtet avholdt i februar 2016 enighet om at underlaget skal komme ut i god tid, og senest 2 uker før selve møtet. Det siste underlagsdokumentet kom nå dagen før møtet skulle avholdes, noe som er uakseptabelt kort tid på å forberede seg. Deltakerne representerer et selskap, og med så kort tid på interne gjennomganger har de ikke anledning til å komme med kommentarer. Dette må bli bedre til neste gang og fremover. NVE bes notere seg dette.
		Stian

2.	**Roller og ansvar** Generell gjennomgang av Statnetts tanker rundt det som går på roller og ansvar i teksten, og hvordan dette skal behandles fremover. Se for øvrig presentasjonen. • Angående mellomspennings DC, så finnes det eksempler på dette. BKK vurderte i sin tid også muligheten for DC-forbindelse mellom Kollsnes og Mongstad. Det ble på Cigré møtet i august 2016 holdt en presentasjon om mellomspennings DC (*Evaluation of the Potential Market for MVDC Technology and its Future Development*). Dersom interesse i artikkelen kan Elisabeth kontaktes. ○ Statnett sjekker opp mellomspennings DC, og kommer tilbake ved et senere møte.	Stian
3.	**Generelle krav til plan og idriftsettelse** Se presentasjonen. • Tillatelse til spenningssetting og midlertidig driftstillatelse ○ Hva med spenningsregulering/STATCOM-drift? Vil dette falle inn under midlertidig driftstillatelse, eller må man ha en permanent driftstillatelse? Statnett vurderer om det er aktuelt med STATCOM drift for både NordLink og NSL, og det er for begge linkene planlagt 2-3 måneder med STATCOM-drift per nå. Burde det ikke derfor stilles strengere krav til STATCOM-drift enn det man gjør ved en midlertidig driftstillatelse?	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	▪ Statnett sjekker opp dette, og kommer med en vurdering rundt dette på neste møte. ○ Det ble også en større diskusjon rundt oversendelse av data fra konsesjonær til tredjepart. Kamran mente at for å levere data, simuleringsmodeller og lignende må TSO/aktuelt nettselskap henvende seg til leverandør for å få til en Non-Disclosure Agreement, dette er noe upresist i forordningen. Alle kontrakter inneholder krav om at kjøper/konsesjonær ikke kan videreformidler informasjon om anlegget til en tredje part. Her kommer det til å bli en konflikt med leverandørene. I følge Kamran ble dette tatt opp under utformingen av forordningen, og det ble fulgt opp med advokater for å se på problemstillingen, uten at de kom med noen gjennomslag. Kamran mener det blir det feil at konsesjonær skal stå ansvarlig for informasjon som de ikke eier. Leverandøren pleier å få levert nettverksmodeller fra TSO til bruk i simuleringer. Disse inneholder kraftsensitiv informasjon, så leverandøren må undertegne sikkerhetserklæringer før de får tilgang (beredskapsforskriftene etc.). Det vil altså bli en utveksling av konfidensiell informasjon mellom leverandør og TSO begge veier slik forordningen ser ut nå. ▪ Statnett ser på denne problemstillingen, men ønsker samtidig å nevne at dette blir nye retningslinjer som en eventuell leverandør måtte komme til å tilpasse seg til. Hvorvidt det er et eget lovverk som regulerer leverandørenes mulighet til å dele teknisk data bør også vurderes. Statnett sjekker også opp med analyseavdelingen hvilke data som vil være aktuelle å melde inn. • Permanent driftstillatelse: ○ Ingen vesentlige innspill. • Begrenset driftstillatelse: ○ Ingen vesentlige innspill. • **Sidespor** – oversettelse ○ Det er gjort en del tolkning inn i oversettelsene. Dette er noe som må gjøres med forsiktighet, og det anbefales fra deltakerne at Statnett ikke legger for mye tolkning inn i sine oversettelser. Det er også brukt en del forskjellig begrepsbruk med tanke på om det står "system operator", "TSO", " aktuell system operator", "DSO" og så videre. Og hva er det engelske order for systemansvarlig? ○ Det anbefales at Statnett benytter en direkte oversettelse i sine oversettelser. Tolkninger og anførsler gjøres under kapittel for 'kommentarer'. ○ Det anbefales at Statnett benytter direkte oversettelse for 'System operator'= System operatør, TSO = TSO, grid owner = netteier osv. framfor å forsøke på tilpasninger til Norske forhold. Det er enighet om at det er vanskelig å gjøre en direkte oversettelse, feks: Hva er på engelsk omfattet av det norske begrepet/ordet 'systemansvarlig'. Betydningen av tydelige rollebegreper er aktualisert gjennom nylig endring av energiloven mht. eierskap av utekandskabler.	

#	Sak	Ansvarlig
	▪ Statnett presiserer at vårt utkast til forordningstekst er kun ment som en hjelp for å forstå forordningen. Den oversettelse som skal tas inn i norsk lovgivning vil bli foretatt av Utenriksdepartementet og vil erstatte Statnetts utkast. Men det er fortsatt ønskelig med kommentarer på den oversettelsen som er gjort, slik at vi kan bli enda tydeligere i de dokumentene som kommer.	
4.	**Krav til kostnad-nytteanalyse** Se presentasjonen. • Prinsipp for kostnad-nytte: o Hva ligger i rasjonelt? Bedriftsøkonomisk, samfunnsøkonomisk? Har kravene tilbakevirkende kraft? Det nevnes ingenting om kompensering (økonomisk) dersom konsesjonærer blir pålagt å etablere løsninger. Generelt er det en ubalanse i at Statnett skal vurdere, og det er en gråsone i at systemansvarlig skal fatte beslutninger som gjøres på bakgrunn av nettforhold. ▪ Statnett registrer at det er en rekke spørsmål til hvordan kostnad-nytteanalysen skal gjennomføres, og presiserer at det kun er krav om kostnad-nytteanalyse dersom det skal gjøres endringer i eksisterende anlegg eller det er søkt om unntak fra bestemmelsene. I så måte vil kravene endre seg for hele bransjen. Avslutningsvis er det viktig å poengtere at det ligger innunder ansvaret å være systemansvarlig at vi skal ta de vurderingen som trengs. Samfunnsmessig rasjonelt er et innarbeidet begrep innenfor energilovens virkeområdet. Dette er ytterligere presisert i Meld. St. 14 (2011–2012): *"Utviklingen av strømnettet skal, i tråd med energiloven, være samfunnsmessig rasjonell. Det innebærer at når beslutninger tas, må det vurderes at den samfunnsmessige nytten er større enn den samfunnsmessige kostnaden. I praksis benyttes samfunnsøkonomiske analyser/vurderinger for å vurdere om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt."* • Generelt kommentar – krav til nye anlegg: o Hva er en vesentlig endring? Dette var mye diskutert i ENTSO-E under utviklingen av forordningen. Nesten alle ble enig, men teksten ble ikke endret. Endring i funksjonalitet eller endring en-til-en? ▪ Statnett jobber med dette for DCC og RfG, hvor det er større utfordringer fordi en endring som utløser at man må følge det nye regelverket vil ha større utstrekning. Statnett vil i sin utarbeidelse av innspill til NVE ha en gjennomgang av hva vi anser som en vesentlig endring, og dette er noen som vil bli diskutert i referansegruppen.	Stian
5.	**Krav til unntak** Se presentasjonen. • Generell tilbakemelding på referanse til paragrafer:	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	○ Det bør i presentasjonen refereres til hvilken paragraf det er snakk om. Dette vil gjøre det enklere for deltakerne å følge med i forordningen underveis. Ble litt misforståelse da innholdet i § 79 og § 80 er ganske likt, og hvor § 79 gjelder der hvor unntak søkes fra HVDC-eier, mens § 80 gjelder der hvor aktuelt nettselskap/systemansvarlig/TSO søker. ▪ Statnett vil i fremtidige presentasjoner være mer konsekvente på å ta med referanser til de paragrafene som behandles i gjennomgangen. • Unntak ved DC-tilknyttet kraftparkmodul: ○ Problematisk at det stilles krav i PCC offshore. Det burde kun være kravetterlevelse i tilknytningspunktet onshore som burde være gjeldende. ▪ Statnett har dette i bakhodet når vi vurderer de tekniske kravene. • Register over unntak: ○ Direkte spørsmål til NVE på hvilken myndighet ACER har over NVE? ▪ NVE svarer at tredje elmarkedspakke ikke er innlemmet i norsk lovverk, så dermed har ikke ACER noen myndighet over NVE. EØS implementeringen av tredje elmarkedspakke legger føringer for hvilken myndighet ACER skal ha. • Oppfølging unntak: ○ Ingen vesentlige innspill. • Sammenligning med dagens regelverk: ○ Ingen vesentlige innspill. • Statnetts anbefalinger og avsluttende kommentarer: ○ Hvordan blir det om man endrer bruken av kablene? Hvis man går fra å trekke kraft (være en last, DCC) og når man begynner å levere krav fra for eksempel en vindpark etter at oljefeltet er tomt? Hvilke krav vil det da være snakk om, DCC eller HVDC koden? ○ Statnett bør gjøre en grundig vurdering av når man skal stille krav i henhold til DCC og HVDC forordningene. Statnett må ta tydeligere stilling til hvordan anlegg tilknyttet deres nett skal brukes, samt hvilken funksjonalitet som skal være tilgjengelig. Om et HVDC anlegg forsyner oljeinstallasjon eller et annet land har de den samme funksjonaliteten, og bør utnyttes i samme grad. ○ Avslutningsvis påpeker deltakerne at dersom man gjør kravene for rigide kan man muligens utelukke fremtidig utvikling. ○ Statnett bør avklare hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC koden. Dette uavhengig av om det er kraftproduksjon, forbruk eller en potensiell miks av dette i dag. Potensialet som ligger i framtidig nytte ved potensiell kraftproduksjon fra havvind må belyses. Det minnes om at dette er forhold som er spesielle for Norge og neppe vurdert i andre Europeiske land i forbindelse med etablering av koden.	

#	Sak	Ansvarlig
	○ Argumentene som spiller på hvorvidt det kun forbrukes eller produseres kraft er komplekse. Diodelikerettere er et forhold. Annet er at Offshorenett vil kunne ha produksjon som tidvis tilknyttes nettet, Edvard Grieg eller Goliat har store turbiner mens de fleste har både essensiell og nød generatorer. Hvorvidt det medfører netto produksjon eller forbruk av effekt mener flere av deltagerne er ikke avgjørende mht. å utnytte mulighetene som potensielt er tilgjengelige mht. reaktiv produksjon etc. ▪ Etter Statnett sitt syn faller kommentarene over her inn under vurdering av hva som er en vesentlig endring, samt inn under diskusjonen om når HVDC koden vil være gjeldende (som ble løftet opp i etterkant av referatet fra forrige møte). Dette er det nå lagd et aksjonspunkt på, og vi vil komme tilbake til dette på et senere referansegruppemøte.	
6.	**Generelle krav til kravetterlevelse** **Det ble ikke tid til gjennomgang av generelle krav til kravetterlevelse, dette kommer derfor på neste referansegruppemøte.**	Stian

Nye aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
4.	Undersøke mellomspenning DC-nett.	Stian	01.03.17
5.	STATCOM-drift, er det tillatt under spenningssetting eller midlertidig driftstillatelse.	Stian	01.03.17
6.	Hvem skal tilpasse seg koden mht. til simuleringsmodeller og oversendelse av data? • Undersøke om det finnes andre lovverk som beskytter intellektuell lovverk. • Undersøke hvilke "ønsker" analyse har.	Stian	01.03.17
7.	Oppdatere versjon av koden på eRoom. Ligger nå ute på eRoom under fanen: Publisert versjon av HVDC koden	Stian	22.12.17
8.	Gjennomføre gjennomgang av kravetterlevelse	Stian	Neste ref.gr.møte
9.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte. **Underlaget skal være publisert senest 2 uker før møte!**	Stian	Løpende
10.	Sjekke om det er mulig å dele rapport fra UK	Kamran	01.03.17
11.	Komme med innspill til tekstene som er publisert på eRoom, gjelder "Prosedyre for godkjenning av idriftsettelse" og "Generelle krav til kost-nytte analyse og unntak"	Alle	01.02.17

Videreførte aksjonspunkter fra tidligere møter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Fra forrige møtereferat kom det inn kommentar om på muligheten for kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Vil en slik kombinasjon falle inn under HVDC regelverket? Hvordan håndterer man i så fall det ved en stegvis utbygging der forbruket tilkobles først? Hvor vil man stille krav om at HVDC koden benyttes kontra DCC koden? Statnett skal komme med forslag på hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC koden. Statnett gjør en vurdering av når HVDC forordningen bør være gjeldende.	Stian	01.03.17

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 3 for innføring av forordning for tilknytning av HVDC.

Møtested/dato: Oslo/29.03.2017	Deltakere:	
	Kamran Sharifabadi	Statoil ASA
	Terje Sten Tveit	Energi Norge/Agder Energi
	Elisabeth N. Abildgaard	Statnett SF
	Eirik Eggum	NVE
	Stian B. Skaatan	Statnett SF
	Øystein Kirkeluten	Statnett SF
	Anne Sofie R. Risnes	Statnett SF
Møteleder: Stian Boye Skaatan	Fraværende:	
	Lars Ihler	NEK
	Astrid Ånestad	NVE
Møtereferent/adm.enhet: Anne Sofie R. Risnes /Stian Boye Skaatan	Kopi til: Tore Granli	Statnett SF
Vår referanse:	Neste møte: 23-24.05.2017	
Dato: 04.04.2017	Sign.: Stian Boye Skaatan	

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig

1.	**Introduksjon**
	
	Møteplan for våren:
	• 2 dagers møte – 23.-24 mai
	• Temaene for møtet vil være:
	  ○ Frekvens og aktiv effekt (art. 11,12,13,14,15,16,17,39,47)
	  ○ Spenning og reaktiv effekt (art. 18,19,20,21,22,23,40,48)
	  ○ FRT (se presentasjon fra møte 2).
	  ○ Øvrig (bl.a. black start (37))
	
	• Avsluttende møte – 19.juni
	  ○ Restanser og gjennomgang av konsistens
	
	Nordisk samarbeid:
	Stian orienterte. IGDs fra ENTSO E peker på at mer enn opprinnelig skal koordineres på nordisk nivå. Skal ikke ha betydning for det som er gjort tidligere i HVDC arbeidet.
	
	Format på Statnetts leveranse:
	Stian presenterte skisse over format på leveranse til NVE (se presentasjon). Statnett gjennomførte en møte med NVE i februar og fikk god tilbakemelding på plan for leveranse.
	
	Generell tilbakemelding til Statnett:
	• Være varsom med å foreslå "kjekt å ha"-krav. Kamran som har vært aktiv i de europeiske diskusjonene når koden ble utarbeidet viser til at koden bærer preg av TSOenes "frykt" for et energisystem med produksjonssammensetning med sol og vind – altså ikke regulerbar og uten treghetsmoment. Han viste videre til at syntetisk inertia fra HVDC kun finnes som lab-løsninger og at det finnes ikke som mulighet fra leverandører i dag. Også feilstrømsbidrag – reaktive bidrag inn i nett fra HVDC er heller ikke en lett løsning. Det blir da viktig å gjøre en vurdering av hvor egenskaper mest effektivt kan hentes, fra HVDC eller andre alternativ?
	
	• Gruppen ga tilbakemelding om at det er for mye forkortelser og henvisning til andre regelverk. Statnett bes derfor å ta med konteksten inn i underlagsdokumentet når nye ting nevnes, slik at det blir lettere å lese dokumentene.
		Stian

2.	**Oppfølging av aksjonspunkter** **Undersøke mellomspenning DC-nett (opp til 50 kV):** Mellomspennings DC skal inkluderes dersom den har grenseoverskridende påvirkning. Dette er uavhengig av om den har tilknytning til DSO eller TSO. Kan vi se for oss situasjoner der slike forbindelser har betydning? Statnett anser saken som lukket. **STATCOM-drift**: Betyr i realiteten at anlegget ikke er i mål. Dermed må det være tilstrekkelig med en midlertidig driftstillatelse. Men dette må handle om at vi ønsker å bruke egenskaper før anlegg (kablene) er ferdig. Vi trenger de samme simuleringer/dokumentasjon for å tillate drift så midlertidig driftstillatelse, som beskrevet i HVDC koden, må foreligge. *Bruk* av STATCOM til spenningsstøtte kommer ikke inn under koden. Statnett anser saken som lukket. **Oversendelse av data**:	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	Konsesjonær er ansvarlig for at leverandør kan gi ut data. Viktig at disse kravene er tydelige og kjent i forkant. Kravene må balansere hensyn til informasjonsbehov for TSO og behovet for å beskytte sensitiv informasjon. I henhold til kravene til kravetterlevelse (§70) skal aktuell systemoperatør offentliggjøre en liste med informasjon og dokumenter som skal leveres samt kravene som skal oppfylles av konsesjonær innenfor rammene for prosessen for å påvise kravetterlevelse. Statnett anser derfor denne saken som lukket. **HVDC- gyldighet for petroleumsinstallasjoner**. Etter Statnetts vurdering vil HVDC forordningen ikke stille krav til en offshore petroleumsinnretning (forbruk) tilknyttet kraftsystemet via et HVDC-system. Saken er belyst i et eget underlagsdokument og anses som lukket.	
3.	**Generelle krav til FRT for HVDC tilknytninger** Se presentasjon. **Generelle kommentarer til kravene til FRT (§25):** • Når en feil inntreffer (kommuterigsfeil). Må LCC omformer ha kondensatorbatteri for å opprettholde spenningen. Det er begrenset i et LCC system hvor langt ned du kan gå og hvor lenge en kan holdes. Skal kravene på LCC og VSC være de samme? Hvis kravet skal være det samme så må man ha en betydelig kondensatorbatteri for å holde kravet. Statnetts vurdering på Nordlink var at LCC ville blitt for dyrt fordi fasekompensator måtte installeres for å gjøre det "self-supprotive". Det ble enighet om at kravene må være teknologinøytrale og at kostnadene for å oppfylle krav må vurderes ved planlegging av nye anlegg. • Spørsmål fra deltakerne om hvordan Statnett har hensyntatt kravet om å bidra med kapasitiv strøm under gjenoppbyggingen etter feil. Sett i lys av dette og erfaring med faktiske prosjekt og test av evne til feilklarering mente gruppen at kravene er urealistiske og ukloke. Statnett oppfordres til å få frem statistikk for feilforløp og å kontakte leverandører. Statnett har allerede før møte kontaktet flere leverandører, men har ikke fått svar fra disse. • I diskusjonen ble det tydeliggjort at PPM (power park modules) tilknyttet via HVDC (offshore) skal følge kravene både onshore og offshore. Det er også viktig å klargjøre ved hvilken vindhastighet/effekt kravet skal oppfylles/verifiseres. • I dialog med leverandører har Statoil fått tilbakemelding om at kravet på 400 ms ikke er mulig og oppfylle. Statnett tar denne informasjonen med videre inn i diskusjonen med leverandører og i det videre arbeidet. • Statnett vil frem mot neste møte se nærmere på FRT-kraven og se dette i sammenheng med kravene til å bidra med kapasitiv strøm under gjenoppbygging etter feil. Oppdatert underlagsdokument publiseres før neste møte. **Kommentarer til §26:** • Ingen vesentlige kommentarer og Statnett vil derfor gå videre med å anbefale de foreslåtte verdien inn i underlagsdokumentet. Statnett oppdaterer dette under arbeidet med FRT kravene. **Kommentarer til resterende innhold i paragrafene:** • Ingen vesentlig kommentarer.	Stian /Øystein

#	Sak	Ansvarlig
4.	**Generelle krav til kravetterlevelse** **Generelle kommentarer:** **Tydeliggjøring av PCC**. I England settes denne til offshore siden. Gruppen var enige om at PCC ligger ved tilknytting til TSO. Statnett tydeliggjør hva som er PCC i oversendelsen til NVE. **Format og beskrivelse av tester.** Trenger vi ytterligere nasjonale krav/retningslinjer for testing? Hvis dette skal etableres vil det være naturlig at dette foreslås fra Statnett og at NVE godkjenner slik etablert prosedyre for praksis fra systemansvarlig er. Dette vil også gjelde forutsetninger for testing må eventuelt gjennomgås i etterkant av at koden er implementert. Viktig å tydeliggjøre at konsesjonær kun skal levere dokumentasjon der funksjonaliteten er påkrevd. Alt anlegget kan eller skal, må bevises gjennom dokumentasjon. **Testing av black-start.** Under testing bør det tydeliggjøres at for å dokumentere kravet så må også evne til å synkronisere med nett ved vinkelforskjell dokumenteres. Statnett kommer tilbake til dette under temaet svartstart. Har anlegget evne til å sette spenning og eventuelt synkronisere? Dekker §37 behov for synkronisering etter svart start? I utgangspunktet tror ikke gruppen det, selv om det er enighet om at ved svartstart så er det behov for å sikre at kravet til synkronisering er fulgt og dokumentert. **Spørsmål fra gruppen om ansvar.** Hvis forutsetningene i nettdata endres etter at et anlegg er idriftsatt, hvem er da ansvarlig for dokumentasjon og testing? Et eksempel kan være hvis Mongstad legges ned, og det blir endringer kortslutningsstrømmer. Statnett lager en beskrivelse av dette til neste møte. Det er ingen stor endring eller stor jobb med dokumentasjon for kravetterlevelse. Testprosedyrene bør være så lik som mulig mellom land, og hvis vi skal ha egen veiledning så må dette hensynet tillegges vesentlig vekt.	Stian
5.	**Generelle krav til kontroll, vern og informasjonsutveksling** **Generelle kommentarer:** Diskusjon om bruk av norsk ord for POD og SSTI. Magnar Hernes ved SINTEF har laget en rapport om SSTI og har muligens forslag til norsk ord. Statnett bruker i kabelprosjektene normalt forkortelsen når temaene behandles. Størrelsen på POD må stå i forhold til størrelsen på anlegget, samt behovene i nettet rundt. Parametersettingen skal avklares mellom HVDC eier og TSO. Statnett anser saken som lukket.	Stian
6.	**Eventuelt og generelle kommentarer:** Referansegruppen uttrykker bekymring for krav hvor bruken vil kreve endringer i andre siden av kabalen. F.eks. hvis tyske krav påvirket hva de kan "ta" på norsk side. Statnett tar kommentaren til etterretning og vil passe på dette. Ellers var gruppen fornøyd med at underlaget kom ut i tide og at det ble gode diskusjoner på møtet.	Stian

Nye aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Sjekke kravene som er stilt til FRT i Statnetts kravspesifikasjon til leverandør og hører om disse kan deles med referansegruppen.	Elisabeth	09.05.2017
2.	Ny gjennomgang av krav til FRT, og da sett i sammenheng med kravene som stilles til bidrag med reaktiv effekt under gjenoppbygging etter feil. Statnett tar også med kravene til gjenoppretting av aktiv effekt etter feil som presentert på møtet.	Stian /Øystein	09.05.2017
3.	Utarbeide en beskrivelse/klargjøring av hva som er PCC for HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler.	Stian	09.05.2017
4.	Endringer i nett (forbruk/produksjon), hvem har ansvar dersom det gjøres endringer i nettet? Hvordan påvirker eventuelt dette utbygger? Hva er grensesnittet mot SO GL? F.eks. dersom Mongstad legges ned.	Stian	09.05.2017
5.	Statnett bør i forkant av diskusjon om krav til frekvensregulering forberede underlag som sier noe om forskjellen på marked og funksjonskrav og hvordan dette er tenkt. Inkluder også hvilke evner som SK4 og de andre Statnett-kablene har på dette området.	Stian /Anne Sofie	09.05.2017
6.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte. **Underlaget skal være publisert senest 2 uker før møte!**	Stian	Løpende

Videreførte aksjonspunkter fra tidligere møter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Sjekke om det er mulig å dele rapport fra UK (ref. referat 2 møte)	Kamran	01.05.17

Fullførte aksjonspunkter fra tidligere referat:

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig og ufullstendig definert i HVDC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	18.2.2016
2.	Invitere Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) til å bidra i arbeidet med HVDC koden	Stian	1.3.2016
3.	Undersøke mellomspenning DC-nett.	Stian	01.03.17
4.	STATCOM-drift, er det tillatt under spenningssetting eller midlertidig driftstillatelse.	Stian	01.03.17
5.	Hvem skal tilpasse seg koden mht. til simuleringsmodeller og oversendelse av data? • Undersøke om det finnes andre lovverk som beskytter intellektuell lovverk. • Undersøke hvilke "ønsker" analyse har.	Stian	01.03.17

6.	Oppdatere versjon av koden på eRoom. Ligger nå ute på eRoom under fanen: Publisert versjon av HVDC koden	Stian	22.12.17
7.	Gjennomføre gjennomgang av kravetterlevelse	Stian	Neste ref.gr.møte
8.	Fra forrige møtereferat kom det inn kommentar om på muligheten for kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Vil en slik kombinasjon falle inn under HVDC regelverket? Hvordan håndterer man i så fall det ved en stegvis utbygging der forbruket tilkobles først? Hvor vil man stille krav om at HVDC koden benyttes kontra DCC koden? Statnett skal komme med forslag på hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC koden. Statnett gjør en vurdering av når HVDC forordningen bør være gjeldende.	Stian	01.03.2017

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 4 for innføring av forordning for tilknytning av HVDC.

Møtested/dato: Oslo/23.05.2017	Deltakere:	
	Kamran Sharifabadi	Statoil ASA
	Terje Sten Tveit	Energi Norge/Agder Energi
	Elisabeth N. Abildgaard	Statnett SF
	Astrid Ånestad	NVE
	Lars Ihler	NEK
	Stian B. Skaatan	Statnett SF
	Øystein Kirkeluten	Statnett SF
	Roar Kristensen	Statnett SF
Møteleder: Stian Boye Skaatan	Fraværende:	
	Eirik Eggum	NVE
	Anne Sofie R. Risnes	Statnett SF
Møtereferent/adm.enhet: Roar Kristensen /Stian Boye Skaatan	Kopi til: Tore Granli	Statnett SF
Vår referanse:	Neste møte: Oktober 2017	
Dato: 23.05.2017	Sign.: Stian Boye Skaatan	

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	**Innledning og gjennomgang av agenda** **Implementation Guidance Documents (IGD)** Spørsmål fra Kamaran om veiledningsdokumentene (Implementation Guidance Documents) fra ENTSO-E er tenkt å gå igjennom i møtet? Kamran gjør samtidig gruppen oppmerksom på at det mye av innholdet er omstridt, og ønsker at status for IDG blir tydeliggjort i leveransen til NVE. • Stian – ingen direkte gjennomgang av IGDs vil bli gjort i løpet av referansegruppemøtene, men der det er aktuelt innhold vil dette bli tatt med inn i diskusjonene. Statnetts syns på IGDs vil fremkomme av leveransen til NVE.	Stian
2.	**Oppfølging av aksjonspunkter** **PCC –hva og hvor er dette?** Se presentasjon med tilhørende figurer. Kamran stilte spørsmål om det ville vært mer hensiktsmessig dersom det kunne vært mindre strenge krav til AC-systemet offshore, så lenge kravene på AC-siden på land blir oppfylt. • Statnett – aktuell systemoperatør offshore (eier av HVDC-systemet som vindparken tilknyttes mot) skal avtale kravene som vil være gjeldende for det AC-tilknyttet offshore nett med den aktuelle utbygger, og det vil i så måte være noe handlingsrom for at det kan stilles mildere krav i grensesnittpunktet mellom kraftparkmodul og HVDC-systemet. Kamran mener det kan være motstridende krav til offshore kraftparkmoduler i HVDC og RfG. I det tilsvarende arbeidet som gjøres i UK, er det sendt brev til ENTSO-E og ACER om dette. Brevet ligger vedlagt dette referat. **Endringer i nett** Se presentasjon. *Ansvarlig for dokumentasjon og testing* Ansvarsforholdene er godt definert i forordningen når det gjelder krav til dokumentasjon og testing. Kamran mener at det må være tilstrekkelig med simuleringer av kravetterlevelse, slik at man slipper at en fullskala test må gjennomføres ved endringer i nett. Terje forventer at Statnett gjør utvidet systemstudie for å vise hvordan store anlegg påvirker totalsystemet. Hva ligger i så fall i en slik systemstudie mot det som ligger i konsesjonærenes analyser (som skal vise at anlegget klarer kravene i tilknytningspunktet). Terje ønsker at de som gjør endringer i nettet også bør også dekke kostnadene for de som blir berørt. Dette bør være en del av konsesjonsbehandling. *Grensesnittet mot driftskodene* Hva med frekvensreserver som hentes over HVDC-kabler ved feil i kraftsystemet? • Statnett - anlegg skal ha funksjonalitet, bruken reguleres ikke av HVDC-forordningen.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	Kostnadene ved å stille funksjonlitetskrav for freksvensreguleringsreserve burde vært bedre belyst. • Statnett tar kommentaren til etterrettning og vil inkludere tanker rundt dette i utarbeidelsen av underlaget som sier noe om forskjellen på marked og funksjonskrav.	
3.	**Oppdatert plan for leveranse** Se presentasjon. Utsatt leveranse til NVE ut året og gjennomgang av ny fremdriftsplan. <u>Møtet 19.6. utgår.</u>	Stian
4.	**Hvilke krav i forbindelse med frekvens og spenning er å anse som prosjektspesifikke?** Se presentasjon og omfattende tabell. Kommentarer til spesifikke paragrafer: § 14 - Viktig med syntetisk inertia ved lettlastperioder om sommeren, men ingen vet hva dette koster å få implementert i spesifikke prosjekter. Blir det plikt til å levere, eller marked? En plikt til leveranse vil gjøre andre investeringer for å levere i et marked ulønnsomme. Det kan imidlertid være positivt av anleggene får denne funksjonalitet, da Norge har noe å selge. *Generelle kommentarer:* Hva skjer når det på en forbindelse kommer en innmating/uttak midt i kabelen (interconnector)? Det er mulig dette da skal sees på som masket nett, og dermed ikke er å anse som en del av denne forordningen. Det bør derfor i oversendelsen til NVE stå en setning om hvordan man håndterer forhold som ligger utenfor omfanget av forordningen. Det bør være krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet når det skal stilles prosjektspesifikke kravet. Dette for å sikre likebehandling og at eksterne aktører ikke stilles strengere krav enn Statnetts egne anlegg. Det er noe usikkerhet om i hvilken grad UK skal følge grid codes etter Brexit. Kamran mener det uansett kommer så mange vedlegg nasjonalt at vi kan stå igjen med like mange forskjeller som før samordningsarbeidet starter. Standardiseringsorganisasjoner ser nå for fult på tilknytningsregelverkene og at standardene blir oppdatert tilsvarende, noe som er et omfattende arbeide. NEK opplyser samtidig at de ønske om ta inn oversettelser av de viktigste begrepene inn i International Electrotechnical Commissions (IEC) - Electropedia: The World's Online Electrotechnical Vocabulary. Ellers ingen øvrige kommentarer til tabellen.	Stian
5.	**Norconsult - Behov for egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett og separatdrift hos produksjonsenheter** Se presentasjon.	Martha Marie

#	Sak	Ansvarlig
6.	**Innledende diskusjoner om frekvens, aktiv effekt, spenning og reaktiv effekt** Se presentasjon. *Frekvens og aktiv effekt* Det mangler en eksplisitt bestemmelse om at HVDC-systemer (interconnector) skal ha mulighet til å motta signaler fra tilknytningspunktet i andre enden, slik det gjøres for DC-tilknyttede kraftparkmoduler i § 39. Denne mangelen bør omtales i oversendelsen til NVE, og kravet er viktig for å kunne utveksle raske systemtjenester. Fra § 39 annet ledd stilles det krav dersom den DC-tilknyttede kraftparkmodulen er tilkoblet mer enn ett kontrollområde. Statnett sjekker opp hva som menes med bestemmelsen, og hvordan dette henger sammen med omfanget av forordningen definert i § 3. *Spenning og reaktiv effekt* Anlegget bør være dimensjonert/innstilt slik at de holder inne lenger en det som er forventede spenningsvariasjoner. § 19 om hurtig feilstrøm (fast fault current) blir ikke spesifisert av prosjektene i dag, men det er usikkert hva som ligger i begrepet og bestemmelsen. Statnett vil forsøke å utdypet dette til neste møte. Terje kommenterer at vi må være bevist på kravene som stilles, slik at det ikke bare fylles på med krav som er 'kjekt å ha'. § 20 om utveksling av reaktiv effekt og U-P/P_{max} profilen er vanskelig å forstå. Kravet som gis av rammene i figuren i § 20 virker strengt. På en 1400 MW kabel stilles det i dag krav om 460 MVAr i mottakerenden og 470 i sendeenden. Statnett må komme med tydelig underlag på dette og U-P/P_{max} profilen må forklares på nytt før diskusjonene starter opp i neste møte.	Stian/ Øystein
7.	**Avslutning, neste møte og eventuelt** Tilbakemlding til underlaget som er sendt ut og gjennomgått på møtet bes sendes inn innen 30.6. Det er utfordrende å snakke med leverandørene. De sier i utgangspunktet at de kan gjøre 'alt', men når det kommer tettere på så er det ofte vanskeligere og medfører ofte store kostnader. Statnett bes derfor være bevist på kravene som stilles. Deltakerene bes sende inn konkrete spørsmål som vi kan stille til leverandørene, dersom de har noen. Neste møte: Juni-møtet går ut. Doodle om nytt møte i oktober.	Stian

Nye aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Fra § 39 annet ledd stilles det krav dersom den DC-tilknyttede kraftparkmodulen er tilkoblet mer enn ett kontrollområde. Statnett sjekker opp hva som menes med bestemmelsen, og hvordan dette henger sammen med omfanget av forordningen definert i § 3.	Stian	Oktober 2017
2.	§ 19 om hurtig feilstrøm (fast fault current) blir ikke spesifisert av prosjektene i dag, men det er usikkert hva som ligger i	Stian	Oktober 2017

#	Aksjon	Hvem	Når
	begrepet og bestemmelsen. Statnett vil forsøke å utdypet dette til neste møte. Vil være en naturlig del av underlaget som skal foreligge til neste møte og Statnett tar med dette i utarbeidelsen av underlag.		
3.	§ 20 om utveksling av reaktiv effekt og U-P/P_{max} profilen er vanskelig å forstå. Kravet som gis av rammene i figuren i § 20 virker strengt. På en 1400 MW kabel stilles det i dag krav om 460 MVAr i mottakerenden og 470 i sendeenden. Statnett må komme med tydelig underlag på dette og U-P/P_{max} profilen må forklares på nytt før diskusjonene starter opp i neste møte. Vil være en naturlig del av underlaget som skal foreligge til neste møte og Statnett tar med dette i utarbeidelsen av underlag.	Stian	Oktober 2017
4.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte. **Underlaget skal være publisert senest 2 uker før møte!**	Stian	Løpende

Videreførte aksjonspunkter fra tidligere møter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Sjekke om det er mulig å dele rapport fra UK (ref. referat 2 møte)	Kamran	Oktober 2017
2.	Ny gjennomgang av krav til FRT, og da sett i sammenheng med kravene som stilles til bidrag med reaktiv effekt under gjenoppbygging etter feil. Statnett tar også med kravene til gjenoppretting av aktiv effekt etter feil som presentert på møtet.	Stian /Øystein	Oktober 2017
3.	Statnett bør i forkant av diskusjon om krav til frekvensregulering forberede underlag som sier noe om forskjellen på marked og funksjonskrav og hvordan dette er tenkt. Inkluder også hvilke evner som SK4 og de andre Statnett-kablene har på dette området.	Stian /Anne Sofie	Oktober 2017

Fullførte aksjonspunkter fra tidligere referat:

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig og ufullstendig definert i HVDC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	18.2.2016
2.	Invitere Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) til å bidra i arbeidet med HVDC koden	Stian	1.3.2016
3.	Undersøke mellomspenning DC-nett.	Stian	01.03.17
4.	STATCOM-drift, er det tillatt under spenningssetting eller midlertidig driftstillatelse.	Stian	01.03.17

#	Aksjon	Hvem	Når
5.	Hvem skal tilpasse seg koden mht. til simuleringsmodeller og oversendelse av data? • Undersøke om det finnes andre lovverk som beskytter intellektuell lovverk. • Undersøke hvilke "ønsker" analyse har.	Stian	01.03.17
6.	Oppdatere versjon av koden på eRoom. Ligger nå ute på eRoom under fanen: Publisert versjon av HVDC koden	Stian	22.12.17
7.	Gjennomføre gjennomgang av kravetterlevelse	Stian	Neste ref.gr.møte
8.	Fra forrige møtereferat kom det inn kommentar om på muligheten for kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Vil en slik kombinasjon falle inn under HVDC regelverket? Hvordan håndterer man i så fall det ved en stegvis utbygging der forbruket tilkobles først? Hvor vil man stille krav om at HVDC koden benyttes kontra DCC koden? Statnett skal komme med forslag på hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC koden. Statnett gjør en vurdering av når HVDC forordningen bør være gjeldende.	Stian	01.03.2017
9.	Sjekke kravene som er stilt til FRT i Statnetts kravspesifikasjon til leverandør og hører om disse kan deles med referansegruppen.	Elisabeth	09.05.2017
10.	Utarbeide en beskrivelse/klargjøring av hva som er PCC for HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler.	Stian	09.05.2017
11.	Endringer i nett (forbruk/produksjon), hvem har ansvar dersom det gjøres endringer i nettet? Hvordan påvirker eventuelt dette utbygger? Hva er grensesnittet mot SO GL? F.eks. dersom Mongstad legges ned.	Stian	09.05.2017

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 5 for innføring av forordning for tilknytning av HVDC.

Møtested/dato:	Deltakere:	
Oslo/02.11.2017	Kamran Sharifabadi	Statoil ASA
	Terje Sten Tveit	Energi Norge/Agder Energi
	Elisabeth N. Abildgaard	Statnett SF
	Eirik Eggum	NVE
	Stian B. Skaatan	Statnett SF
	Hans Olav Ween	Statnett SF
	Jon N. Ødegård	Statnett SF
Møteleder:	Fraværende:	
Stian Boye Skaatan	Astrid Ånestad	NVE
	Lars Ihler	NEK
Møtereferent/adm.enhet:	Kopi til:	
Hans Olav Ween	Tore Granli	Statnett SF
/Stian Boye Skaatan		
Vår referanse:	Neste møte:	
Dato:	Sign.:	
22.11.2017	Stian Boye Skaatan	
	.....	

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	**Innledning, gjennomgang av agenda og oppfølging av aksjonspunkter** Se presentasjon, samt gjennomgang av aktuelle temaer omtalt i aksjonslisten. Generell kommentar om at referansegruppens synspunkter slik de er presentert i møter og via epost må inn i oversendelsen til NVE. • Statnett vil ta med de synspunkter vi har mottatt i vår oversendelse til NVE, og dette vil ligge inne når samlenotatet sendes til gruppen i løpet av november. En annen generell kommentar er at flere av kravene utelukker LCC-teknologi. Er det ønskelig å favorisere VSC i lovverket i så stor grad? Statnett bør ha et synspunkt på dette. • Statnett vil ta en vurdering på dette og inkludere dette i leveransen til NVE.	Stian
2.	**Øvrige generelle krav** Se presentasjon for innhold og Statnetts anbefaling. *§ 1 – Formål* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§2 – Definisjoner* I oversettelsen av pkt. 5 "HVDC interface point" har Statnett lagt til at dette gjelder AC nett. Dette er feil og ikke en del av den engelske teksten. Statnett bes derfor gjøre en ny vurdering. • Statnett sjekk opp oversettelsen, og kommer med en ny vurdering. Definisjonene inneholder en del ulike roller. Disse bør beskrives under definisjoner. Gruppen mener også at ikke alle roller nødvendigvis er tilpasset norske forhold. Dette gjelder i hovedsak; Relevant system operator, Relevant TSO, HVDC system owner, DSO og CDSO. • Statnett vil forsøke å tydeliggjøre vår forståelse av de ulike rollen inn i definisjonslisten. Statnett bør tydeliggjøre forståelsen av Pmaks (pkt. 7), da denne vil være avhengig av import/eksport og om det er en interconnector eller tilknytning av DC-tilknyttede kraftparkmoduler. Pmax kan forstås som en verdi ved eksport eller en verdi ved gjeldende effektretning, som i noen tilfeller vil være ulike. • Statnett vil tydeliggjøre dette i oversendelsen til NVE. *§3 – Virkeområde*	Stian/ Hans Olav

#	Sak	Ansvarlig
	Gruppen presiserer at RfG kravene til DC-tilknyttede kraftparkmoduler ikke kan være gjeldende i HVDC-tilknytningspunktet mot AC nettet. • Etter Statnetts vurdering kommer dette tydelig frem i oppfølgingsdokumentet "PCC – hva og hvor er dette?", så ingen videre oppfølging vil være nødvendig. Noen deltakere i gruppen fremmer også at de ikke nødvendigvis er enig virkeområde for forordningen, men aksepterer at det er slik. Det vises til tidligere referater for kommentarer på Statnett vurderinger rundt virkeområde og publiserte oppfølgingsdokumenter. • Statnett vil legge inn de kommentarer vi i tidligere møter har mottatt på dette i samledokumentet. *§4 – Virkeområde for eksisterende anlegg* Gruppen ønsker en påpekning om at avtaler med motpart på kabelen er nødvendig for å kunne levere enkelte funksjoner. Det er viktig at systemoperatøren ikke gis mulighet til å pålegge ekstra funksjonalitet for å få gratis tjenester, samtidig med at funksjonaliteten som ligger i anlegget ikke forringes ved oppgradering av eksisterende anlegg. Gruppen er i tillegg bekymret for at det kan komme tilleggskrav, som kan være kostnadsdrivende, når det vurderes hvorvidt eksisterende anlegg skal underlegges ny forordning. • Statnett tar kommentaren til etterretning, og vil inkludere innspillet i oversendelsen til NVE. *§5 – Regulatoriske forhold* Gruppen mener det er en utfordring at andre enn Statnett har lite innsyn og mulighet til å ta del i beslutninger om funksjonalitet og potensiell rolleblanding mellom Statnetts interesser og kommersielle aktørers interesser. Generelt mener gruppen at transparens, involvering og rolletydelighet (forholdet mellom TSO/DSO) er viktige elementer som bør diskuteres/behandles i det videre arbeidet. • Statnett er enig i at transparens, bransjeinvolvering og rolletydelighet er viktige elementer når koden skal operasjonaliseres. Koden stiller klare krav til transparens og bransjeinvolvering, og vi mener derfor at denne delen er godt dekket av forordningen. Rolletydelighet er noe Statnett (som også er eier av mellomlandsforbindelser) er opptatt av, og det er et eget arbeid som skal se på rollefordelingen mellom TSO/DSO. Videre er det viktig å merke seg at Statnett er tillagt rollen som systemansvarlig (særnorsk betegnelse). Denne rollen er regulert gjennom forskrift om systemansvaret. Formålet med fos er å "legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet". Systemansvarlig skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende, utvikle markedsløsninger, som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. Vi mener derfor at Statnetts anbefalte løsning ved at systemansvarlig delegeres hjemmel (§5.9) til å fastsette funksjonskrav, prosesser og metodikk for oppfølging av forordningens ulike krav er en god	

#	Sak	Ansvarlig
	løsning. Det vil sikre en god transparens, bransjeinvolvering og rolletydelighet. Videre kom det en egen kommentar fra Terje på Statnetts anbefalte løsning, der han mener at Statnett ikke bør være de som sitter med ansvaret for å utvikle "veileder", men en komite som er satt ned av NVE. Denne komiteen bør være uavhengig av Statnett (selv om Statnett bør sitte i gruppen). Dette begrunnes med at han ser problemer med at det er Statnett, som også eier kabel, som skal definerer krav samtidig som de er i konkurranse med andre selskaper. • Statnett tar kommentaren til orientering og skriver innspillet inn i leveransen til NVE, men ønsker ikke å endre sin anbefaling som følge av kommentaren på dette punktet. *§6 – Flere systemansvarlige* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§7 – Kostnadsdekning* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§8 – Offentlig høring* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§9 – Involvering av interessenter* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§10 – Taushetsplikt* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§24, 44, 50 – Spenningskvalitet* Gruppen er enig at dette håndteres av forskrift om leveringskvalitet (fol) og dermed ikke bør påvirkes av NC-HVDC, for øvrig ingen vesentlige innspill. *§37 – Svartstart* Gruppen mener at svartstarttjenester har en kostnader knyttet til å besørge ekstra strømforsyning for styringe av strømretteranleggene, samt økt behov for testing av funksjonalitet. Det bør derfor presiseres i samledokumentet at svartstart ikke er et krav, men en tjeneste som kan tilbys og avtales mellom eier og aktuell systemoperatør. • Statnett tar kommentaren til etterretning, og vil i samledokumentet presisere det overnevnte. Det ble også stilt et konkret spørsmål om det er krav til svartstart for HVDC anlegg i beredskapsforskriften.	

#	Sak	Ansvarlig
	• Statnett sjekker opp med NVE hvorvidt det stilles krav til svartstartegenskaper for omformerstasjoner iht. dagens forskrift. Kamran kommenterte at det i UK er gjennomført en analyse om markeder for svartstart. Kamran sjekker om deler av denne analysen kan deles med gruppen. *§38, 45. 46 – Virkeområde for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformere* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§54 – Simuleringsmodeller* Som tidligere melder gruppens deltakere at det er utfordringer med at leverandørene ikke vil at simuleringsmodellene videresendes til tredjepart (Statnett, Systemansvarlig, NVE). Gruppen anbefaler Statnett å løfte problemstillingen til ENTSO-E for å høre hvordan dette håndteres i Europa for øvrig. • Statnett vil forhøre seg med ENTSO-E, og eventuelle leverandører om dette er å anse som et problem. Svaret herfra vil inkluderes i leveransen til NVE. Videre mener gruppen at Statnett burde klare seg med "black-box" modeller og ikke fullverdige modeller, og at nivået på modellene bør legges på et hensiktsmessig nivå. • Presisering av innholdet i modellene vil være gjenstand for videre utdypning i operasjonaliseringen av forordningen. Statnett tar allikevel kommentaren til etterretning, og vil søke å finne fornuftige løsninger sammen med bransjen/leverandører i operasjonaliseringen av forordningen. *§75, 76 – Ikke-bindende veiledning og overvåking av implementering* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen. *§84, 85, 86 – Avsluttende bestemmelser* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen.	
3.	**Generelle krav til frekvens og aktiv effekt** Se presentasjon for innhold og Statnetts anbefaling. *§11 – Frekvensområde* Kravene til frekvensområde er strengere enn dagens krav gitt av FIKS, uten at endringen virker å speile den faktiske endringen i kraftsystemet. Å øke intervallet for hva den kontinuerlig frekvensen kan være, er svært uheldig. Dette utelukker i praksis LCC-teknologi og vil være fordyrende for VSC. Selv om frekvenser i området 49 - 51 Hz i prinsippet ikke vil være et problem. 90	Stian/Jon

#	Sak	Ansvarlig
	minutter for underfrekvenser (< 49 Hz) vil derimot være svært urealistisk. Gruppen ber på bakgrunn av dette Statnett gjøre en vurdering om det bør søkes tilpasning til forordningen. Dersom FIKS kravene er fornuftig, bør det kunne argumenteres for å legge dette til grunn for NC-HVDC kravene, selv om dette innebærer en EØS tilpasning. Gruppen ber videre Statnett utarbeide underlag på hvor mye merkostnader, som kan komme som følge av kravene gitt av forordningen, og bør avklare dette med leverandører. • Statnett tar kommentarene til etterretning og vil sjekke opp frekvensområde med leverandører og ENTSO-E. Statnett vil også inkludere dette i samlenotatet. <u>§12 – ROCOF-egenskaper</u> • Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen <u>*§13 – Styring av aktiv effekt og rampehastighet*</u> Gruppen mener at ramping kan være en løsning ikke bare et problem, slik Statnett beskriver dette. Samtidig er det viktig å se hvordan kabler kan utnyttes effektivt, innenfor nødvendige stabilitets- og forsynings-sikkerhetskrav. Statnett bør også ta hensyn til at det kan tilbys rask regulering på motstående side, da det Norske systemet har unike muligheter for regulering av effekt. Det bør derfor ikke stilles krav som vanskeliggjør leveranse av systemtjenster/effekttjenester til utlandet. Kravene som stilles kan påvirke kostnaden både på omformer og kabel avhengig av hva kravet blir, og gruppen er derfor opptatt av at detaljene blir klarlagt tidlig. • Statnetts anbefaling er at kravene til styring av aktiv effekt og rampinghastighet må ses i sammenheng med valg av teknologi, markedsutvikling og avtaler, og at kravene derfor må avtales for hvert enkelt prosjekt. Statnett tar derfor kommentaren til etterretning, og vil så tidlig som mulig i enkeltprosjekter diskutere problemstillingen. <u>*§39 – Krav til frekvensstabilitet for DC-tilknyttede kraftparkmoduler*</u> Gruppen har et konkret spørsmål, og lurer på om 5% ila. 10 sekunder gjelde for en vindkraftpark eller pr. turbin. I praksis vil det alltid være turbiner som står, noe som vil si at Pmaks vil være lavere enn teoretisk verdi for parken. Hva legges til grunn? • Responsen på 5% ila 10 sekunder gjelder for vindkraftparken og er referert til parkens maksimale ytelse. Man har definert Pmax, til å være parkens ytelse og det er denne man refererer statikken til. Parkkontrolleren vil derfor regulere 5% ila 10 sekunder ved frekvenssteg uavhengig om et antall turbiner er ute (inntil en hvis grad), i og med at det reguleres etter effekten i tilknytningspunktet. Dersom mange turbiner er ute vil dette kunne jevnføres med å nå minimalt reguleringsvolum, men dette er å anse som et unntak. <u>*§47 – Krav til frekvensstabilitet for fjern ende HVDC-omformere*</u> • Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen	

#	Sak	Ansvarlig
4.	**Generelle krav til spenningsstøtte og reaktiv effekt** Se presentasjon for innhold og Statnetts anbefaling. *§18 – Spenningsområder* Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen, annet enn at det legges til grunn at medium voltage DC ikke er en del av forordningen, men at dette på sikt kan komme. *§19 – Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil* Etter gruppens oppfatning er kravene slik de er gitt i Statnetts anbefaling for rigide. Gruppen mener også at kravene er teknologiavhengig, og det er en utfordring at man må ha en fasekompensator eller STATCOM for å tilfredsstille kravene (gjelder i hovedsak for LCC). Kravene slik de er diskriminerer mellom teknologier, noe som også gjelder for fullomformer vindkraftanlegg. Etter gruppens vurdering bør egenskaper for hurtig feilstrømsbidrag vurderes i de ulike tilknyttede nettsystemene og de rådende forhold, det er ikke en "one-size fits all". Et forslag fra gruppen er at dette kan forespørres som en betalt tjeneste fra TSO (på samme måte som for svartstart), for så å avtale selve funksjonaliteten. Dette vil blant annet sikre at kravet er gjennomtenkt og at man ikke påfører systemet ytterligere problemer/skade. Videre mener gruppen at Statnett bør ta inn i samlenotatet en vurdering der vi stadfester at vi ikke skal stille strengere krav enn hva teknologien faktisk kan levere og at de detaljerte krave utformes i nær dialog med aktuelle tiltakshavere. I Statnetts anbefaling står det at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere slik at man kan gjøre tilpasninger. Dette er ikke et heldig krav. Å justere parametere for oppførselen i ett feilforløp vil påvirke oppførselen i andre feilforløp. Det vil si at en endring i parametere vil kreve komplett testing av ny oppførsel (dynamic perforance study). En slik tilpasning av parametere i ettertid vil altså være svært arbeidskrevende for eieren av HVDC-anlegget. • Statnett har anbefalt en løsning der funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere, og at selve kraven som stilles vil gjøres i operasjonaliseringen av forordningen da det er store usikkerheter og diskusjoner rundt denne funksjonaliteten. I arbeidet med operasjonaliseringen vil derfor kommentaren mottatt i dette arbeidet tas hensyn til, og videre diskusjon med bransjen vil være nødvendig. Statnett vil i samlenotatet tydeliggjøre sine vurderinger og prosessen rundt dette. *§20, 22 – Evne til å levere reaktiv effekt og modus for regulering av reaktiv effekt* Forordningen er noe vanskelig å forstå, og etter gruppens syn er det enklere å forholde seg til FIKS enn til nye krav, der krav til reaktiv effekt skal defineres individuelt. Generelt kan man si at den indre konvolutten ikke er noe problem, men at med den ytre grensen kan ses noen problemer. Med dette mener man at hjørnene(nedre venster og øvre høyre) og plassering av indre konvolutt innenfor den ytre konvolutten kan være et problem for anleggene, unødvendig strenge og svært kostnadskrevende å innfri. Figurene burde derfor avgrenses ved å avrunde hjørnene i konvolutten. Videre mener gruppen at hjemmelen er for vid, og at det kan være uheldig med aktuelle systemoperatører med mangelfull teknisk kompetanse som står i fare for å legge indre konvolutt i umulige plasseringer (de krevende hjørnene av ytre	Stian/ Hans Olav

#	Sak	Ansvarlig
	konvolutt). I den foreslåtte veilederen bør det derfor fremkomme anbefalte profiler innenfor indre konvolutt, med en cos φ = +/- 0,95. Det bør også fremkomme av samlenotatet at konvolutten kan være forskjellig avhengig av om man er i eksport eller import. At konvolutten kan ha en hvilken som helst kurveform, og at denne ikke nødvendigvis trenger å være firkantet. Videre ble det stilt spørsmål ved oppstart av vind (med mye kabel), hvor det vil trekkes mye reaktivt i oppstart. Hvis kravene stilles fra tid =0, så vil dette kreve at det installeres kompensering i tilknytningspunktet (for å overholde kravene om å ikke trekke/levere for mye reaktivt). Avslutningsvis ble det kommentert at figuren er misvisende, ved at den viser opp til 1,15 pu., mens kravet iht. §18 er innenfor 0,9 – 1,1 pu. Dette bør tydeliggjøres i samlenotatet. Det har også i etterkant av møtet kommet inn skriftlig innspill på kravene til reaktiv effekt: *Definisjonen av Pmax (§2-7) ser ikke på effektretning (skiller ikke mellom import og eksport). Dette gjør at kurven kan forstås på to måter: enten Q gitt Pmax der Pmax er verdien ved eksport eller Q gitt Pmax der Pmax er verdien ved gjeldende effektretning. Ved den siste forståelsen vil man trenge to kurver per anlegg. Dette burde presiseres. Videre er det rart at kravet stilles til spenning utenfor intervallet for kontinuerlig spenning. Det bør fremkomme i Statnetts anbefaling at man ikke vil bruke nedre venstre og øvre høyre hjørne av konvolutten.* Det ble for øvrig ikke gitt noen konkrete kommentarer til modus for regulering av reaktiv effekt. • Som det fremkommer av Statnetts anbefaling vil det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metodikken for fastsettelse av profiler beskrives. Kommentarene som er gitt i møtet vil i så tilfelle kunne tas med i det videre arbeide med å utvikle veiledere. Øvrige kommentarer som går på samlenotatet vil bli tatt inn der. *<u>§40 og 48 – Reaktiv effekt og spenningskrav gjeldende for DC-tilknyttede kraftparkmoduler og fjern ende HVDC-omformerstasjoner</u>* • Ingen vesentlige kommentarer fra referansegruppen.	
5.	**Generelle krav til FRT for HVDC-systemer** Se presentasjon for innhold og Statnetts anbefaling Kravene slik de er presentert er greie for VSC, men Statnett oppfordres til å oppdatere tabellen slik at denne stemmer med det som er gitt av HVDC forordningen (krav gitt i RfG ble presentert på møte). Kravene til FRT er dog diskriminerende for LCC teknologi da LCC ikke vil håndtere dette og vernene vil legge ut anlegget med en gang (pga. kommuteringsfeil).	Stian/Jon

#	Sak	Ansvarlig
	Videre ble det stilt spørsmål om spenningskurven er den spenningen HVDC-omformeren skal følge eller den spenningen den ikke skal koble fra ved. Her var det ulik forståelse i gruppen. Dette bør presiseres da det blir veldig ulikt i praksis. • Statnett tar kommentarene til etterretning, og vil rydde opp i tabell og figurbruk, samt presisere formålet med spenningskurven.	
6.	**Hvilke krav i forbindelse med frekvens og spenning er å anse som prosjektspesifikke?** Se gjennomgang av de prosjektspesifikke kravene i egen excel-fil. Statnett bør legge ved en vurdering av når de prosjektspesifikke kravene skal avtales. Mange av kravene må avtales tidlig og gjerne før prosjektene fatter investeringsbeslutning, det bør derfor defineres en prosess for dette. Det er viktig at det ikke skjer etter at prosjektet har tatt for mange valg, da det vil gjøre det dyrt/vanskelig å etterleve kravene. Kamran nevner at det kan være en løsning å legge kravene inn som en opsjon i kontraktsforhandlingene. • Statnett vil i samlenotatet tydeliggjøre prosess og tanker rundt når de prosjektspesifikk kravene bør behandles og rutiner for dette.	Stian
7.	**Avslutning, neste møte og eventuelt** Tilbakemelding til underlaget som er sendt ut og gjennomgått på møtet bes sendes inn innen 19.11. Behov for nytt møte avklares nærmere, og gjennomføres kun dersom det er behov. Det stilles også en rekke spørsmål om veien videre, og hvordan dette blir med høring fra NVE. Samt hvem som skal gjøre hva og når dette eventuelt kommer. Statnett har ingen klare svar på dette, og det er knyttet noe usikkerhet til videre forløp fra NVE og OEDs side.	Stian

Nye aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Utarbeide samlenotat og sende ut til gruppedeltakerne.	Stian	November 2017
2.	Innhente informasjon og oppdatere underlag/samlenotat i henhold til dette referatet.	Stian	November 2017
3.	Kommentere og komme med innspill på utsendt samlenotat	Ref.gruppe-deltakere	Innen 17.12.17

Viderførte aksjonspunkter fra tidligere møter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Sjekke om det er mulig å dele rapport fra UK (ref. referat 2 møte) og kommentar gitt til svartstart.	Kamran	November 2017

Fullførte aksjonspunkter fra tidligere referat:

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig og ufullstendig definert i HVDC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	18.2.2016
2.	Invitere Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) til å bidra i arbeidet med HVDC koden	Stian	1.3.2016
3.	Undersøke mellomspenning DC-nett.	Stian	01.03.17
4.	STATCOM-drift, er det tillatt under spenningssetting eller midlertidig driftstillatelse.	Stian	01.03.17
5.	Hvem skal tilpasse seg koden mht. til simuleringsmodeller og oversendelse av data? • Undersøke om det finnes andre lovverk som beskytter intellektuell lovverk. • Undersøke hvilke "ønsker" analyse har.	Stian	01.03.17
6.	Oppdatere versjon av koden på eRoom. Ligger nå ute på eRoom under fanen: Publisert versjon av HVDC koden	Stian	22.12.17
7.	Gjennomføre gjennomgang av kravetterlevelse	Stian	Neste ref.gr.møte
8.	Fra forrige møtereferat kom det inn kommentar om på muligheten for kombinasjoner av oljeplattformer (forbruk) og vindparker (produksjon) offshore tilkoblet med HVDC. Vil en slik kombinasjon falle inn under HVDC regelverket? Hvordan håndterer man i så fall det ved en stegvis utbygging der forbruket tilkobles først? Hvor vil man stille krav om at HVDC koden benyttes kontra DCC koden? Statnett skal komme med forslag på hvorvidt HVDC tilkoblinger til offshoreinstallasjoner (elektrifisering) skal eller ikke skal omfattes av HVDC koden. Statnett gjør en vurdering av når HVDC forordningen bør være gjeldende.	Stian	01.03.2017
9.	Sjekke kravene som er stilt til FRT i Statnetts kravspesifikasjon til leverandør og hører om disse kan deles med referansegruppen.	Elisabeth	09.05.2017
10.	Utarbeide en beskrivelse/klargjøring av hva som er PCC for HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler.	Stian	09.05.2017
11.	Endringer i nett (forbruk/produksjon), hvem har ansvar dersom det gjøres endringer i nettet? Hvordan påvirker eventuelt dette utbygger? Hva er grensesnittet mot SO GL? F.eks. dersom Mongstad legges ned.	Stian	09.05.2017
12.	Ny gjennomgang av krav til FRT, og da sett i sammenheng med kravene som stilles til bidrag med reaktiv effekt under gjenoppbygging etter feil. Statnett tar også med kravene til gjenoppretting av aktiv effekt etter feil som presentert på møtet.	Stian /Jon	Oktober 2017

#	Aksjon	Hvem	Når
13.	Statnett bør i forkant av diskusjon om krav til frekvensregulering forberede underlag som sier noe om forskjellen på marked og funksjonskrav og hvordan dette er tenkt. Inkluder også hvilke evner som SK4 og de andre Statnett-kablene har på dette området.	Stian /Jon	Oktober 2017
14.	Fra § 39 annet ledd stilles det krav dersom den DC-tilknyttede kraftparkmodulen er tilkoblet mer enn ett kontrollområde. Statnett sjekker opp hva som menes med bestemmelsen, og hvordan dette henger sammen med omfanget av forordningen definert i § 3.	Stian	Oktober 2017
15.	§ 19 om hurtig feilstrøm (fast fault current) blir ikke spesifisert av prosjektene i dag, men det er usikkert hva som ligger i begrepet og bestemmelsen. Statnett vil forsøke å utdypet dette til neste møte. Vil være en naturlig del av underlaget som skal foreligge til neste møte og Statnett tar med dette i utarbeidelsen av underlag.	Stian	Oktober 2017
16.	§ 20 om utveksling av reaktiv effekt og U-P/Pmax profilen er vanskelig å forstå. Kravet som gis av rammene i figuren i § 20 virker strengt. På en 1400 MW kabel stilles det i dag krav om 460 MVAr i mottakerenden og 470 i sendeenden. Statnett må komme med tydelig underlag på dette og U-P/Pmax profilen må forklares på nytt før diskusjonene starter opp i neste møte. Vil være en naturlig del av underlaget som skal foreligge til neste møte og Statnett tar med dette i utarbeidelsen av underlag.	Stian	Oktober 2017

VEDLEGG II – PROSJEKKSPESIFIKKE TEKNISKE KRAV I HVDC FORORDNINGEN

Tabellen under inneholder de tekniske funksjonskravene som er å anse som prosjektspesifikk, og som dermed må avtales nærmere med aktuell systemoperatør eller TSO. Det er etter Statnetts vurdering viktig at eiere av HVDC-systemer og DC-tilknyttede kraftparkmoduler tar kontakt med aktuell systemoperatør og/eller TSO så tidlig som mulig for å avtale og avklare de krav som er gitt av tabellen og som er viktig for designet av anleggene. Vi vil derfor oppfordre til å gå i dialog med aktuell systemoperatør og/eller TSO før konsesjonsdokumenter utarbeides. Videre vil vi i det videre arbeidet med forordningen og utarbeidelsen av veileder tydeliggjøre prosesser og frister for avklaringer rundt de prosjektspesifikke kravene.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	11	2	The relevant TSO and HVDC system owner may agree on wider frequency ranges or longer minimum times for operation if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.	Må ses i sammenheng med kravene som stilles i RfG, da det er viktig at HVDC-systemet minimum holder inne like lenge og ved samme frekvenser som produksjonsanlegg. Er også prosjektspesifikk, da det må gjøres en vurdering i hvert enkelt tilfelle dersom det skal avtales utvidede frekvensområder og tidsperioder
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	11	3	Without prejudice to paragraph 1, an HVDC system shall be capable of automatic disconnection at frequencies specified by the relevant TSO.	Etter Statnetts vurdering er det ikke ønskelig med frekvensvern som kobler ut anlegget før det har nådd sin elektromekaniske begrensning, og det er heller ikke ønskelig at anlegget begrenses unødig i forhold til anleggets tåleevne. Statnetts anbefaling på dette punktet vil derfor være at dersom det skal installeres frekvensvern på HVDC-systemet, skal dette koordineres med systemansvarlig for videre spesifisering. I så måte vil kravet være prosjektspesifikt.
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	11	4	The relevant TSO may specify a maximum admissible active power output reduction from its operating point if the system frequency falls below 49 Hz.	Etter vår vurdering vil dette være relativt likt dagens bestemmelse, der Statnett fatter vedtak etter § 21 i fos om installasjon og drift av systemvern – nødeffekt. Det er også viktig å merke seg at dette er en kan bestemmelse, som legger opp til at aktuell TSO i enkelttilfeller kan spesifisere den maksimal reduksjonen i aktiv effekt som tillates dersom frekvensen faller under 49 Hz. Statnett anbefaler derfor å opprettholde løsningen slik den er i dag, der Statnett fatter vedtak i enkeltsaker ovenfor eiere av HVDC-systemer. Kravet vil i så måte være prosjektspesifikt.
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	13	1, 2, 3 og 4	1. With regard to the capability of controlling the transmitted active power: (a) an HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power up to its maximum HVDC active power transmission capacity in each direction following an instruction from the relevant TSO. The relevant TSO: (i) may specify a maximum and minimum power step size for adjusting the transmitted active power; (ii) may specify a minimum HVDC active power transmission capacity for each direction, below which active power transmission capability is not requested; and	Det er også krav i GL SO (guideline on electricity transmission system operation) iht. paragraf 118, som omtaler innholdet i synkronområde avtalen, om at TSO skal definert en rekke krav til ramping og restriksjoner til dette. Etter vår vurdering vil kravene som skal avtales i SOAen ha direkte påvirkning på kravene som stilles gjennom forordningen for HVDC. I henhold til det overnevnte og fremtidig utvikling av finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkeder og SOA (synchronous area operational

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
				(iii) shall specify the maximum delay within which the HVDC system shall be capable of adjusting the transmitted active power upon receipt of request from the relevant TSO. (b) the relevant TSO shall specify how an HVDC system shall be capable of modifying the transmitted active power infeed in case of disturbances into one or more of the AC networks to which it is connected. If the initial delay prior to the start of the change is greater than 10 milliseconds from receiving the triggering signal sent by the relevant TSO, it shall be reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSO. (c) the relevant TSO may specify that an HVDC system be capable of fast active power reversal. The power reversal shall be possible from the maximum active power transmission capacity in one direction to the maximum active power transmission capacity in the other direction as fast as technically feasible and reasonably justified by the HVDC system owner to the relevant TSOs if greater than 2 seconds. (d) for HVDC systems linking various control areas or synchronous areas, the HVDC system shall be equipped with control functions enabling the relevant TSOs to modify the transmitted active power for the purpose of cross-border balancing. 2. An HVDC system shall be capable of adjusting the ramping rate of active power variations within its technical capabilities in accordance with instructions sent by relevant TSOs. In case of modification of active power according to points (b) and (c) of paragraph 1, there shall be no adjustment of ramping rate. 3. If specified by a relevant TSO, in coordination with adjacent TSOs, the control functions of an HVDC system shall be capable of taking automatic remedial actions including, but not limited to, stopping the ramping and blocking FSM, LFSM-O, LFSM-U and frequency control. The triggering and blocking criteria shall be specified by relevant TSO and subject to notification to the regulatory authority. The modalities of that notification shall be determined in accordance with the applicable national regulatory framework	agreement) ønsker ikke Statnett å komme med noen generell anbefaling på område. Vår eneste anbefaling så langt vil være at kravene til styring av aktiv effekt og rampehastighet må avtales med systemansvarlig i hvert enkelt prosjekt, og frem til eventuelle overordnede krav er tilgjengelig
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	14	1 og 2	1.If specified by a relevant TSO, an HVDC system shall be capable of providing synthetic inertia in response to frequency changes, activated in low and/or high frequency regimes by rapidly adjusting the active power injected to or withdrawn from the AC network in order to limit the rate of change of frequency. The requirement shall at least take account of the results of the studies undertaken by TSOs to identify if there is a need to set out minimum inertia. 2.The principle of this control system and the associated performance parameters shall be agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.	Etter Statnetts vurdering er syntetisk inertia en avgjørende parameter for frekvensstabilitet ettersom den er en avgjørende faktor frekvensendringer i tilfeller der systembelastningen endrer seg og skaper ubalanser (frekvenssensitivitet). Med inntoget av fornybare energikilder uten svingmasse av betydning (PV, Vind, småskala vannkraftverk) presses konvensjonell kraftproduksjon ut og den totale svingmassen i systemet reduseres over tid med tilsvarende økende frekvenssensitivitet i systemet. I denne sammenheng er krav til syntetisk inertia et viktig element å vurdere i forbindelse med frekvens-stabilitetsutfordringer og tilknytning av HVDC-system, og er i så måte å anse som en prosjektspesifikk sak som må bestemmes i hvert enkelt tilfelle.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	15 og vedlegg II		Requirements applying to frequency sensitive mode, limited frequency sensitive mode overfrequency and limited frequency sensitive mode underfrequency shall be as set out in Annex II. (se koden for vedlegg II)	Prosjektspesifikk sak dersom tilknytningen gjelder tilknytning av HVDC-systemer som kobler sammen forskjellige sykronområder, da funksjonen for dette bør koordineres med tilstøtende TSO (RSO). For HVDC-systemer med tilknytning av DC-tilknyttede kraftparkmoduler skal disse følge kravene definert i RfG (ref. §38)
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	16	1 og 2	1. If specified by the relevant TSO, an HVDC system shall be equipped with an independent control mode to modulate the active power output of the HVDC converter station depending on the frequencies at all connection points of the HVDC system in order to maintain stable system frequencies. 2. The relevant TSO shall specify the operating principle, the associated performance parameters and the activation criteria of the frequency control referred to in paragraph 1.	Prosjektspesifikk sak dersom tilknytningen gjelder tilknytning av HVDC-systemer som kobler sammen forskjellige sykronområder, da funksjonen for dette bør koordineres med tilstøtende TSO (RSO).
Frekvens og aktiv effekt	**HVDC-system**	17	1 og 2	1.An HVDC system shall be configured in such a way that its loss of active power injection in a synchronous area shall be limited to a value specified by the relevant TSOs for their respective load frequency control area, based on the HVDC system's impact on the power system. 2.Where an HVDC system connects two or more control areas, the relevant TSOs shall consult each other in order to set a coordinated value of the maximum loss of active power injection as referred to in paragraph 1, taking into account common mode failures.	Prosjektspesifikk sak som må ses i hver enkelt sammenheng, da dette er basert på HVDC-systemets påvirkning på kraftsystemet. Skal i tillegg koordineres med tilstøtende TSO dersom det har relevans for flere synkronområder.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Frekvens og aktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	39	1 bokstav b	DC-connected power park modules connected via HVDC systems which connect with more than one control area shall be capable of delivering coordinated frequency control as specified by the relevant TSO.	Prosjektspesifikk da det må tas hensyn til hvilke synkronområde og eventuelle spesifikasjoner på HVDC-systemet.
Frekvens og aktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	39	2	With regard to frequency ranges and response: (a) a DC-connected power park module shall be capable of staying connected to the remote-end HVDC converter station network and operating within the frequency ranges and time periods specified in Annex VI for the 50 Hz nominal system. Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used, subject to agreement with the relevant TSO, the applicable frequency ranges and time periods shall be specified by the relevant TSO taking into account specificities of the system and the requirements set out in Annex VI; 8.9.2016 L 241/20 Official Journal of the European Union EN (b) wider frequency ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent; (c) while respecting the provisions of point (a) of paragraph 2, a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection at specified frequencies, if specified by the relevant TSO. Terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant TSO and the DC-connected power park module owner.	Prosjektspesifikk, da man skal ta hensyn til anlegget spesifikasjoner. Samt at det skal inngås avtaler mellom TSO og eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul.
Frekvens og aktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	39	10	Where a constant nominal frequency other than 50 Hz, a frequency variable by design or a DC system voltage is used, subject to the agreement of the relevant TSO, the capabilities listed in paragraphs 3 to 9 and the parameters associated with such capabilities shall be specified by the relevant TSO.	Prosjektspesifikk som følge av at dette skal avtales mellom TSO og eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul, samt at det må tas hensyn til anleggets utforming og valg av nominell frekvens.
Frekvens og aktiv effekt	**Fjern ende HVDC-omformer**	47	1	Where a nominal frequency other than 50 Hz, or a frequency variable by design is used in the network connecting the DC-connected power park modules, subject to relevant TSO agreement, Article 11 shall apply to the remote-end HVDC converter station with the applicable frequency ranges and time periods specified by the relevant TSO, taking into account specificities of the system and the requirements laid down in Annex I.	Prosjektspesifikk som følge av at dette skal avtales mellom TSO og eier av DC-tilknyttet kraftparkmodul, samt at det må tas hensyn til anleggets utforming og valg av nominell frekvens.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	11	2	The HVDC system owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, may agree on wider voltage ranges or longer minimum times for operation than those specified in paragraph 1 in order to ensure the best use of the technical capabilities of an HVDC system if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the HVDC system owner shall not unreasonably withhold consent.	Må ses i sammenheng med kravene som stilles i RfG, da det er viktig at HVDC-systemet minimum holder inne like lenge og ved samme spenninger som produksjonsanlegg.
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	18	3	An HVDC converter station shall be capable of automatic disconnection at connection point voltages specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the HVDC system owner.	Prosjektspesifikk som følge av at dette skal avtales mellom RSO og eier av HVDC-systemet for hver enkelt tilknytning.
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	18	4	For connection points at reference 1 pu AC voltages not included in the scope set out in Annex III, the relevant system operator, in coordination with relevant TSOs, shall specify applicable requirements at the connection points.	Prosjektspesifikk, da dette gjelder spesielle tilffeller hvor tilknyttningen skjer ved spenninger under 110 kV.
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	19	1,2 og 3	1. If specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, an HVDC system shall have the capability to provide fast fault current at a connection point in case of symmetrical (3-phase) faults. 2. Where an HVDC system is required to have the capability referred to in paragraph 1, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the following: (a) how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation; (b) the characteristics of the fast fault current; (c) the timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages. 3. The relevant system operator, in coordination the relevant TSO, may specify a requirement for asymmetrical current injection in the case of asymmetrical (1-phase or 2-phase) faults.	Denne funksjonaliteten er under mye diskusjon og forskning, og det er derfor ikke en eksakt vitenskap å bestemme hva som er optimale parametere. Statnett ønsker å synliggjøre hvilke parametere som kan forventes å være aktuelle for denne funksjonaliteten og inkluderer i anbefalingen at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere, og slik at man kan gjøre tilpasninger ut ifra seneste erfaringer og kunnskap. Statnett har i samledokumentet synliggjort de parameterne som kan forventes, men som det kommer frem av anbefalingen skal dette koordineres med Statnett for hvert enkelt anlegg.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	20	Hele og vedlegg 4	1. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the reactive power capability requirements at the connection points, in the context of varying voltage. The proposal for those requirements shall include a U-Q/Pmax-profile, within the boundary of which the HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity. 2. The U-Q/Pmax-profile referred to in paragraph 1 shall comply with the following principles: (a) the U-Q/Pmax-profile shall not exceed the U-Q/Pmax-profile envelope represented by the inner envelope in the figure set out in Annex IV, and does not need to be rectangular; (b) the dimensions of the U-Q/Pmax-profile envelope shall respect the values established for each synchronous area in the table set out in Annex IV; and (c) the position of the U-Q/Pmax-profile envelope shall lie within the limits of the fixed outer envelope in the figure set out in Annex IV. 3. An HVDC system shall be capable of moving to any operating point within its U-Q/Pmax profile in timescales specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. 4. When operating at an active power output below the maximum HVDC active power transmission capacity (P < Pmax), the HVDC converter station shall be capable of operating in every possible operating point, as specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and in accordance with the reactive power capability set out by the U-Q/Pmax profile specified in paragraphs 1 to 3.	Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig fastsette krav til reaktiv dimensjonering innenfor rammene av en et gitt U-Q/Pmax-profil HVDC-systemet skal kunne levere reaktiv effekt innenfor. Statnett anbefaler at det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metodikken for fastsettelse av profiler beskrives.
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	21	1 og 2	1.The HVDC system owner shall ensure that the reactive power of its HVDC converter station exchanged with the network at the connection point is limited to values specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. 2.The reactive power variation caused by the reactive power control mode operation of the HVDC converter Station, referred to in Article 22(1), shall not result in a voltage step exceeding the allowed value at the connection point. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this maximum tolerable voltage step value.	I utgangspunktet et fast krav, men RSO (koordinert med TSO) må spesifisere verdier for utveksling av reaktiv effekt i hvert enkelt prosjekt, samt spenningsspranget.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**HVDC-system**	23		Taking into account the capabilities of the HVDC system specified in accordance with this Regulation, the relevant TSO shall determine whether active power contribution or reactive power contribution shall have priority during low or high voltage operation and during faults for which fault-ride-through capability is required. If priority is given to active power contribution, its provision shall be established within a time from the fault inception as specified by relevant TSO.	Prosjektspesifikk, da det i noen områder og for noen HVDC-system vil være ønske om mer bidrag av f.eks. reaktiv effekt enn for andre HVDC-systemer der aktiv effekt vil ha prioritet.
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	1 bokstav b	With respect to voltage ranges: wider voltage ranges or longer minimum times for operation can be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner to ensure the best use of the technical capabilities of a DC-connected power park module if needed to preserve or to restore system security. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the DC-connected power park module owner shall not unreasonably withhold consent;	Må ses i sammenheng med kravene som stilles i RfG, da det er viktig at HVDC-systemet minimum holder inne like lenge og ved samme spenninger som produksjonsanlegg.
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	1 bokstav c	With respect to voltage ranges: for DC-connected power park modules which have an HVDC interface point to the remote-end HVDC converter station network, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO may specify voltages at the HVDC interface point at which a DC-connected power park module shall be capable of automatic disconnection. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator, the relevant TSO and the DC-connected power park module owner;	Prosjektspesifikk, da det skal avtales for hver enkelt tilknytning.
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	1 bokstav d	With respect to voltage rages: for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Annex VII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection point;	Prosjektspesifikk, da dette gjelder spesielle tilffeller hvor tilknyttningen skjer ved spenninger under 110 kV.
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	1 bokstav e	With respect to voltage ranges: where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to relevant TSO agreement, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Tables 9 and 10, Annex VII.	Denne er prosjektspesifikk, da det må tas hensyn til hvilke frekvenser som velges og anleggets funksjonalitet.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	2 bokstav a	With respect to reactive power capability for DC-connected power park modules:if the DC-connected power park module owner can obtain a bilateral agreement with the owners of the HVDC systems connecting the DC-connected power park module to a single connection point on a AC network, it shall fulfil all of the following requirements: (i) it shall have the ability with additional plant or equipment and/or software, to meet the reactive power capabilities prescribed by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, according to point (b), and it shall either: - have the reactive power capabilities for some or all of its equipment in accordance with point (b) already installed as part of the connection of the DC-connected power park module to the AC network at the time of initial connection and commissioning; or - demonstrate to, and then reach agreement with, the relevant system operator and the relevant TSO on how the reactive power capability will be provided when the DC-connected power park module is connected to more than a single connection point in the AC network, or the AC network at the remote-end HVDC converter station network has either another DC-connected power park module or HVDC system with a different owner connected to it. This agreement shall include a contract by the DC-connected power park module owner (or any subsequent owner), that it will finance and install reactive power capabilities required by this Article for its power park modules at a point in time specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall inform the DC-connected power park module owner of the proposed completion date of any committed development which will require the DC-connected power park module owner to install the full reactive power capability. (ii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall account for the development time schedule of retrofitting the reactive power capability to the DC-connected power park module in specifying the point in time by which this reactive power capability retrofitting is to take place. The development time schedule shall be provided by the DC-connected power park module owner at the time of connection to the AC network.	I utgangspunktet et fast krav, men det må tas et valg i hvert enkelt tilfelle der hvor et DC-tilknyttet kraftparkmodul har en egen avtale med HVDC-systemet.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	2 bokstav b	With regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a DC-connected power park module is neither located at the high- voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the alternator terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power exchange of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the DC-connected power park module or its alternator terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.	Prosjektspesifikk sak, som må ses i hvert enkelt tilfelle, og kun dersom det bygges anlegg uten transformator mellom DC og AC nettet.
Spenning og reaktiv effekt	**DC-tilknyttet kraftpark modul**	40	3	With regard to priority to active or reactive power contribution for DC-connected power park modules, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required. If priority is given to active power contribution, its provision shall be established within a time from the fault inception as specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO.	Prosjektspesifikk, da det i noen områder og for noen DC-tilknyttede kraftparkmoduler vil være ønske om mer bidrag av f.eks. reaktiv effekt enn for andre DC-tilknyttede kraftparkmoduler der aktiv effekt vil ha prioritet.
Spenning og reaktiv effekt	**Fjern ende HVDC-omformer**	48	1 bokstav b	With respect to voltage ranges: wider voltage ranges or longer minimum times for operation may be agreed between the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the DC-connected power park module owner in accordance with Article 40;	Må ses i sammenheng med kravene som stilles i RfG, da det er viktig at fjern ende HVDC-omformer minimum holder inne like lenge og ved samme spenninger som produksjonsanlegg.
Spenning og reaktiv effekt	**Fjern ende HVDC-omformer**	48	1 bokstav c	With respect to voltage ranges: for HVDC interface points at AC voltages that are not included in the scope of Table 12 and Table 13, Annex VIII, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify applicable requirements at the connection points;	Prosjektspesifikk, da dette gjelder spesielle tilfeller hvor tilknytningen skjer ved spenninger under 110 kV.
Spenning og reaktiv effekt	**Fjern ende HVDC-omformer**	48	1 bokstav d	With respect to voltage ranges: where frequencies other than nominal 50 Hz are used, subject to agreement by the relevant TSO, the voltage ranges and time periods specified by the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall be proportional to those in Annex VIII.	Denne er prosjektspesifikk, da det må tas hensyn til hvilke frekvenser som velges og anleggets funksjonalitet.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Spenning og reaktiv effekt	**Fjern ende HVDC-omformer**	48	2	A remote-end HVDC converter station shall fulfil the following requirements referring to voltage stability, at the connection points with regard to reactive power capability: (a) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements for various voltage levels. In doing so, the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO shall specify a U-Q/Pmax-profile of any shape and within the boundaries of which the remote-end HVDC converter station shall be capable of providing reactive power at its maximum HVDC active power transmission capacity;	Etter vår forståelse er dette krav som må ses i hvert enkelt prosjekt, da man skal ta hensyn til fjern ende HVDC-omformerens kapasitet i aktiv effekt.
FRT	**HVDC-system**	25	4	4. The relevant TSO may specify voltages (Ublock) at the connection points under specific network conditions whereby the HVDC system is allowed to block. Blocking means remaining connected to the network with no active and reactive power contribution for a time frame that shall be as short as technically feasible and which shall be agreed between the relevant TSOs and the HVDC system owner.	Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, og er prosjektspesifikt. Sier at TSO i hver enkelt sak kan spesifisere spenningen (Ublock) i tilknytningspunktet ved spesifikke tilstander på nettet hvor HVDC-systemet kan blokkere.
FRT	**HVDC-system**	26		The relevant TSO shall specify the magnitude and time profile of active power recovery that the HVDC system shall be capable of providing, in accordance with Article 25.	Formålet er å avklare hvilke betingelser som skal gjelde for gjenopptakelse av leveranser av aktiv effekt etter feil og prinsippene for dette. Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten, og anser dette som prosjektspesifikke krav.
FRT	**HVDC-system**	27		HVDC systems, including DC overhead lines, shall be capable of fast recovery from transient faults within the HVDC system. Details of this capability shall be subject to coordination and agreements on protection schemes and settings pursuant to Article 34.	Ingenting som skal bestemmes i den nasjonale implementeringen, og sier kort fortalt at HVDC-systemer skal ha mulighet for rask gjenoppretting fra transiente feil innad i HVDC-systemet. Detaljer for dette skal koordineres og avtales iht. § 34 og vern og releplaner og er derfor å anse som prosjektspesifikk.
Krav til kontroll	**HVDC-system**	28		Unless otherwise instructed by the relevant system operator, during the energisation or synchronisation of an HVDC converter station to the AC network or during the connection of an energised HVDC converter station to an HVDC system, the HVDC converter station shall have the capability to limit any voltage changes to a steady-state level specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The level specified shall not exceed 5 per cent of the pre-synchronisation voltage. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the maximum magnitude, duration and measurement window of the voltage transients.	I henhold til implementation guideline document (IGD) om "Parameters for Non-exhaustive requirements", er det aktuell systemoperatør (koordinert med TSO) som skal spesifisere et sett med parametere for hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Krav til kontroll	**HVDC-system**	29	Hele	1. When several HVDC converter stations or other plants and equipment are within close electrical proximity, the relevant TSO may specify that a study is required, and the scope and extent of that study, to demonstrate that no adverse interaction will occur. If adverse interaction is identified, the studies shall identify possible mitigating actions to be implemented to ensure compliance with the requirements of this Regulation.2. The studies shall be carried out by the connecting HVDC system owner with the participation of all other parties identified by the TSOs as relevant to each connection point. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies.3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10.4. The relevant TSO shall assess the result of the studies based on their scope and extent as specified in accordance with paragraph 1. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request the HVDC system owner to perform further studies in line with the scope and extent specified in accordance with paragraph 1.5. The relevant TSO may review or replicate some or all of the studies. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed.6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 to 5 and reviewed by the relevant TSO shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.7. The relevant TSO may specify transient levels of performance associated with events for the individual HVDC system or collectively across commonly impacted HVDC systems. This specification may be provided to protect the integrity of both TSO equipment and that of grid users in a manner consistent with its national code.	I henhold til implementation guideline document (IGD) om "Parameters for Non-exhaustive requirements", er det TSO som skal spesifisere hvorvidt det skal utføres et studie og eventuelt hvilke transiente verdier som skal benyttes for hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.
Krav til kontroll	**HVDC-system**	30		The HVDC system shall be capable of contributing to the damping of power oscillations in connected AC networks. The control system of the HVDC system shall not reduce the damping of power oscillations. The relevant TSO shall specify a frequency range of oscillations that the control scheme shall positively damp and the network conditions when this occurs, at least accounting for any dynamic stability assessment studies undertaken by TSOs to identify the stability limits and potential stability problems in their transmission systems. The selection of the control parameter settings shall be agreed between the relevant TSO and the HVDC system owner.	I henhold til implementation guideline document (IGD) om "Parameters for Non-exhaustive requirements", er det TSO (i avtale mellom TSO og HVDC-system eier) som skal spesifisere verdier som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Krav til kontroll	**HVDC-system**	31	Hele	1. With regard to subsynchronous torsional interaction (SSTI) damping control, the HVDC system shall be capable of contributing to electrical damping of torsional frequencies. 2. The relevant TSO shall specify the necessary extent of SSTI studies and provide input parameters, to the extent available, related to the equipment and relevant system conditions in its network. The SSTI studies shall be provided by the HVDC system owner. The studies shall identify the conditions, if any, where SSTI exists and propose any necessary mitigation procedure. Member States may provide that the responsibility for undertaking the studies in accordance with this Article lies with the TSO. All parties shall be informed of the results of the studies. 3. All parties identified by the relevant TSO as relevant to each connection point, including the relevant TSO, shall contribute to the studies and shall provide all relevant data and models as reasonably required to meet the purposes of the studies. The relevant TSO shall collect this input and, where applicable, pass it on to the party responsible for the studies in accordance with Article 10. 4. The relevant TSO shall assess the result of the SSTI studies. If necessary for the assessment, the relevant TSO may request that the HVDC system owner perform further SSTI studies in line with this same scope and extent. 5. The relevant TSO may review or replicate the study. The HVDC system owner shall provide the relevant TSO all relevant data and models that allow such study to be performed. 6. Any necessary mitigating actions identified by the studies carried out in accordance with paragraphs 2 or 4, and reviewed by the relevant TSOs, shall be undertaken by the HVDC system owner as part of the connection of the new HVDC converter station.	I henhold til implementation guideline document (IGD) om "Parameters for Non-exhaustive requirements", er det TSO som skal spesifisere verdier som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette vil være prosjektspesifikke krav, og det vil derfor ikke være noe som skal defineres i den nasjonale implementeringen av forordningen.
Krav til kontroll	**HVDC-system**	32	Hele	1. The relevant system operator shall specify and make publicly available the method and the pre-fault and post-fault conditions for the calculation of at least the minimum and maximum short circuit power at the connection points. 2. The HVDC system shall be capable of operating within the range of short circuit power and network characteristics specified by the relevant system operator. 3. Each relevant system operator shall provide the HVDC system owner with network equivalents describing the behaviour of the network at the connection point, enabling the HVDC system owners to design their system with regard to at least, but not limited to, harmonics and dynamic stability over the lifetime of the HVDC system.	I henhold til implementation guideline document (IGD) om "Parameters for Non-exhaustive requirements", er det TSO (aktuell system operatør) som skal spesifisere forhold som skal benyttes i hver enkelt tilknytning av et HVDC-system. Dette er et fast krav som sier at aktuell system operatør skal spesifisere og gjøre offentlig tilgjengelig metoden og forholdene før og etter en feil for utregning av minimum og maksimum kortsluttningsstrømmer i tilknytningspunktet. Slik Statnett tolker dette er dette noe som skal gjøres ved hver enkelt tilknytning og vil således ikke komme med noen anbefaling rundt dette.

Område	Gjelder	Paragraf	Ledd	Engelsk tekst	Hvorfor prosjektspesifikk
Svartstart egen-skaper	**HVDC-system**	37	Hele	1. The relevant TSO may obtain a quote for black start capability from an HVDC system owner. 2. An HVDC system with black start capability shall be able, in case one converter station is energised, to energise the busbar of the AC-substation to which another converter station is connected, within a timeframe after shut down of the HVDC system determined by the relevant TSOs. The HVDC system shall be able to synchronise within the frequency limits set out in Article 11 and within the voltage limits specified by the relevant TSO or as provided for in Article 18, where applicable. Wider frequency and voltage ranges can be specified by the relevant TSO where needed in order to restore system security. 3. The relevant TSO and the HVDC system owner shall agree on the capacity and availability of the black start capability and the operational procedure.	Statnett anbefaler å implementere kravene, som stilles gjennom NC-HVDC, til egenskaper for svartstart. Koden er klar på at dette er noe som skal avtales mellom HVDC-system og aktuell TSO.

VEDLEGG III – ENTSO-E IMPLEMENTATION GUIDELINE DOCUMENT (IGD)

Cost Benefit Analyses - ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

General guidance on compliance monitoring - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Post-fault active power recovery - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Fault current contribution from PPMS & HVDC - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters related to frequency stability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters of Non-exhaustive requirements - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Harmonisation - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Instrumentation, simulation models and protection - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Making non-mandatory requirements at European level mandatory at national level - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters related to voltage issues - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Reactive power control modes for PPM & HVDC - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Reactive power management at T-D interface - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Reactive power requirement for PPMS & HVDC at low / zero power - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Real time data and communication - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Selecting national MW boundaries - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Special issues associated with type 'A' generators - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.