

Notat

Sak

Statnetts forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av forbruk (DCC)

Dokumentet sendes til:
Norges vassdrags- og energidirektorat

Saksbehandler/Adm. enhet:
Stian Boye Skaatan / DUF

Sign

Ansvarlig/Adm. enhet:
Anne Sofie Ravndal Risnes / DUF

Sign:

Til orientering:
Deltakere i referansegruppen for DCC

Dokument ID: 15/00250-10

Dato: 28.08.2017

Sammendrag

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 tilknytningskodene, Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (HVDC), i Norge. Dette dokumentet er Statnetts første leveranse til NVE, og omhandler Statnetts gjennomgang av forordning for forbruk (DCC).

Forordningen for forbruk regulerer teknisk funksjonalitet i tilknytningspunktet mot transmisjonsnettet og funksjonalitet i forbindelse med forbrukerfleksibilitet. Og er ment for å sikre likebehandling, kostnadseffektivitet og sikker drift. Krav til hvordan anleggene skal utnyttes, eksempelvis avtale om utveksling av reaktiv effekt i grensesnitt mellom TSO/DSO og TSO/industri reguleres av forordningen for nettdrift (SO GL).

De tekniske funksjonskravene som reguleres i forordningen er:

- Generelle frekvenskrav – krav til frekvensområder som anleggene skal holde inne ved.
- Generelle spenningskrav – krav til spenningsområder som anleggene skal holde inne ved.
- Krav til utveksling av reaktiv effekt – fastsetter grensene for utveksling av reaktiv effekt mellom TSO og forbruk tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet. Kravene er angitt som en prosentandel av maksimalt aktiv effekt import/-eksport i tilknytningspunktet, og vi anbefaler at kravet stilles til 48 %.
- Krav til vern, kontroll og informasjonsutveksling – krav som skal legges til rette for at anleggene har et sett med minimumskrav for installasjon, kontroll og styring av anleggene, samt utveksling og koordinering av informasjon.

- *Krav til frakobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett - gir TSO hjemmel til å kunne kreve installasjon av utstyr for frekvensstyrt belastningsfrakobling og utstyr for utkobling av last ved lave spenninger gjennom bruk av underspenningsvern.*
- *Krav til forbrukerfleksibilitet (demand respons) - legge til rette for utviklingen av forbrukerfleksibilitet, ved å legge føringer på hvilke tekniske krav som må følges ved tilbud av forbrukerfleksibilitet.*
- *Krav til spenningskvalitet – krav om å sikre kvaliteten på elektrisiteten.*

Prosessuelle og juridiske aspekter:

- *Bestemmelser om kravetterlevelse - krav til hvordan kravene etterleves gjennom simuleringer og prøver av egenskaper i anlegget.*
- *Krav til prosedyre ved idriftsettelse - krav og prosedyrer ved nettilknytning av nye anlegg og at anlegget er i overensstemmelse med kravene i forordningen.*
- *Krav til kost-nytte analyse og unntak – Åpner for at det kan gis unntak fra hele eller deler av forordningen, samt krav til utførelse av kost-nytte analyser.*
- *Muligheten for å stille krav til eksisterende anlegg - Forordningen skal i hovedsak gjelde for nye tilknytninger, men den åpner samtidig for at det kan stilles krav eksisterende anlegg dersom endringer er så stor at tilknytningskontrakten må endres.*
- *Regulatoriske forhold – tydeliggjør rettigheter og forpliktelser, prinsippene for reguleringen, sikre fremdriften i arbeidet ved å gi klare tidsfrister for implementering, samt å regulere aktørenes klagemulighet.*

Gjennomgang og vurdering av forordningen er gjort i tett dialog med bransjen ved bruk av en egen referansegruppe som har gjennomgått og diskutert underlagsmaterieell 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.

Totalt sett kan vi si at tilbakemeldingene fra referansegruppen i hovedsak har støttet og supplert Statnetts synspunkter og forslag. Forslaget som oversendes NVE er uten vesentlige uenigheter mellom Statnett og bransjen.

Det er også 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 tilknytningskodene, Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (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-DCC:

Selskap	Navn	Tilhørighet
Skagerak Nett	Ellen Strøm Juliussen	Nett
Hafslund Nett	Sigurd Kvistad	Nett
Helgelandskraft Nett	Bjørn Aune	Nett
NEK	Lars Ihler	Standardisering
Distriktsenergi (Defo)	Arvid Bekjorden	Bransjeorganisasjon
Hydro	Morten B. Nielsen	Industri – Aluminium
The Norwegian Smartgrid Centre	Kjell Sand	Smartgrid
Enfo Consulting	Eilert Bjerkan	Forbrukerfleksibilitet
EP Total	Geir-Helge Hansen	Industri – Olje
NVE (observatør)	Astrid Ånestad	Regulator

Det er avholdt 5 møter i referansegruppen.

NVE har bedt om en systematisk gjennomgang av krav i de nevnte nettkodene, oversikt over endringer nettkodene vil medføre sammenliknet med gjeldende praksis i Norge i dag og forslag til norsk praksis/krav der det i kodene åpnes for nasjonale tilpasninger. Der kodene 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 tilknytningskodene. 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 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 EU- forordningen "Network Code on Demand Connection". Forordningen gjennomgår paragraf for paragraf med Statnetts tolkning av forordningsteksten (der det er behov), formål og bakgrunn for bestemmelsene, sammenlikning med eksisterende regelverk, Statnetts anbefaling og punkter der referansegruppen har kommet med synspunkter på Statnetts anbefaling.

Under noen tema er det gitt en tolkning av forordningsteksten, denne er ment som en hjelp for å forstå forordningen. Selve oversettelse, som skal inn i norsk lovgivning, vil slik vi forstår bli foretatt av Utenriksdepartementet.

Referansegruppens synspunkter

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 også fått inn noen generelle kommentarer til arbeidet:

- De fleste kravene i DCC er faste uten tolkningsmuligheter eller valgmuligheter. Statnett har ikke vært urimelig streng i de få tilfellene der det er valgmuligheter.
- Faste krav og fornuftige forslag fra Statnett gjør at det er lite å kommentere på samledokumentet.
- Mye av det som er omtalt i koden er allerede helt eller delvis implementert i norsk regelverk, som følgelig må oppdateres og tilpasses. Likevel er det en del nytt og formaliteter som ikke har vært der før som må implementeres i bransjen.
- Materialet er omfattende, og det er mye byråkratisk skrevet tekst fra EU. Når regelverket skal implementeres vil det være nyttig for brukerne med en veileder som både gir en innføring i kodene og som kan hjelpe til med praktiseringen av de.
- Det er en del sammenfallende bestemmelser i FIKS og fos med tilknytningsforordningene, og det vil være behov for samordning for å lette praktiseringen og unngå forvirring.
- Relevant System Operator (rso) blir benyttet i mange av paragrafene. Dette bør sees i sammenheng med diskusjonen om og rolle- og oppgavefordelingen mellom DSO og TSO.
- Statnett har gjennomført en god og grundig prosess med kodearbeidet og involvering av aktørene.

Totalt sett kan vi si at tilbakemeldingene fra referansegruppen i hovedsak har støttet og supplert Statnetts synspunkter og forslag. Forslaget som oversendes NVE er uten vesentlige uenigheter mellom Statnett og bransjen.

Statnett har hatt god nytte av diskusjonene i referansegruppen. Fordi om hovedtyngden av diskusjoner i referansegruppene har gått på hvordan Statnett vil benytte/utnytte den funksjonaliteten som nå kravstilles gjennom forordningen for forbruk. Denne diskusjonen må håndteres i forbindelse med Statnetts praktisering/implementering av forordningen for nettdrift (SO GL).

Statnett vil få en rekke oppfølgingsoppgaver som følge av implementeringen av forordningen. Dette gjelder blant annet tydeliggjøring av simuleringsmodeller, definering av spesifikasjoner for vernutrustning og kontrollanlegg, samt standarder for informasjonsutveksling, tydeliggjøring og definering av rutiner ved idriftsettelse, tydeliggjøring av prosedyre og krav til kravetterlevelse, samt utdyping av krav til forbrukerfleksibilitet. Mange av disse oppgavene vil ha tett tilknytning til forordningene for produksjonsanlegg og HVDC. Arbeidet med dette vil starte opp etter at Statnett har levert sitt forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordninger for tilknytning av produksjon og HVDC.

INNHold

Innledning	3
Del I – Generelle bestemmelser	7
Paragraf 1 – Formål.....	7
Paragraf 2 – Definisjoner	8
Paragraf 3 – Virkeområde	13
Paragraf 4 – Virkeområde for eksisterende anlegg.....	15
Paragraf 5 – Anvendelse på pumpekraftverk og industrianlegg	21
Paragraf 6 – Regulatoriske forhold.....	23
Paragraf 7 – Flere systemansvarlige.....	27
Paragraf 8 – Kostnadsdekning	28
Paragraf 9 – Offentlig høring	29
Paragraf 10 – Involvering av interessenter.....	30
Paragraf 11 – Taushetsplikt.....	31
Del II – Tilknytning av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett	32
Kapittel 1 – Generelle krav	32
Paragraf 12 – Generelle frekvenskrav.....	32
Paragraf 13 – Generelle spenningskrav.....	37
Tilleggstekst paragraf 13 og vedlegg 2	46
Paragraf 14 – Krav til kortslutningsstrømmer og ytelse	51
Paragraf 15 – Generelle krav til reaktiv effekt	54
Paragraf 16 – Krav til vern.....	68
Paragraf 17 – Krav til kontrollanlegg	72
Paragraf 18 - Informasjonsutveksling.....	75
Paragraf 19 – Krav til frakobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett.....	78
Paragraf 20 – Spenningskvalitet	86
Paragraf 21 – Simuleringsmodeller	90
Kapittel 2 - Prosedyre for idriftsettelse	92
Paragraf 22 til 26 – Generelle krav til plan og idriftsettelse.....	92
Del III – Tilknytning av forbruksenheter benyttet av forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett for å tilby forbrukerfleksibilitet til systemoperatør	100
Paragraf 27, 28, 29 og 30, 31, 32, 33, 34 (2), 34 (3), 41 og 45 - Generelle krav til forbrukerfleksibilitet (demand respons).	100
Del IV – Kravetterlevelse	116
Paragraf 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 46 og 47 – Generelle krav til kravetterlevelse	116
Del V - Krav til kost-nytte analyse og unntak.....	125
Kapittel 1 – Kost-nytte analyser.....	125
Paragraf 48 og 49 – Kostnad-nytteanalyse	125
Kapittel 2 - Unntak	131
Paragraf 50 til 55 – Unntak:.....	131

Del VI – Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering	141
Paragraf 56 og 57 - Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering	141
Del VII – Avsluttende bestemmelser	143
Paragraf 58 og 59 – Avsluttende bestemmelser	143
Vedlegg I – Referater fra referansegruppemøter	144

DEL I – GENERELLE BESTEMMELSER

Paragraf 1 – Formål

Engelsk forordningstekst

1. This Regulation establishes a network code which lays down the requirements for grid connection of:
 - (a) transmission-connected demand facilities;
 - (b) transmission-connected distribution facilities;
 - (c) distribution systems, including closed distribution systems;
 - (d) demand units, used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs.
2. This Regulation, 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.
3. This Regulation also lays down the obligations for ensuring that system operators make appropriate use of the demand facilities' and distribution systems' 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 framework guidelines for grid connection.

Statnetts anbefaling

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

Sammenligning med eksisterende regelverk

Formålet har klarer paralleller til formålet med forskrift om systemansvaret.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for særskilt koordinering av formålet med forordningen.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

Paragraf 2 – Definisjoner

Engelsk forordningstekst

For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Directive 2012/27/EU¹, Article 2 of Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222², Article 2 of Commission Regulation (EU) [000/2014 – RfG], Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013³ and Article 2 of Directive 2009/72/EC shall apply.

In addition, the following definitions shall apply:

- (1) 'demand facility' means a facility which consumes electrical energy and is connected at one or more connection points to the transmission or distribution system. A distribution system and/or auxiliary supplies of a power generating module do not constitute a demand facility;
- (2) 'transmission-connected demand facility' means a demand facility which has a connection point to a transmission system;
- (3) 'transmission-connected distribution facility' means a distribution system connection or the electrical plant and equipment used at the connection to the transmission system;
- (4) 'demand unit' means an indivisible set of installations containing equipment which can be actively controlled by a demand facility owner or by a CDSO, either individually or commonly as part of demand aggregation through a third party;
- (5) 'closed distribution system' means a distribution system classified pursuant to Article 28 of Directive 2009/72/EC as a closed distribution system by national regulatory authorities or by other competent authorities, where so provided by the Member State, which distributes electricity within a geographically confined industrial, commercial or shared services site and does not supply household customers, without prejudice to incidental use by a small number of households located within the area served by the system and with employment or similar associations with the owner of the system;
- (6) 'main demand equipment' means at least one of the following equipment: motors, transformers, high voltage equipment at the connection point and at the process production plant;
- (7) 'transmission-connected distribution system' means a distribution system connected to a transmission system, including transmission-connected distribution facilities;
- (8) 'maximum import capability' means the maximum continuous active power that a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution facility can consume from the network at the connection point, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator respectively;
- (9) 'maximum export capability' means the maximum continuous active power that a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution facility, can feed into the network at the connection point, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator respectively;
- (10) 'low frequency demand disconnection' means an action where demand is disconnected during a low frequency event in order to recover the balance between demand and generation and restore system frequency to acceptable limits;

¹ Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (OJ L 315, 14.11.2012, p.1).

² Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (OJ L 197, 25.7.2015, p. 24).

³ Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council (OJ L 163, 15.6.2013, p. 1).

- (11) 'low voltage demand disconnection' means a restoration action where demand is disconnected during a low voltage event in order to recover voltage to acceptable limits;
- (12) 'on load tap changer' means a device for changing the tap of a winding, suitable for operation while the transformer is energised or on load;
- (13) 'on load tap changer blocking' means an action that blocks the on load tap changer during a low voltage event in order to stop transformers from further tapping and suppressing voltages in an area;
- (14) 'control room' means a relevant system operator's operation centre;
- (15) 'block loading' means the maximum step active power loading of reconnected demand during system restoration after black-out;
- (16) 'demand response active power control' means demand within a demand facility or closed distribution system that is available for modulation by the relevant system operator or relevant TSO, which results in an active power modification;
- (17) 'demand response reactive power control' means reactive power or reactive power compensation devices in a demand facility or closed distribution system that are available for modulation by the relevant system operator or relevant TSO;
- (18) 'demand response transmission constraint management' means demand within a demand facility or closed distribution system that is available for modulation by the relevant system operator or relevant TSO to manage transmission constraints within the system;
- (19) 'demand aggregation' means a set of demand facilities or closed distribution systems which can operate as a single facility or closed distribution system for the purposes of offering one or more demand response services;
- (20) 'demand response system frequency control' means demand within a demand facility or closed distribution system that is available for reduction or increase in response to frequency fluctuations, made by an autonomous response from the demand facility or closed distribution system to diminish these fluctuations;
- (21) 'demand response very fast active power control' means demand within a demand facility or closed distribution system that can be modulated very fast in response to a frequency deviation, which results in a very fast active power modification;
- (22) 'demand response unit document' (DRUD) means a document, issued either by the demand facility owner or the CDSO to the relevant system operator for demand units with demand response and connected at a voltage level above 1000V, which confirms the compliance of the demand unit with the technical requirements set out in this Regulation and provides the necessary data and statements, including a statement of compliance.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

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

- (1) 'forbruksanlegg' er et anlegg som forbruker elektrisk energi og som er tilknyttet via et eller flere tilknytningspunkt til transmisjons- eller distribusjonsnettet;
- (2) 'forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet' er et forbruksanlegg som har tilknytning til transmisjonsnettet;
- (3) 'distribusjonsanlegg' omfatter selve tilknytningen eller det elektriske anlegget og utstyret som brukes i tilknytningen;
- (4) 'forbruksenhet' er et udelelig sett av innretninger, med utstyr som aktivt kan kontrolleres av eier av forbruksanlegget eller av et lukket distribusjonsnett, enten individuelt eller sammenslått som en del av forbruksaggregering via tredje part;
- (5) 'lukket distribusjonsnett' – et distribusjonsnett som er innenfor et industrianlegg, og som ikke forsyner privat forbruk;

- (6) 'hovedutstyr for forbruk' betyr minst ett av følgende utstyr: motorer, transformatorer, høyspenningsutstyr i tilknytningspunktet og på prosessanlegget;
- (7) 'distribusjonsnett' – som også inkludert distribusjonsanlegget;
- (8) 'maksimale importkapasitet' – her forstås 'maximum import capability' med den maksimale importen av aktive effekten som er gitt av nettavtalen mellom forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet;
- (9) 'maksimale eksportkapasitet' – her forstås 'maximum export capability' med den maksimale eksport av aktive effekten som er gitt av nettavtalen mellom forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet;
- (10) 'underfrekvensvern' – den engelske definisjonen beskriver en handling med frakobling av last ved lav frekvens. Når denne handlingen knyttes til automatikk betegner vi utstyret som benyttes som underfrekvensvern. I Norge benytter vi et slikt vern for frekvensstyrt belastningsfrakobling;
- (11) 'underspenningsvern' – den engelske definisjonen beskriver en handling med frakobling av last ved lav spenning. Når denne handlingen knyttes til automatikk betegner vi utstyret som benyttes som underspenningsvern. I Norge benytter vi et slikt vern for spenningsstyrt belastningsfrakobling;
- (12) 'trinnkobler' – er det som i dag betegner transformatorens trinnkobler. Trinnkobleren på store krafttransformatorer er i Norge normalt koblet til automatisk spenningsregulering;
- (13) 'blokkering av signaler til trinnkobler' – en funksjon som blokkerer signalet til trinning av transformator under lave spenninger;
- (14) 'Driftssentral' – med dette forstås 'control room' som driftssentral hos aktuelt nettselskap og/eller systemansvarlig;
- (15) 'Blokkvis innkobling av last' – Gjeninnkobling av forbruk ved maksimale laststeg for aktiv effekt under gjenopprettelse av kraftsystemet etter blackout.
- (16) 'forbrukerfleksibilitet - aktiv effekt styring' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for regulering av relevant systemoperatør eller relevant TSO, og som resulterer i endring i den aktive effekten;
- (17) 'forbrukerfleksibilitet - reaktiv effekt styring' er reaktiv effekt eller kompenseringsutstyr for reaktiv effekt innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for regulering av relevant systemoperatør eller relevant TSO;
- (18) 'forbrukerfleksibilitet – styring av overføringsbegrensninger' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for regulering av relevant systemoperatør eller relevant TSO for å håndtere overføringsbegrensninger innenfor kraftsystemet;
- (19) 'aggregering av forbruk' er en samling av forbruksanlegg eller lukkede distribusjonsnett som kan driftes som en samlet enhet eller lukket distribusjonsnett med den hensikt å tilby en eller flere forbrukerfleksibilitetstjenester;

- (20) 'forbrukerfleksibilitet – styring av systemfrekvens' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for reduksjon eller økning av last som følge av frekvenssvingninger, og som er gjort ved hjelp av en automatisk respons fra forbruksanlegget eller det lukkede distribusjonsnettet for å redusere frekvenssvingningene;
- (21) 'forbrukerfleksibilitet – hurtig styring av aktiv effekt' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for hurtig regulering av aktiv effekt ved frekvensavvik, og som resulterer i hurtig endring i den aktive effekten;
- (22) 'forbrukerfleksibilitetsdokument' (DRUD) er et dokument utstedt av enten eier av forbruksanlegg eller eier av lukket distribusjonsnett til relevant systemoperatør hvor forbruksenheten med forbrukerfleksibilitet er tilknyttet, høyere enn 1000 V, og som bekrefter at forbruksenheten etterfølger kravene gitt av denne forordning.

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 High Voltage Direct Current Connections (HVDC) 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, men vi har en viktig presisering hva gjelder vår oversettelse og tolkning av definisjonslisten når det gjelder demand facility og demand unit. I vår tidligere vurderinger har vi definert demand facility som en forbruksenhet og demand unit som et forbruksanlegg. Nye vurderinger gjør at vi nå å bytte om på disse:

- Demand facility - 'forbruksanlegg' er et anlegg som forbruker elektrisk energi og som er tilknyttet via et eller flere tilknytningspunkt til transmisjons- eller distribusjonsnett;
- Demand unit - 'forbruksenhet' er et udelelig sett av innretninger, med utstyr som aktivt kan kontrolleres av eier av forbruksanlegg eller av et lukket distribusjonsnett, enten individuelt eller sammenslått som en del av forbruksaggregering via tredje part;

Bakgrunnen for at vi gjør om våre tidligere vurderinger henger sammen med at en forbruksenhet er noe som ligger under et forbruksanlegg, samt at det blir misvisende å bruke forbruksanlegg for små enheter som tilbyr forbrukerfleksibilitet (aggregert). Endringen henger også sammen med definisjonen brukt i RfG, der produksjonsenhet er den minste bestandelen, som ett aggregat i et kraftverk. Og produksjonsanlegg er et anlegg som består av én eller flere produksjonsenheter.

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 forsyningesanlegg (FEF).

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

Paragraf 3 – Virkeområde

Engelsk forordningstekst

1. The connection requirements set out in this Regulation shall apply to:
 - (a) new transmission-connected demand facilities;
 - (b) new transmission-connected distribution facilities;
 - (c) new distribution systems, including new closed distribution systems;
 - (d) new demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs.

The relevant system operator shall refuse to allow the connection of a new transmission-connected demand facility, a new transmission-connected distribution facility, or a new distribution system, 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 Article 50. The relevant system operator shall communicate such refusal, by means of a reasoned statement in writing, to the demand facility owner, DSO, or CDSO and, unless specified otherwise by the regulatory authority, to the regulatory authority.

Based on compliance monitoring in accordance with Title III, the relevant TSO shall refuse demand response services subject to Articles 27 to 30 from new demand units not fulfilling the requirements set out in this Regulation.
2. This Regulation shall not apply to:
 - (a) demand facilities and distribution systems 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;
 - (b) storage devices except for pump-storage power generating modules in accordance with Article 5(2).
3. In case of demand facilities or closed distribution systems with more than one demand unit, these demand units shall together be considered as one demand unit if they cannot be operated independently from each other or can reasonably be considered in a combined manner.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre at anlegg etterlever regelverket og de krav til funksjonalitet som fastsettes. Dersom konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett 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 industrianlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og sentralnettet. Dette kan for eksempel være industrikompressor, motordrifter/strømretteranlegg i likeretterdrift, elektrolyseanlegg/smelteverk og andre store anlegg. Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planlagte anlegg og utvidelser i eksisterende anlegg.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 4 – Virkeområde for eksisterende anlegg

Engelsk forordningstekst

1. Existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units that are or can be used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator or relevant TSO, are not subject to the requirements of this Regulation, except where:
 - (a) an existing transmission-connected demand facility, an existing transmission-connected distribution facility, an existing distribution system, or an existing demand unit within a demand facility at a voltage level above 1000V or a closed distribution system connected at a voltage level above 1000V, has been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised in accordance with the following procedure:
 - (i) demand facility owners, DSOs, or CDSOs who intend to undertake the modernisation of a plant or replacement of equipment impacting the technical capabilities of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit 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 transmission-connected demand facility, an existing transmission-connected distribution facility, an existing distribution system, or an existing demand unit 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, a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility, a distribution system, or a demand unit that is, or can be, used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator or relevant TSO, shall be considered as existing if:
 - (a) it is already connected to the network on the date of entry into force of this Regulation; or
 - (b) the demand facility owner, DSO, or CDSO has concluded a final and binding contract for the purchase of the main demand equipment or the demand unit by two years after the entry into force of the Regulation. The demand facility owner, DSO, or CDSO must notify the relevant system operator and relevant TSO of the conclusion of the contract within 30 months after the entry into force of the Regulation.

The notification submitted by the demand facility owner, DSO, or CDSO to the relevant system operator and 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 demand equipment or the demand unit to be constructed, assembled or purchased.

A Member State may provide that in specified circumstances the regulatory authority may determine whether the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit is to be considered existing or new.

3. Following a public consultation in accordance with Article 9 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator or relevant TSO.
- For that purpose a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis shall be carried out, in accordance with Articles 48 and 49. The analysis shall indicate:
- (a) the costs, in regard to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units, of requiring compliance with this Regulation;
 - (b) the socio-economic 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units, within six months of receipt of the report and the recommendation of the relevant TSO in accordance with paragraph 4 of Article 48. 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 demand facility owners, DSOs and CDSOs as part of the assessment of the application of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units.
7. The relevant TSO may assess the application of some or all of the provisions of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units, every three years in accordance with the requirements 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 på den annen side 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 konsesjonærer mot at krav skal kunne gis tilbakevirkende kraft og påføre konsesjonærene uhensiktsmessige kostnader. Samtidig skal ikke regelverket stenge for muligheten til å gjennomføre nødvendige tilpasninger fremover i tid.

For å ha et lite grunnlag på hva som er tenkt fra ENTSO-E sin side om å pålegge krav på eksisterende anlegg følger et utklipp fra ENTSO-Es publiserte frequently asked questions:

In the context of the DCC, an Existing Demand Facility is a user which:

- *is either physically connected to the Network, or*
- *has a confirmation, provided in accordance with Article 4 of the DCC by the Demand Facility Owner that a final and binding contract for the construction, assembly or purchase of the Main Plant, (i.e. motors, production plant, etc) of the Demand Facility exists 30 months after the day of the entry into force of this Network Code.*

In the context of the DCC, an Existing Distribution Network Connection is a Distribution Network Connection:

- *which is either physically connected to the Network, or*
- *for which the substation to connect it to the transmission network has a confirmation, provided in accordance with Article 4 of the DCC by the Distribution Asset Owner that a final and binding contract for the construction, assembly or purchase of the Main Plant, (i.e. transformer, busbars etc) of the Distribution Network Connection exists 30 months after the day of the entry into force of this Network Code.*

The definitions of Existing Demand Facility and Existing Distribution Network Connection take into account possible future amendments of the Network Code. In this sense a new user could become an existing user with respect to amended requirements with future evolutions of the code.

According to this definition, an Distribution Network which reinforces or expands its network without adaptations at a connection point to the transmission system, will still have Existing Distribution Network Connections for which the applicability of this Network Code.

As requested by the ACER Framework Guidelines, the network code shall apply to new users. It shall apply to existing demand users as well, if the benefits of such applicability are expected to outweigh the incurred costs as duly assessed by the Relevant TSO and in this sense applicability has been proposed by the relevant TSO and this proposal has been approved by the National Regulatory Authority. Depending on the proposal by the relevant TSO (and the regulator's approval) there can be a variety in the application to Existing Demand Facilities and Existing Distribution Network Connections:

- *All Existing Demand Facilities and Existing Distribution Network Connections shall meet all requirements.*
- *All Existing Demand Facilities and Existing Distribution Network Connections shall meet selected requirements.*
- *Selected Demand Facilities and Existing Distribution Network Connections shall meet all requirements.*
- *Selected Demand Facilities and Existing Distribution Network Connections shall meet selected requirements.*

Once retroactive application is approved and applies to certain existing users, they shall meet those requirements which are covered by the retroactive application, regardless whether it possesses a derogation from a relevant related requirement in the national code, which was

issued on a national level before the network code entered into force. Although existing derogations are no substitute of derogations from the network code in case of retroactive application, such documentation can however be useful background information when preparing the derogation application regarding the network code.

Existing users, which are not covered by the network code, shall continue to be bound by such technical requirements that apply to them pursuant to legislation in force in the respective Member States or contractual arrangements in force. Consequently, existing national/ local derogations may remain in force as well, provided that they refer to a requirement not covered by the European network code.

Oppsummert kan vi dermed si at kravene i DCC i hovedsak skal gjelde for nye tilknytninger, men at den samtidig åpner for at det kan stilles krav eksisterende anlegg dersom endringer er så stor at tilknytningskontrakten må endres.

Statnetts anbefaling

Statnett mener det er behov for mekanismer som sikrer nødvendig funksjonalitet i eksisterende anlegg når disse gjennomgår endringer. Disse anleggene har en funksjonalitet i dag og det må etableres rammer som beskriver rettigheter og plikter når funksjonaliteten påvirkes og potensielt endres gjennom levetiden. Funksjonalitet i anlegg må følges opp gjennom at det stilles tydelige krav til anleggene og hvordan verifikasjon av etterlevelse skal følges opp.

Det er ikke gunstig at aktører, som konkurrerer i samme marked, eller at ellers like anlegg stilles overfor ulike krav og ulik regulering. Forordningen bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at den også egner seg for å regulere hvilke krav til funksjonalitet som gjelder ved endringer i eksisterende anlegg.

I den grad dette hensynet ikke kan ivaretas gjennom DCC, bør dette hensynet sikres parallelt med DCC, eksempelvis gjennom en videreføring eller revisjon reguleringen i dagens fos.

Med bakgrunn i behovene for å klargjøre rammer for funksjonalitet i eksisterende anlegg (herunder også endringer hos tilbydere av forbrukerfleksibilitet) vil Statnett anbefale følgende løsning:

- Rapporteringsplikten reguleres inn i DCC eller alternativt gjennom en revisjon av fos:
 - "Konsesjonær skal informere aktuell systemoperatør og systemansvarlig om planer om endringer i eksisterende forbruksanlegg og distribusjonsnett 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 DCC og melde dette inn for NVE for vedtak."
 - Det introduseres en rapporteringsplikt for eksisterende forbruksanlegg og distribusjonsnett hvor det planlegges endringer som påvirker anleggets funksjonalitet (videreføring eller tilpasning/utvidelse av fos §14 1. ledd).
- Det utvikles en veileder, som beskriver prosessen for slik rapportering, for å sikre en harmonisert gjennomføring. Utarbeides av systemansvarlig i samarbeid med aktuelle systemoperatører.

- Det opprettes et sentralt register med oversikt over eksisterende forbruksanlegg og distribusjonsnett (oversikt over transformatorer og endepunktskomponenter finnes i dag på fosweb) og alle meldte endringer i eksisterende forbruksanlegg og distribusjonsnett.
- Ved planlagte endringer i eksisterende forbruksanlegg og distribusjonsnett sender konsesjonær melding om endring 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 DCC.
- Aktuell systemoperatør, i dialog med systemansvarlig, vurderer hvorvidt endringen bør underlegges hele eller deler av kravene gitt av DCC.
- Aktuell systemoperatør/systemansvarlig melder inn for NVE forespørsel om vedtak for at anlegget skal underlegges hele eller deler av kravene gitt i DCC. NVE fatter vedtak om hvilke krav som stilles med bakgrunn i innstilling fra Aktuell systemoperatør/systemansvarlig.
- Delkomponenter som endres og underlegges kravene i DCC forordningen etter vedtak fra NVE, følger kravene kun for disse delkomponentene.
- Videreføring av eksisterende funksjonalitet, dvs. "en-en" utskiftninger med sammen funksjonalitet, medfører ikke at anlegget underlegges DCC.

Kriterier for når eksisterende anlegg skal underlegges en DCC evaluering

- Endringer som utløser krav om ny konsesjon for anlegget, som gitt av energiloven kapittel 3:
Kap. 3. Elektriske anlegg
§ 3-1. (Konsesjon på anlegg)
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.
Videre utdypning fra NVEs sider om behandling av konsesjonssaker i transmisjons- og distribusjonsnett, som vil ha betydning for forbruksanlegget og distribusjonsnett:
Søknader om bygging og drift av kraftledninger, transformatorstasjoner og andre elektriske anlegg i transmisjons- og distribusjonsnettet med spenning over 22 kV behandles av NVE.
- Endringer som kan ha påvirkning på anleggets funksjonalitet i tilknytningen mot transmisjonsnettet og eventuelt for distribusjonsnettet dersom det tilbys forbrukerfleksibilitet.

Denne foreslåtte løsningen med rapporteringsplikt og videre prosess ved endringer av eksisterende anlegg er i stor grad i henhold til paragraf 4 i forordningen, men med et tillegg om at alle endringer skal informeres til aktuell systemoperatør/systemansvarlig. Dette tillegget kommer som følge av at vi i dag har en annen løsning en tilknytningskontrakter (vedtak), og dermed ikke har mulighet til å følge opp bestemmelsen i første ledd bokstav a:

".... been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised..."

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 kostnadskrevenne 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. det foreligger systemer og rutiner for kontroll for å fastslå anleggenes tilstand.*
- 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

Utover det som er gitt av vedlagte referater, er det tilkommet en kommentar fra Skagerak som påpeker en viktig avklaring:

Presiseringen om at eksisterende distribusjonsnett defineres som "eksisterende" (og dermed ikke omfattes av kodene) selv når det kommer nytt innmatingspunkt fra transmisjonsnettet er viktig. Vi forstår koden slik at kravene stilles til de nye (eller vesentlig ombygde) anleggene. Dvs. dette er tekniske krav til disse komponentene og ikke til hele nettet som "ligger bak".

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.

Paragraf 5 – Anvendelse på pumpekraftverk og industrianlegg

Engelsk forordningstekst

1. This Regulation shall not apply to pump-storage power generating modules that have both generating and pumping operation mode.
2. Any pumping module within a pump-storage station that only provides pumping mode shall be subject to the requirements of this Regulation and shall be treated as a demand facility.
3. In the case of industrial sites with an embedded power generating module, the system operator of an industrial site, the demand facility owner, the power generating facility owner and the relevant system operator to whose system the industrial site is connected, may agree, in coordination with the relevant TSO, on conditions for disconnection of critical loads from the relevant system. The objective of the agreement shall be to secure production processes of the industrial site in case of disturbed conditions in the relevant system.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere hvorvidt pumpekraftverk skal være en del av forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen for bestemmelsen er å sikre at det stilles krav til eventuelle pumpekraftverk som kun benyttes til pumpedrift, og at disse er å anse som et forbruksanlegg. Pumpekraft som kun benyttes til pumpedrift må i så måte følge de relevante kravene gitt av DCC forordningen.

Bestemmelsene i DCC er tydelig på at pumpekraftverk som benyttes til både produksjonsmoduls og pumpedrift ikke skal falle inn under DCC. Disse anleggene er derimot tatt inn under paragraf 6 i Requirements for Generators (RfG) og må følgelig følge kravene gitt der:

Pump-storage power-generating modules shall fulfil all the relevant requirements in both generating and pumping operation mode. Synchronous compensation operation of pump-storage power-generating modules shall not be limited in time by the technical design of power-generating modules. Pump-storage variable speed power-generating modules shall fulfil the requirements applicable to synchronous power-generating modules as well as those set out in point (b) of Article 20(2), if they qualify as type B, C or D.

Tredje ledd regulerer også hvilke avtaler som skal avtales mellom forbruksanleggets eier og eventuelle konsesjonærer av produksjonsenheter dersom produksjonsenheten er å anse som en del av industrianlegget.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser eller øvrige anbefalinger, da dette er et fast krav.

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. For pumpekraftverk er det i dag FIKS som er førende for hvilke krav som stilles til disse, og i henhold til kapittel 3.2 i FIKS er pumpekraftverk å anse som vannkraftverk:

Vannkraftverk er som regel hurtig regulerbare, og egner seg som "støtdemper" i et kraftsystem som også har energikilder som vind, fossilt og radioaktivt materiale. Det er først og fremst magasinkraftverk og pumpekraftverk som egner seg som "støtdemper".

I dagens FIKS er det ingen skille på hvorvidt anlegget skal benyttes til bare pumping eller hvorvidt det også benyttes til produksjon, og reguleringen i RfG og DCC er dermed nytt.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 6 – 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, demand facility owner, power generating facility owner, DSO and/or CDSO 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 time frame, 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 demand facility owners, DSOs, CDSOs, 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 a 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 delegerer 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.

For industri og forbruksanlegg tilknyttet regional- og sentralnett er det i dagens FIKS definert følgende:

Systemansvarlig skal fatte vedtak om industrianlegg og forbruksenheter tilknyttet regional- og sentralnettet. Dette kan for eksempel være industrikompressorer, motordrifter/strømretteranlegg i likeretterdrift, elektrolyseanlegg/smelteverk og andre store anlegg. Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planlagte anlegg og utvidelser i eksisterende anlegg.

Industri-/større forbruksanlegg skal ha kompensering for reaktivt forbruk/produksjon, avhengig av nettets behov nær uttakspunktet.

Ved feil i industrianlegg skal nettet ikke påføres store sprang i reaktiv effektutveksling.

Her kommer eksplisitt frem at systemansvarlig skal fatte vedtak ovenfor slike anlegg. Den nye forordningen om tilknytning av forbruk og distribusjonsanlegg, DCC, 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 agreements between system operators and owners of new or existing demand facilities or operators of new or existing distribution systems subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, 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 forbruksanlegg eller eier av distribusjonsnett.

For DCC er ikke dette et stort problem, da forordningen er gjeldende i tilknytningspunktet mot transmisjonsnettet, og relevant systemoperatør i så måte vil være Statnett som TSO. Det vil dog være relevant systemoperatør som skal inngå avtaler med tilbydere av forbrukerfleksibilitet dersom disse er tilknyttet distribusjonsnettet.

Statnett har lenge jobbet med problemstillingen om hvorvidt vi bør opprettholde vedtaksordningen eller endre praksis til den avtalebaserte løsningen som beskrevet i forordningene. Dette arbeidet er pr. nå ikke fastsatt, og Statnett har følgelig ingen generell anbefaling på dette tidspunktet. Statnett har derimot, der vi har sett det nødvendig, kommet med egne anbefalinger på roller og ansvar på de temaer som vi mener bør ha en annen rollefordeling enn det som kommer frem av forordningen.

Behov for koordinering med andre interessenter

Uavhengig av valg av løsning vil det være et behov for utstrakt koordinering mellom ulike systemoperatører, konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet og systemansvarlig. Velges avtaleløsningen som reguleres i forordningen vil det være behov for å etablere harmoniserte løsninger og veiledningsdokumenter for å sikre likebehandling og en hensiktsmessig gjennomføring.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Da denne forordningen er gjeldende i tilknytningspunktet mot transmisjonsnettet, og relevant systemoperatør i så måte vil være Statnett som TSO, har det ikke kommet mange innspill til roller og ansvar fra referansegruppen. Vi ønsker allikevel å fremheve en kommentar mottatt av Helgelandskraft i forbindelse med diskusjonen rundt tema:

- Helgelandskraft er skeptisk til at tilknytningsavtalen skal forhandles hver gang for å få inn de nødvendige kravene overfor en ny kunde. Helgelandskraft mener systemet taper mye på en

avtaleløsning, og er redd det vil føre til svakere krav til anleggene. Det bør være en tydelig oppstilling av krav som nettselskapene kan møte kundene med (og at dette er en problemstilling som går ut over tilknytning til transmisjonsanlegg). Det er ønskelig med en tydeliggjøring og 'forankring' som er tilsvarende det vi har i dag med FIKS.

For øvrige kommentarer til det som omhandler regulatoriske forhold vises det til vedlegg I.

Paragraf 7 – 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.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

Paragraf 8 – 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 innhenting 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 tariffregimer og andre markedsbaserte systemer.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

Paragraf 9 – Offentlig høring

Engelsk forordningstekst

1. Relevant system operators and relevant TSOs shall carry out a consultation with stakeholders, including the competent authorities of each Member State on:
 - (a) proposals to extend the applicability of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units in accordance with Article 4(3);
 - (b) the report prepared in accordance with Article 48(3);
 - (c) the cost-benefit analysis undertaken in accordance with Article 53(2);
 - (d) the requirements for demand units specified in accordance with Article 28(2)(c),(e),(f),(k) and (l) and Article 29(2)(c) to (e).

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, the report, the cost-benefit analysis, or the requirements for demand units, for approval by the regulatory authority, competent entity or, if applicable, the Member State. In all cases, a sound justification for including or not the view of the stakeholders shall be provided and published in a timely manner before, or simultaneously with, the publication of the proposal, the report, the cost-benefit analysis, or the requirements for demand units specified in accordance with Article 28 and Article 29.

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 parter syn fremkommer og blir vurdert.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre tredjeparts og direkte parter 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

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 10 – Involvering av interessenter

Engelsk forordningstekst

The Agency, in close cooperation with the ENTSO for Electricity, shall organise stakeholder involvement regarding the requirements for the grid connection of transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, 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 transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs.

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

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

Paragraf 11 – 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

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

DEL II – TILKNYTNING AV FORBRUKSANLEGG TILKNYTTET TRANSMISJONSNETTET, DISTRIBUSJONSANLEGG TILKNYTTET TRANSMISJONSNETTET OG DISTRIBUSJONSNETT

KAPITTEL 1 – GENERELLE KRAV

Paragraf 12 – Generelle frekvenskrav

Engelsk forordningstekst

1. Transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and distribution systems shall be capable of remaining connected to the network and operating at the frequency ranges and time periods specified in Annex I.
2. The transmission-connected demand facility owner or the DSO may agree with the relevant TSO on wider frequency ranges or longer minimum times for operation. If wider frequency ranges or longer minimum times for operation are technically feasible, the consent of the transmission-connected demand facility owner or DSO shall not be unreasonably withheld.

Annex I

Frequency ranges and time periods referred to in Article 12(1)

Synchronous area	Frequency range	Time period for operation
Continental Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Nordic	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Great Britain	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 seconds
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes

Ireland and Northern Ireland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
Baltic	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes

Table 1: The table shows the minimum time periods for which a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility or a distribution system has to be capable of operating on different frequencies, deviating from a nominal value, without disconnecting from the network.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

1. Forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett skal forbi tilkoblet til nettet og holdes i drift innenfor frekvens- og tidsintervall i henhold til vedlegg 1;
2. Eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet eller DSO kan bli enig med aktuell TSO om utvidet frekvens- eller tidsintervall utover verdier definert i vedlegg 1. Dersom utvidede frekvens- eller tidsintervall er teknisk mulig, skal eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet eller DSO ikke nekte å gi samtykke til bruk av utvidede frekvens- eller tidsintervall uten saklig grunn.

Vedlegg 1

Frekvens- og tidsintervall referert til i paragraf 12 første ledd

Synkronområde	Frekvens	Tidsintervall
Kontinental-Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn perioden angitt for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter
Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter
Storbritannia	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 sekunder
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 90 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutter
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutter
Irland og Nord Irland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 90 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutter
Baltikum	47.5 Hz – 48.5 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn perioden angitt for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 30 minutter

Tabell 1: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett skal være i stand til å driftes med og samtidig forbli tilkoblet til nettet ved ulike frekvenser som avviker fra nominell verdi.

Formål med bestemmelsen:

Formålet med kravet er å sørge for at forbruksanlegg, distribusjonsnett og forbruk generelt holder inne en gitt tid ved gitte frekvenser. Samt sikre at utfall av forbruksanlegg eller distribusjonsnett ikke setter driftssikkerheten på spill.

Målet med forskriften (DCC) er å etablere en praksis som i større eller mindre grad sammenfaller med dagens praktisering i forskjellige land. Da frekvensregulering har betydelig innvirkning over landegrensene innenfor samme synkronområde er det kritisk at funksjonaliteten i de ulike landene samsvarer med hverandre. Kravene som går frem av tabell 1 er utarbeidet ved å sammenligne praksis i ulike europeiske land. Kravet er dermed et kompromiss som skal ta høyde for sikker drift og tilrettelegge for gode tiltak ved særlig anstrengte driftssituasjoner.

Systemansvarlig legger til grunn at tabellen med frekvens- og tidsintervall skal forstås som et minstekrav, og at utvidede krav kan inkluderes i den nasjonale tilpasningen.

Det er behov for å sette krav til minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett skal være i stand til å driftes med og samtidig forbli tilkoblet til nettet ved ulike frekvenser som avviker fra nominell verdi. Dette for å sikre at utfall av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett ikke setter driftssikkerheten på spill.

Statnetts anbefaling

For de fleste frekvensintervaller er kravene entydig bestemt i forskriften. Tidsintervallet som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett skal være i stand til å driftes med og samtidig forbli tilkoblet til nettet for frekvensintervallet 48,5 – 49,0 Hz skal derimot angis av den enkelte TSO. Systemansvarlig foreslår å sette tidsintervallet for 48,5 – 49,0 Hz kravet til minimumstiden på 30 minutter. Systemansvarlig ser ikke at det er behov for å holde inne lengre enn 30 minutter, da et strengere krav ikke vil gi vesentlige systemdriftsfordeler. Systemansvarligs vurdering vil kunne endres som følge av at dette kravet bør samkjøres med de andre landene innenfor samme synkronområdet.

Forskriften legger også opp til at det kan stilles krav utover de frekvensintervaller som er definert i tabell 1 (ref. paragraf 12 annet ledd). Systemansvarlig ser ingen umiddelbare behov for å definere frekvensintervaller utover det som er gitt av tabell 1, og mener paragraf 12 annet ledd åpner for at systemansvarlig kan stille utvidet krav i hver enkelt tilknytning dersom det er ønskelig og teknisk mulig.

Statnetts anbefalte implementering av tabell:

Vedlegg 1

Frekvens- og tidsintervall referert til i artikkel 12(1)

Synkronområde	Frekvens	Tidsintervall
Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter

Tabell 1: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett skal være i stand til å driftes med og samtidig forbli tilkoblet til nettet ved ulike frekvenser som avviker fra nominell verdi.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er i dag få krav til forbruk, og FIKS definerer følgende:

Systemansvarlig skal fatte vedtak om industrianlegg og forbruksenheter tilknyttet regional- og sentralnett. Dette kan for eksempel være industrikompressorer, motordrifter/strømretteranlegg i likeretterdrift, elektrolyseanlegg/smelteverk og andre store

anlegg. Konesjonær skal informere systemansvarlig om planlagte anlegg og utvidelser i eksisterende anlegg.

Industri-/større forbruksanlegg skal ha kompensering for reaktivt forbruk/produksjon, avhengig av nettets behov nær uttakspunktet.

Ved feil i industrianlegg skal nettet ikke påføres store sprang i reaktiv effektutveksling.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Frekvens er felles over synkronområder, og en parameter som man på tvers av grenser må jobbe sammen om å holde ved nominell verdi. Derfor er det viktig at kravene harmoniserer i størst mulig grad med de andre nordiske landene.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Kravene til frekvens har vært diskutert i flere referansegruppemøter, og etter vår vurdering har det ikke vært mange motforestillinger mot Statnetts anbefaling. De viktigste tilbakemeldingene fra referansegruppen har i hovedsak vært at kravene i forordningen virker å være relativt strenge, at kravene vil være en bidragsyter til økte kostnader ved utbygging, samt at formålet med kravene virker å være noe uklart.

Referansegruppen har også uttrykt at dette er krav som må koordineres i synkronområdet, og med de andre tilknytningsforordningene (RfG og HVDC). Koordinerte verdier mellom forordningene og synkronområde er spesielt viktig dersom nettselskapene skal stille egne krav til produksjon og forbruk som tilknyttes distribusjonsnettet, utover de krav som kommer av RfG.

Videre har det vært en del diskusjoner hvorvidt det skal stilles utvidede krav til frekvensområde (for å samsvare med våre foreløpige anbefalinger i RfG). Dette er videre behandlet under kapitlet om forbrukerfleksibilitet, og referansegruppens synspunkter på dette kommer klart frem der.

For øvrige kommentarer til det som omhandler generelle krav til frekvens vises det til vedlegg I.

Paragraf 13 – Generelle spenningskrav

Første ledd:

Engelsk forordningstekst

Transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems shall be capable of remaining connected to the network and operating at the voltage ranges and time periods specified in Annex II.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet innenfor spennings- og tidsintervallene i henhold til vedlegg 2 under paragraf 13.

Formål med bestemmelsen

Det er behov for å definere et fornuftig driftsområde for spenning for alle forbrukere (forbruksanlegg), distribusjonsanlegg og distribusjonsnett koblet til transmisjonsnett. Kravene er nærmere spesifisert i vedlegg 2 under paragraf 13.

Statnetts anbefaling

Se anbefaling for kravene i vedlegg 2 under paragraf 13.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se sammenligning med dagens regelverk i vedlegg 2 under paragraf 13.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Samme som for vedlegg 2 under paragraf 13.

Annet ledd:

Engelsk forordningstekst

Equipment of distribution systems connected at the same voltage as the voltage of the connection point to the transmission system shall be capable of remaining connected to the network and operating at the voltage ranges and time periods specified in Annex II.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Utstyr i distribusjonsnett som er tilkoblet samme spenningsnivå som i tilknytningspunktet for transmisjonsnett, skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet innenfor spennings- og tidsintervallene i henhold til vedlegg 2 under paragraf 13.

Formål med bestemmelsen

Skal sørge for tilstrekkelig dimensjonering av utstyr i distribusjonsnett (koblet til transmisjonsnett). Kravene er nærmere spesifisert i vedlegg 2 under paragraf 13.

Statnetts anbefaling

Det er hensiktsmessig med like spenningskrav for utstyr som for selve distribusjonsnettet (krav definert i første ledd. Samme som for vedlegg 2 under paragraf 13.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Samme som for vedlegg 2 under paragraf 13.

Behov for koordinering med andre interessenter

Samme som for vedlegg 2 under paragraf 13.

Tredje ledd:

Engelsk forordningstekst

The voltage range at the connection point shall be expressed by the voltage at the connection point related to reference 1 per unit (pu) voltage. For the 400 kV grid voltage level (or alternatively commonly referred to as 380 kV level), the reference 1 pu value is 400 kV, for other grid voltage levels the reference 1 pu voltage may differ for each system operator in the same synchronous area.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Spenningsintervallet i tilknytningspunktet skal defineres ut fra spenningsnivået i tilknytningspunktet referert til 1 per enhet spenning (pu). For nett med spenningsnivå 420 kV, er referanseverdien per enhet 420 kV. For andre spenningsnivåer kan referanseverdien per enhet variere for hver systemoperatør innenfor samme synkronområde.

Formål med bestemmelsen

Krav skal settes for per enhet spenning (pu). Vanlig notasjon.

Statnetts anbefaling

Denne paragrafen er entydig definert.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Forskriften åpner opp for at hver systemoperatør kan ha forskjellig referanseverdi på sitt spenningsnivå (utover 400 kV). Koordinering av referanseverdier kan være hensiktsmessig på nordisk nivå.

Fjerde ledd:

Engelsk forordningstekst

Where the voltage base for pu values is from 300kV to 400kV included, the relevant TSO in Spain may require transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems to remain connected in the voltage range between 1.05 pu – 1.0875 pu for an unlimited period.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Der spenningsbasisen for per enhet-verdiene er fra 300 kV til og med 400 kV, kan den aktuelle TSOen i Spania kreve at forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett forblir tilkoblet innenfor spenningsintervallet 1.05 pu – 1.0875 pu for en ubegrenset tidsperiode.

Statnetts anbefaling

Dette er en bestemmelse som ikke gjelder for Norge, og Statnett har således ingen anbefaling til bestemmelsen.

Femte ledd:

Engelsk forordningstekst

Where the voltage base for pu values is 400kV, the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may require transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems to remain connected to the 400 kV network in the voltage ranges and for time periods that apply to the Continental Europe synchronous area.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Der spenningsbasisen for per enhet-verdiene er 400 kV, kan de aktuelle TSOene i det baltiske synkronområdet kreve at forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett forblir tilkoblet til 400 kV-nettet innenfor spennings og tidsintervallet som gjelder for synkronområdet i kontinentale Europa.

Statnetts anbefaling

Dette er en bestemmelse som ikke gjelder for Norge, og Statnett har således ingen anbefaling til bestemmelsen.

Sjette ledd:

Engelsk forordningstekst

If required by the relevant TSO, a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility, or a transmission-connected distribution system shall be capable of automatic disconnection at specified voltages. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the DSO.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal, hvis påkrevd av TSO, kunne bli automatisk frakoblet ved spesifiserte spenningsnivå. Betingelsene og innstillingene for den automatiske frakoblingen skal avtales mellom TSO og eier av forbruksanlegget tilknyttet transmisjonsnett eller aktuell DSO.

Formål med bestemmelsen

Fra TSOs side er det ønskelig at forbruk, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett skal kunne bli automatisk frakoblet ved enkelte spenningsnivå for å unngå driftsmessig uønskede spenningsforhold i tilknytningspunkt. Det gjelder i hovedsak ved lave spenninger.

Statnetts anbefaling

TSO vil ønske å inngå slike avtaler med forbrukere i utsatte deler av nettet der det kan oppstå svært lave spenninger. Det er imidlertid ikke noe behov fra systemansvarligs side å spesifisere forskriftsteksten nærmere her, da det uansett vil være behov for å inngå individuelle avtaler med forbrukerne det gjelder. Betingelsene og innstillingene for den automatiske frakoblingen vil kunne være forskjellig for hver enkelt forbruker (eksempelvis oljeutvinning og aluminiumsproduksjon).

I tillegg til spenningsnivå, må en slik avtale også spesifisere tidsforsinkelsen fra spenningen når et kritisk nivå til forbruksanlegget eller distribusjonsnettet kobles fra. Tiden bør være lang nok til at man unngår frakobling for transiente overspenninger, men samtidig kort nok til at man unngår skade på utstyr o.l. Det kan også være nødvendig å definere innfasingstid etter en slik automatisk frakobling.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Automatisk frakobling ved bestemte spenningsnivå vil spesifiseres nærmere i Emergency and Restoration (NC ER) og Guidelines for System Operation (SO GL).

Per i dag benyttes kun hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern i det norske nettet, men i fremtiden vil det også kunne være behov for systemvern knyttet til spenningsforhold. En slik automatisk frakobling som omtales i denne paragrafen vil slik kunne falle under betegnelsen systemvern. Systemvern omtales i §21 i Fos:

§ 21. Systemvern

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).

Hendelsesstyrt systemvern som innebærer utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett, kan kun benyttes som midlertidig tiltak. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til Norges vassdrags- og energidirektorat sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet.

Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Dette gjelder systemvern etablert som følge av vedtak etter første ledd, og øvrig systemvern i regional- og sentralnettet hvis systemansvarlig ikke vedtar at dette kan fjernes. Kostnadene skal dekke installasjon, drift og vedlikehold av vern og sambandsløsninger. Når systemvern innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnader for utkoblingsobjektene som følge av aktivering og utløsning av vern dekkes. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett, dekkes gjennom KILE-ordningen, jf. kapittel 9 i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. Dersom frekvensstyrt systemvern løser ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett uten at feil har inntruffet i det norske kraftsystemet, regnes systemansvarlig som ansvarlig konsesjonær etter § 2A-3 i forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere og eller deaktivere systemvern i regional- og sentralnettet. Konsesjonær kan ikke installere, idriftsette, aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og sentralnettet uten etter vedtak av systemansvarlig.

Statnett har følgende formulering i sin praktisering av §21 (<http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Praktisering-av-systemansvaret/Veileder-til-enkeltparagrafene/#faqItem21>):

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.

Her nevnes det også systemvernutløsninger i forbindelse med at uønskede spenningsgrenser nås.

I tråd med formuleringen i koden kan systemansvarlig også i dag kreve utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet.

Ifølge §21 skal kostnadene for installasjon, drift og vedlikehold av vern og sambandsløsninger dekkes av systemansvarlig. Systemansvarlig skal også dekke kostnader som følge av aktivering av systemvernet. Dette er ikke spesifisert i denne koden, men vil være aktuelt å spesifisere i betingelsene for avtalen mellom systemansvarlig og aktuell aktør i hvert tilfelle.

Per i dag er det vanlig at systemansvarlig inngår egne avtaler med forbrukere hvis de skal kobles ut grunnet systemvern. Dette er i tråd med formuleringen i koden. Koden åpner også for at avtale vil kunne forhandles frem med involvert DSO.

Behov for koordinering med andre interessenter

Forventet at dette koordineres gjennom arbeidet med NC ER og SO GL.

Sjuende ledd:

Engelsk forordningstekst

With regard to transmission-connected distribution systems with a voltage below 110kV at the connection point, the relevant TSO shall specify the voltage range at the connection point that the distribution systems connected to that transmission system shall be designed to withstand. DSOs shall design the capability of their equipment, connected at the same voltage as the voltage of the connection point to the transmission system, to comply with this voltage range.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

For distribusjonsnett med spenningsnivå under 110 kV og tilknyttet transmisjonsnettet, skal TSO spesifisere hvilket spenningsintervall distribusjonsnettet skal være dimensjonert for å tåle i tilknytningspunktet. Distribusjonsnett med spenningsnivå under 110 kV og tilknyttet transmisjonsnettet skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet innenfor spennings- og tidsintervallene som er spesifisert i tabellen under.

DSO skal dimensjonere ytelsen for sitt utstyr, som er tilkoblet ved samme spenningsnivå som i tilknytningspunktet til transmisjonsnettet, slik at det er tilpasset dette spenningsintervallet.

Spennings- og tidsintervall (varighet) for distribusjonsnett med spenningsnivå under 110 kV i tilknytningspunktet:

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	60 min

Tabell 4: Tabellen viser minimum tidsintervall som distribusjonsnett med spenningsnivå under 110 kV i tilknytningspunktet til transmisjonsnettet skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet ved spenninger som avviker fra referanseverdien 1 pu i tilknytningspunktet.

Formål med bestemmelsen

Forbruksanlegg, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett med spenningsnivå 110-400 kV i tilknytningspunktet til transmisjonsnettet er berørt av bestemmelsene i første og annet ledd. Denne paragrafen åpner for at TSO kan sette liknende spenningskrav til distribusjonsnett med spenningsnivå under 110 kV i tilknytningspunktet.

Tilfellene som blir berørt her vil eksempelvis være distribusjonsnett som har tilknytningspunktet på lavspentsiden av opptransformering til transmisjonsnett (TSO er eier av transformator og transformator regnes som en del av transmisjonsnettet).

Statnetts anbefaling

For å sikre gode spenningsforhold i tilknytningen til sentralnettet er det ønskelig fra Statnetts side å definere et generelt spenningskrav i tilknytningspunktet for distribusjonsnett, også med spenningsnivå under 110 kV. Det er også viktig å sette spenningskrav slik at man sørger for riktig og lik dimensjonering av utstyr/komponenter.

Det er viktig at distribusjonsnett kan driftes og holde inne ved vanlig driftsintervall for spenning på 0.90-1.05pu. De bør også kunne tåle kortvarig høye spenninger i tilknytningspunktet på 1.05-1.10pu. Spenningskravene som gjelder for distribusjonsnett med referansespenning på 110 kV til 300 kV i tilknytningspunktet burde derfor også gjelde for distribusjonsnett under 110 kV.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ingen definerte spenningskrav i tilknytningspunktet for distribusjonsnett i FIKS.

Driftsområde for spenning i stasjoner med forbindelse til andre nordiske land er omtalt i SOA (systemdriftsavtalen), men den er i tråd med det normale driftsintervallet som er definert i vedlegg 2 (ubegrenset tidsintervall for 0.90-1.05pu). Ingen spesielle krav til forbruk eller distribusjonsnett koblet til transmisjonsnettet er nevnt.

Behov for koordinering med andre interessenter

For implementering av forskriften er det behov for en avklaring fra OED hva som skal anses som transmisjonsnett og distribusjonsnett. Følgende er Regjeringens forslag til endringer i Energiloven §1-5:

Transmisjonsnettet omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Vedlegg 2:

Engelsk forordningstekst

Annex II
Voltage ranges and time periods referred to in Article 13(1).

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu	To be specified by each TSO but not less than 20 minutes and not more than 60 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	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minutes

Table 2: The table shows the minimum time periods during which a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility or a transmission-connected distribution system has to be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110kV to 300kV.

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu	To be specified by each TSO but not less than 20 minutes and not more than 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	0.90 pu – 1.097 pu	Unlimited
	1.097 pu – 1.15 pu	20 minutes

Table 3: The table shows the minimum time periods during which a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility or a transmission-connected distribution system has to be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network, where the voltage base for pu values is from 300kV to 400kV (including).

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Vedlegg II Spennings- og tidsintervall (varighet) referert til i paragraf 13 første ledd.

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Kontinental-Europa	0.90 pu – 1.118 pu	Ubegrenset
	1.118 pu – 1.15 pu	Skal defineres av TSO, men ikke mindre enn 20 min og ikke mer enn 60 min
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	60 min
Storbritannia	0.90 pu – 1.10 pu	Ubegrenset
Irland og Nord-Irland	0.90 pu – 1.118 pu	Ubegrenset
Baltikum	0.90 pu – 1.118 pu	Ubegrenset
	1.118 pu – 1.15 pu	20 min

Tabell 2: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet ved spenninger som avviker fra referanseverdien 1 pu i tilknytningspunktet. Gjelder referansespenning fra 110 kV til 300 kV.

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Kontinental-Europa	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	Skal defineres av TSO, men ikke mindre enn 20 min og ikke mer enn 60 min
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	Skal defineres av TSO, men ikke mer enn 60 min
Storbritannia	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	15 min
Irland og Nord-Irland	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
Baltikum	0.90 pu – 1.097 pu	Ubegrenset
	1.097 pu – 1.15 pu	20 min

Tabell 3: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet ved spenninger som avviker fra referanseverdien 1 pu i tilknytningspunktet. Gjelder referansespenning fra 300 kV til og med 400 kV.

Formål med bestemmelsen

Det er behov for å definere et fornuftig driftsområde for spenning for alle forbrukere, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett koblet til transmisjonsnett. Det er dessuten nødvendig å sette en minimumstid forbruk skal holde inne ved kortvarig overspenning 1.05-1.10pu. Disse kravene bør være felles i det nordiske driftsområdet.

Statnetts anbefaling

Spenningskrav i tilknytningspunktet med spenningsnivå fra 110 kV til 300 kV er allerede definert i forskriften.

For tilknytning til spenningsnivå 300 kV til 420 kV er det åpent for å definere et tidsintervall for 1.05-1.10pu. Ut fra dagens praksis er det ikke noe behov fra systemansvarligs side å sette dette kravet til maksimum tid på 60 minutter, da det er svært sjeldent at man har tilfeller med slike overspenninger i tilknytning til det norske transmisjonsnett. Erfaringsmessig vil det imidlertid være behov for at forbruk skal holde inne ved kortvarige overspenninger. Det bør derfor settes et minimumskrav for å sikre dette. Forslår krav på 20 minutter (jfr. minimumskrav for Kontinental-Europa).

Det vil også kunne føre til unødvendig dyr dimensjonering av utstyr på disse spenningsnivåene hvis man benytter seg av maksimumskrav.

Statnetts anbefalte implementering av tabell:

Vedlegg II Spennings- og tidsintervall (varighet) referert til i paragraf 13 første ledd.

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	60 min

Tabell 2: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet ved spenninger som avviker fra referanseverdien 1 pu i tilknytningspunktet. Gjelder referansespenning fra 110 kV til 300 kV.

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu – 1.10 pu	20 min

Tabell 3: Tabellen viser minimum tidsintervall som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal kunne driftes og forbli tilkoblet til nettet ved spenninger som avviker fra referanseverdien 1 pu i tilknytningspunktet. Gjelder referansespenning fra og med 300 kV til og med 420 kV.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ingen krav til spenningsforhold (eller detaljerte krav overhodet) for industrianlegg og forbruksanlegg i FIKS. Det er heller ingen definerte spenningskrav i tilknytningspunktet for distribusjonsnett.

Driftsområde for spenning i stasjoner med forbindelse til andre nordiske land er omtalt i SOA (systemdriftsavtalen), men den er i tråd med det normale driftsintervallet som er definert i vedlegg 2 (ubegrenset tidsintervall for 0.90-1.05pu). Ingen spesielle krav til forbruk eller distribusjonsnett koblet til transmisjonsnett er nevnt.

Nettselskap har noen forpliktelser til spenningskvalitet som er nevnt i FoL, men de berøres ikke av paragraf 13.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er hensiktsmessig med tilnærmet like spenningskrav innenfor synkronområdet, da spenningsregulering koordineres på grenseforbindelsene mellom landene (jfr. SOA og innledende betraktning (15) – "Voltage ranges should be coordinated between interconnected systems because they are crucial to secure planning and operation of a power system within a synchronous area"). Det er kun krav for 1.05-1.10pu for spenningsnivåer fra 300 kV til 400 kV som ikke er definert i koden, det kan være nyttig å diskutere behov for krav i fellesskap med de andre nordiske TSOene.

For implementering av forskriften er det behov for en avklaring fra OED hva som skal anses som transmisjonsnett og distribusjonsnett. Følgende er Regjeringens forslag til endringer i Energiloven §1-5:

Transmisjonsnett omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Tilleggstekst paragraf 13 og vedlegg 2

Tilleggstekst til tolkningsdokumentet "Spenningskrav" publisert i eRoom (det som er omtalt over). Presisering av systemansvarligs tolkning av første, annet og sjuende ledd, samt tabellene i vedlegg 2.

Det er behov for generelle spenningskrav for tilknytning til transmisjonsnettet. Systemansvarlig publiserte før forrige møte i referansegruppen forslag til spenningskrav i tilknytningspunktet. Etter tilbakemeldinger fra referansegruppen har det blitt utarbeidet en tilleggstekst for å tydeliggjøre Statnetts anbefaling og forståelse av kravet. Denne tilleggsteksten er derfor å anse som et supplement til tidligere publisert dokumentet. I dette tidligere publiserte dokumentet kan dere finne verdier og begrunnelse for valg av verdier der dette skal spesifiseres.

Innledning:

DCC presiserer i de innledende betraktningene (9) at grensene for hva som skal anses som transmisjonsnett og distribusjonsnett skal bestemmes på nasjonalt nivå. Regjeringen har kommet med følgende endringer i Energiloven, jfr. Prop. 35 L:

"Transmisjonsnettet omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Transmisjonsnettet omfatter også anlegg for omforming av elektrisk energi, når omformeranlegget er direkte tilknyttet anlegg for overføring som nevnt i første ledd og transformerer til spenning på minst 33 kV.

Transmisjonsnettet omfatter ikke anlegg som nevnt i første og andre ledd som kun betjener en enkelt eller et fåtall brukere.

Departementet kan i enkeltvedtak fastsette hvilke anlegg som skal inngå i transmisjonsnettet i henhold til denne bestemmelse. Anlegg som inngår i sentralnettet ved denne bestemmelsens ikrafttredelse, inngår i transmisjonsnettet med mindre departementet fatter annet vedtak. "

Endringen åpner for at transmisjonsnett skal kunne omfatte nett med spenningsnivå ned til 132 kV, samt anlegg for omforming av energi ned til spenning på minst 33 kV.

DCC inneholder ingen definisjon av tilknytningspunkt ("connection point"), men følgende definisjon er hentet fra RfG:

'connection point' means the interface at which the power generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is connected to a transmission system, offshore network, distribution system, including closed distribution systems, or HVDC system, as identified in the connection agreement;

Det står ikke beskrevet hvor tilknytningspunktet spesifikt er plassert i forhold til transformator, brytere, etc. Plassering av tilknytningspunkt vil altså være avhengig av nasjonale beslutninger om definisjonen av transmisjonsnett og distribusjonsnett.

Tolkning av første og annet ledd og tabeller i vedlegg 2:

Uavhengig av plassering av tilknytningspunktet mener systemansvarlig at bestemmelsene i første og annet ledd (med henvisning til vedlegg 2) bør leses som krav som gjelder i selve tilknytningspunktet, og at de er gjeldende for forbruksanlegg, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett knyttet til transmisjonsnett på spenningsnivåene som er nevnt i tabellteksten.

Den engelske teksten er som følger:

1. *Transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems shall be capable of remaining connected to the network and operating at the voltage ranges and time periods specified in Annex II.*
2. *Equipment of distribution systems connected at the same voltage as the voltage of the connection point to the transmission system shall be capable of remaining connected to the network and operating at the voltage ranges and time periods specified in Annex II.*

Annex II
Voltage ranges and time periods referred to in Article 13(1).

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu	To be specified by each TSO but not less than 20 minutes and not more than 60 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	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minutes

Table 2: The table shows the minimum time periods during which a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility or a transmission-connected distribution system has to be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 110kV to 300kV.

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu	To be specified by each TSO but not less than 20 minutes and not more than 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	0.90 pu – 1.097 pu	Unlimited
	1.097 pu – 1.15 pu	20 minutes

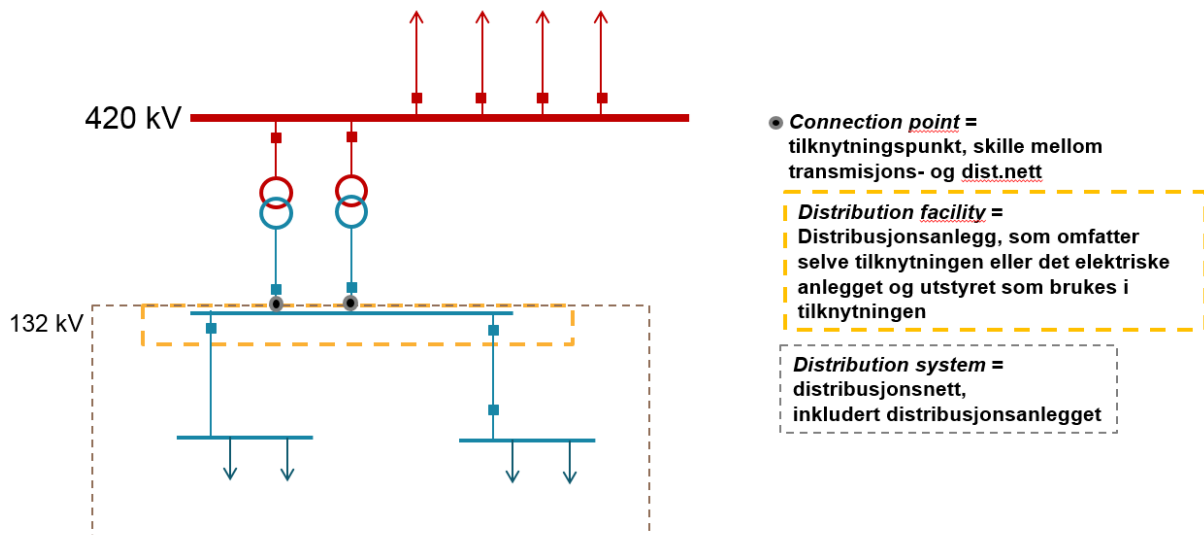
Table 3: The table shows the minimum time periods during which a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility or a transmission-connected distribution system has to be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network, where the voltage base for pu values is from 300kV to 400kV (including).

Systemansvarligs tolkning av tabellteksten for Tabell 2 er at disse kravene gjelder for alle forbruksanlegg, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett med tilknytningspunkt til transmisjonsnett med referansespenning fra og med 110 kV til 300 kV. Det gjelder også for tilkoblet utstyr i distribusjonsnettet med samme spenningsnivå som i tilknytningspunktet. Krav til utstyr vil derfor være avhengig av spenningsnivået i selve tilknytningspunktet (og vil dermed avhenge av endelig definisjon av tilknytningspunkt).

Systemansvarligs tolkning av tabellteksten for Tabell 3 er at disse kravene gjelder for alle forbruksanlegg, distribusjonsanlegg og distribusjonsnett med tilknytningspunkt til transmisjonsnett med referansespenning fra og med 300 kV til og med 400 (420) kV. Det gjelder også for utstyr i distribusjonsnettet som er tilkoblet ved samme spenningsnivå som i tilknytningspunktet.

Felles for begge tabeller er at kravet gjelder i selve tilknytningspunktet (pu-verdier i forhold til referansespenning i tilknytningspunkt). Figuren under illustrerer hvordan definisjonene kan forstås. Forståelsen kan påvirkes hvis energimyndighetene kommer med nye føringer for definisjon på tilknytningspunkt mellom distribusjons- og transmisjonsnett.

Eksempel stasjon



Figur 1: Forenklet oversikt over en eksempel stasjon.

I eksempel stasjonen er eiergrensesnittet mellom Statnett og distribusjonsnett konsesjonær mellom effektbryter og samleskinne, noe som gir et tilknytningspunkt til transmisjonsnettet som vist i Figur 1 (nedspenningsside av transformator).

Ut fra systemansvarligs tolkning av første og annet ledd, samt vedlegg 2, er distribusjonsnettet her koblet til transmisjonsnett med spenningsnivå 420 kV, og er derfor berørt av kravene i Tabell 3. Det betyr at distribusjonsnettet skal kunne driftes ubegrenset innenfor spenningsintervall 0,90-1,05pu (132 kV) i tilknytningspunktet, samt at TSO skal definere krav for spenningsintervallet 1,05-1,10pu (132 kV).

Systemansvarligs argumenter:

Tabellteksten til tabell 2 og 3 er noe upresis, men da bestemmelsen i paragrafen tar sikte på å sikre gode spenningsforhold i tilknytningen til transmisjonsnettet er det mest hensiktsmessig å tolke det som at referansespenningen (110-420 kV) er spenningsnivået til transmisjonsnettet man knytter seg til, altså spenningen på primærsiden av transformator (selv om tilknytningspunktet er definert på

sekundærsiden av transformator). Tolkningen vil slik sikre at alle som er tilknyttet til samme spenningsnivå (f.eks. 420 kV) i transmisjonsnettet har samme krav i tilknytningspunktet.

Tolkning av sjuende ledd:

Den engelske teksten er som følger:

7. *With regard to transmission-connected distribution systems with a voltage below 110kV at the connection point, the relevant TSO shall specify the voltage range at the connection point that the distribution systems connected to that transmission system shall be designed to withstand. DSOs shall design the capability of their equipment, connected at the same voltage as the voltage of the connection point to the transmission system, to comply with this voltage range.*

I tråd med tolkningen av øvrige ledd, mener systemansvarlig at sjuende ledd bør tolkes som at systemansvarlig kan spesifisere spenningskrav for distribusjonsnett hvis de har tilknytningspunkt til transmisjonsnett med referansespenning under 110 kV. Relevant nettselskap skal dimensjonere utstyr som er koblet til samme spenningsnivå som i selve tilknytningspunktet slik at de samsvarer med de spesifiserte spenningskravene.

Systemansvarligs tolkning

En endelig definisjon av transmisjonsnett foreligger foreløpig ikke, så dette tolkes som en åpning for systemansvarlig til å sette spenningskrav ved tilknytning til transmisjonsnett med lavere spenningsnivå enn 110 kV.

Steg for steg – hvordan komme frem til hvilke pu-verdier som skal overholdes i tilknytningspunktet?

1. Hva er spenningen på høyspentsiden av transformatoren i nærheten av tilknytningspunktet ditt?
 - a. Denne spenningen definerer hvilke av tabellene man skal forholde seg til
 - i. 300 – 420 kV gir tabell 3
 - ii. 110 – 299,99 kV gir tabell 2
2. Videre vil det da være spenningen i tilknytningspunktet som skal stemme med pu-verdien oppgitt i tabellen.

Eksempel 1.

Vi har et tilknytningspunkt på lavspentsiden av en 420/132 kV transformator.

Går da i tabell 3 (pga. 420 kV på høyspentsiden) og se på verdiene der.

Kravet blir da at spenningen i tilknytningspunktet (132 kV) skal holde seg innenfor:

Spenningsintervall (kV)	Tidsperiode
118,8 – 138,6 (0,9 pu – 1,05 pu)	Ubegrenset
138,6 – 145,2 (1,05 pu – 1,1 pu)	20 minutter

Eksempel 2.

Vi har et tilknytningspunkt på lavspentsiden av en 132/47 kV transformator, der 132 kV er definert som transmisjonsnett.

Går da i tabell 2 (pga. 132 kV på høyspentsiden) og ser på verdiene der.

Kravet blir da at spenningen i tilknytningspunktet (47 kV) skal holde seg innenfor:

Spenningsintervall (kV)	Tidsperiode
42,3 – 49,35 (0,9 pu – 1,05 pu)	Ubegrenset
49,35 – 51,7 (1,05 pu – 1,1 pu)	60 minutter

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Det har vært noe diskusjon mellom Statnett og referansegruppen rundt hva som er å anse som tilknytningspunkt og når spenningskravene vil være gyldig. Hovedsakelig skyldes dette Statnetts innledende feiltolkning og misforståelse av hvor kravene stilles. Etter videre arbeid med forordningen ble det skrevet ned et tolkningsdokument som ble presentert på referansegruppemøte nr. 3. Etter Statnetts vurdering ble vi der omforente om forståelsen av forordningen og aktiviteten på arbeidspakken ble lukket. Det vil derfor være den tolkningen som er gitt av tolkningsdokumentet som er gjeldende anbefaling fra Statnett, og tilbakemeldingen fra referansegruppen har vært at nettselskapene klarer kravene slik de er anbefalt.

En annen diskusjon som har vært er hvem som skal være ansvarlig for å definere referanseverdien (1 pu). Referansegruppens tilbakemelding her er at man må ta hensyn til lokale forhold i utarbeidelsen av referanseverdiene, og at dette er noe som bør gjøres av DSO i distribusjonsnettet. Statnett er enig at lokale forhold bør tas hensyn til ved utarbeidelsen av referanseverdiene, og har ingen videre kommentar til dette.

For øvrige kommentarer til det som omhandler generelle krav til spenning vises det til vedlegg I.

Paragraf 14 – Krav til kortslutningsstrømmer og ytelse

Engelsk forordningstekst

1. Based on the rated short-circuit withstand capability of its transmission network elements, the relevant TSO shall specify the maximum short-circuit current at the connection point that the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system shall be capable of withstanding.
2. The relevant TSO shall deliver to the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator an estimate of the minimum and maximum short-circuit currents to be expected at the connection point as an equivalent of the network.
3. After an unplanned event, the relevant TSO shall inform the affected transmission-connected demand facility owner or the affected transmission-connected distribution system operator as soon as possible and no later than one week after the unplanned event, of the changes above a threshold for the maximum short-circuit current that the affected transmission-connected demand facility or the affected transmission-connected distribution system shall be able to withstand from the relevant TSO's network in accordance with paragraph 1.
4. The threshold set in paragraph 3 shall either be specified by the transmission-connected demand facility owner for its facility, or by the transmission-connected distribution system operator for its network.
5. Before a planned event, the relevant TSO shall inform the affected transmission-connected demand facility owner or the affected transmission-connected distribution system operator, as soon as possible and no later than one week before the planned event, of the changes above a threshold for the maximum short-circuit current that the affected transmission-connected demand facility or the affected transmission-connected distribution system shall be able to withstand from the relevant TSO's network, in accordance with paragraph 1.
6. The threshold set in paragraph 5 shall either be specified by the transmission-connected demand facility owner for its facility, or by the transmission-connected distribution system operator for its network.
7. The relevant TSO shall request information from a transmission-connected demand facility owner or a transmission-connected distribution system operator concerning the contribution in terms of short-circuit current from that facility or network. As a minimum, the equivalent modules of the network shall be delivered and demonstrated for zero, positive and negative sequences.
8. After an unplanned event, the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall inform the relevant TSO, as soon as possible and no later than one week after the unplanned event, of the changes in short-circuit contribution above the threshold set by the relevant TSO.
9. Before a planned event, the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall inform the relevant TSO, as soon as possible and no later than one week before the planned event, of the changes in short-circuit contribution above the threshold set by the relevant TSO.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre oppfølging og utveksling av informasjon vedrørende kortslutningsstrømmer og ytelse.

Bakgrunn til bestemmelsen

Begrepet kortslutningsytelse er, sett utfra et nettperspektiv, relatert til sikkerhet. Ved en kortslutning kommer en del av nettet, for eksempel en ledning, i kontakt med et fremmedelement, for eksempel en annen fase i nettet, eller jord. Når en kortslutning oppstår går det en feilstrøm, en kortslutningsstrøm, gjennom ledningen, og denne er oftest mye høyere enn de strømmene som vanligvis går gjennom ledningen.

Kortslutningseffekt, S_k , defineres ved: $\sqrt{3}U_n I_k$

U_n er nominell spenning. I_k er kortslutningsstrømmen ved symmetrisk trefase kortslutning, dvs. at alle fasene er "involvert" i kortslutningen. Kortslutningseffekten kan ikke måles direkte, men er en beregnet størrelse. Kortslutningsytelse brukes som et mål på hvor stivt nettet er.

Kortslutningsytelsen i et visst punkt i nettet må ses i forhold til den maksimale effekten som transporteres gjennom punktet under normale forhold. Kortslutningsytelsen er derfor ulik i ulike deler av nettet. For at nettet skal anses å være sikkert må kortslutningsytelsen være tilstrekkelig stor og sikringstiltak være hensiktsmessig valgt. Samtidig må både nettet og kundens anlegg dimensjoneres for å tåle de kortslutningsstrømmer som kan oppstå. Kortslutningsytelsen påvirkes av impedanser, eller treggheter, i nettet samt av styrken på de komponenter som opprettholder spenningen, dvs. generatorer og transformatorer.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt. Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) er gjeldende forskrift som skal sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. FOL § 4-2 – Informasjon om tekniske forhold ved leveringspålitelighet og spenningskvalitet angir:

Nettselskap skal på forespørsel fra nåværende eller fremtidige nettkunder, senest innen én måned, informere om leveringspålitelighet og spenningskvalitet i egne anlegg. Følgende elementer skal det kunne informeres om:

...

g) Beregnet minimal og maksimal kortslutningsytelse, for tilknytningspunkt i høyspenningsnettet. Ved vesentlige endringer i minimal og maksimal kortslutningsytelse, skal dette meddeles de berørte nettkunder som er tilknyttet i høyspenningsnettet.

Fra FIKS kan vi også lese om Statnetts praktisering slik den er i dag:

Kortslutningsytelser i sentralnettet gis ved henvendelse til systemansvarlig, pr. brev til Statnett eller som e-post til firmapost@statnett.no.

Anleggskonsesjonær i regionalnett skal ved henvendelse fra systemansvarlig oppgi kortslutningsverdier fra aktuelt distribusjons- eller regionalnett inn mot nærmere spesifiserte stasjoner på distribusjons- eller regionalnettsnivå.

Ut i fra vår vurdering vil derfor kravene som følger av DCC ikke legge føringer på allerede eksisterende regelverk, og har derfor ingen videre kommentarer til paragrafen.

Behov for koordinering med andre interessenter

Må ses i sammenheng med § 30 og § 31 i SO GL, som også sier noe om kortslutningsytelsen i tilknytning mot transmisjonsnettet.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

Paragraf 15 – Generelle krav til reaktiv effekt

Første ledd:

Engelsk forordningstekst

Transmission-connected demand facilities and transmission-connected distribution systems shall be capable of maintaining their steady-state operation at their connection point within a reactive power range specified by the relevant TSO, according to the following conditions:

- (a) for transmission-connected demand facilities, the actual reactive power range specified by the relevant TSO for importing and exporting reactive power shall not be wider than 48 percent of the larger of the maximum import capacity or maximum export capacity (0.9 power factor import or export of active power), except in situations where either technical or financial system benefits are demonstrated, for transmission-connected demand facilities, by the transmission-connected demand facility owner and accepted by the relevant TSO;
- (b) for transmission-connected distribution systems, the actual reactive power range specified by the relevant TSO for importing and exporting reactive power shall not be wider than:
 - (i) 48 percent (i.e. 0.9 power factor) of the larger of the maximum import capability or maximum export capability during reactive power import (consumption); and
 - (ii) 48 percent (i.e. 0.9 power factor) of the larger of the maximum import capability or maximum export capability during reactive power export (production);except in situations where either technical or financial system benefits are proved by the relevant TSO and the transmission-connected distribution system operator through joint analysis;
- (c) the relevant TSO and the transmission-connected distribution system operator shall agree on the scope of the analysis, which shall address the possible solutions, and determine the optimal solution for reactive power exchange between their systems, taking adequately into consideration the specific system characteristics, variable structure of power exchange, bidirectional flows and the reactive power capabilities in the distribution system;
- (d) the relevant TSO may establish the use of metrics other than power factor in order to set out equivalent reactive power capability ranges;
- (e) the reactive power range requirement values shall be met at the connection point;
- (f) by way of derogation from point (e), where a connection point is shared between a power generating module and a demand facility, equivalent requirements shall be met at the point defined in relevant agreements or national law.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal ha mulighet for å opprettholde drift i tilknytningspunktet innenfor de grenser for utveksling av reaktiv effekt som defineres av TSO. Grensene skal settes i henhold til følgende betingelser:

- (a) For forbruk tilknyttet transmisjonsnett skal grenser for utveksling av reaktiv effekt, som spesifiseres av TSO, ikke være større enn 48 prosent av den høyeste verdien av den aktive effektens importkapasitet eller eksportkapasitet, dette tilsvarer en effektfaktor på 0,9. Unntak fra dette kan aksepteres av TSO dersom enten tekniske eller finansielle systemfordeler bevises av eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett.
- (b) For distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal grenser for utveksling av reaktiv effekt, som spesifiseres av TSO, ikke være større enn;
 - (i) 48 prosent av den høyeste verdien av den aktive effektens importkapasitet eller eksportkapasitet, ved reaktiv effekt import(forbruk), dette tilsvarer en effektfaktor på 0,9, og

- (ii) 48 prosent av den høyeste verdien av den aktive effektens importkapasitet eller eksportkapasitet, ved reaktiv effekt eksport(produksjon), dette tilsvarer en effektfaktor på 0,9,

Unntak fra dette kan gis dersom felles analyse mellom TSO og DSO tilknyttet transmisjonsnett beviser at det kan være tekniske eller finansielle systemfordeler ved å unngå fra kravene.

- (c) Aktuell TSO og DSO skal enes om innholdet i analysen, og den skal som et minimum beskrive ulike løsninger og bestemme den optimale løsningen for utveksling av reaktiv effekt mellom nettnivåene (systemene). Analysen skal ta tilstrekkelig hensyn til de spesifikke systemegenskapene, ulike strukturer på effektutveksling, flyt, og muligheten for reaktiv effektutveksling med distribusjonsnettet.
- (d) Aktuell TSO kan benytte seg av metriske verdier for spenning eller reaktiv effekt istedenfor effektfaktor ved fastsettelse av grenser for utveksling av reaktiv effekt.
- (e) Grenser for utveksling av reaktiv effekt skal overholdes i tilknytningspunktet mellom TSO, forbruk tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet.
- (f) Unntak fra bokstav (e) gjelder ved delt tilknytningspunkt mellom produksjonsenhet og forbruksanlegg, tilsvarende krav skal da gjelde i henhold til tilknytningspunktet definert i relevante avtaler eller nasjonal lovgivning.

Formål med bestemmelsen

Reaktiv effekt er en lokal leveranse knyttet til spenningen i nettet og har innflytelse på elektriske tap og spenningsfall, samt at det har innvirkning på utnyttelsen av nettet. Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og fjerne reaktiv effekt. Generelt gjelder at det i tunglast i nettet er behov for leveranse av reaktiv effekt inn i nettet mens det i lettlast er behov for å fjerne reaktiv effekt fra nettet. I tillegg til bruk av produksjonsapparatet håndteres reaktiv effekt i hovedsak ved hjelp av spesielle installasjoner som kondensatorbatterier (kapasitiv kompensasjon), shuntreaktorer (induktiv kompensasjon), roterende fasekompensatorer eller statisk reaktiv kompensator (SVC – thyristorstyrt kapasitiv/induktiv kompensasjon).

Kostnadmessig kan man si at det er mest effektivt å generere reaktiv effekt der den trengs, dette for å unngå unødvendig tap og store spenningsavvik, samt at transport av reaktiv effekt kun er mulig over begrensede avstander.

Tradisjonelt sett har en av de viktigste bidragsyterne til den reaktive kompenseringen vært kraftverkene generatorer, hvor spenningsregulatoren kontinuerlig tilpasser den reaktive effekten til forholdene i nettet. Evnen til rask tilpassing av den reaktive effekten er viktig for å beholde kontrollen og minimere konsekvensene ved feil og andre uforutsette hendelser i kraftsystemet. Det er kraftverkene som er koblet til i eller nær sentralnettet som betyr mest, mens kraftverk på lavere nettnivåer bidrar i liten grad til å holde spenningen i sentralnettet. I driftssituasjoner der vesentlige mengder ny fornybar kraftproduksjon tilknyttet på lavere nettnivå erstatter produksjon i store kraftverk tilknyttet i eller nært sentralnettet, vil sentralnettet miste mye av den spenningsstøtte de store kraftverkene gir i dag.

I fremtiden vil mye av den nye produksjonen som skal tilknyttes nettet tilknyttes distribusjonsnettet, og det vil derfor være viktig at forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet er i stand til å opprettholde drift i tilknytningspunktet innenfor de grenser for utveksling av reaktiv effekt som er definert i denne paragrafen.

Tilgang til spenningsstøtte (reaktive ytelser både kapasitivt og induktivt) vil derfor være kritisk for spenningskvaliteten i sentralnettet, og det er derfor nødvendig å sørge for tilstrekkelig med tilgang til

reaktive ytelser for å sikre spenningskvaliteten i normaldrift. Det er også viktig å sørge for tilstrekkelig med reaktive reserver for sikre spenningsstabiliteten ved større driftsforstyrrelser.

Noe som også bør ligge til grunn ved alle TSO-DSO tilknytninger, med hensyn til reaktiv effekt, er at den enkelte DSO er ansvarlig for spenningskrav på sitt nettverk i henhold til paragraf 13 i DCC og paragraf 27 i *guideline on electricity transmission system operation (SO GL)*.

Paragraf 15 fastsetter grensene for utveksling av reaktiv effekt mellom TSO og forbruk tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett. Kravene er angitt som en prosentandel av maksimalt aktiv effekt import/-eksport i tilknytningspunktet. Kravene beskrevet i § 15 er en forordning for tilknytning. Det er derfor ingen direkte link til utnyttelsen av denne kapasiteten. Dette er derimot behandlet i kapittel 2 i SO GL, som kort fortalt sier at TSOen skal avtale med forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett om reaktivt settpunkt, effektfaktor og spenningssettpunkt for spenningskontroll i tilknytningspunktet mellom TSO og DSO. Dette skal gjøres med samsvar i bestemmelsene gitt av paragraf 15 i DCC. Videre sier SO GL at TSOen skal ha rett til å bruke alle tilgjengelige transmisjonstilknyttet reaktiv effektreserver innenfor sitt kontrollområde til å effektivt styre den reaktive effekten og opprettholde spenningen innenfor 0,9 – 1,05 pu. referert referansespenningen.

Statnetts anbefaling

Prosentandelen for utveksling av reaktiv effekt skal spesifiseres av TSO – og skal ikke være større enn 48 % (definert som en prosentandel av maksimalt aktiv effekt import/-eksport i tilknytningspunktet). Systemansvarlig mener denne verdien i regelverket bør settes til 48 %. Systemansvarlig begrunner dette med at konsesjonærer selv er ansvarlig for spenningsnivå og regulering i egne stasjoner og nett (mer om dette i kapittel om *"sammenligning med dagens krav"*). Videre har systemansvarlig tatt utgangspunkt i dagens praksis hos et tilfeldig utvalg av nettselskapene og deres krav til utveksling av reaktiv effekt. Systemansvarlig har derfor grunn til å anta at de fleste nettselskaper følger denne praksisen. Fra tabell 1 kan vi se at utvalget av nettselskaper krever ekstra betalt fra forbruk som trekker/leverer mer reaktiv effekt enn $\cos \varphi = 0,9$, og at noen nettselskaper opererer med strengere verdier med $\cos \varphi$ opp til 0,9578.

Tabell 1: Viser oversikt over $\cos \varphi$ for noen tilfeldig utvalgte nettselskaper.

Nettselskap	$\cos \varphi$
Skagerak Nett	0,9
Svorka Nett	0,95
Haugaland Nett	0,9
Lofotkraft	0,9
Ringeriks-kraft	0,9
Troms kraft	0,95
Eidsiva Nett	0,95
Eidefoss	0,92
Hafslund	0,9
Lyse	0,9578
Istad	0,9578

Utleddning rundt $\cos \varphi$ og $\tan \varphi$

Siden nettselskaper benytter seg av $\cos \varphi$, mens forordningen benytter seg av $\tan \varphi$ er det foretatt en utledning av forholdet mellom $\cos \varphi$ og $\tan \varphi$.

Effektfaktor ($\cos \varphi$) er per definisjon definert som:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Der aktiv effekt (P) defineres positiv når det leveres aktiv effekt til tilknytningspunktet mot transmisjonsnett. Tilsvarende er reaktiv effekt (Q) positiv når det leveres reaktiv effekt til tilknytningspunktet til transmisjonsnett.

Forholdet mellom reaktiv effekt og aktiv effekt matet inn i tilknytningspunktet er lik $\tan \varphi$:

$$\frac{Q}{P} = \tan \varphi$$

$\tan \varphi$ er positiv når det leveres reaktiv effekt til tilknytningspunktet og negativ når det trekkes reaktiv effekt fra tilknytningspunktet. Effektfaktoren er uavhengig av fortegnet på Q, mens $\tan \varphi$ har samme fortegn som Q og kan dermed benyttes til å angi retningen på den reaktive effekten.

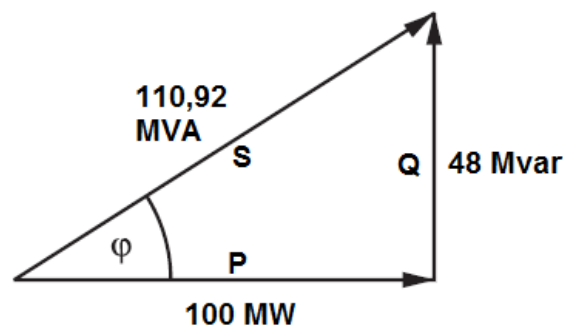
Utleddning av at det faktiske reaktiv effektområdet på 48 % ($\tan \varphi = 0,48$) tilsvarer en effektfaktor på 0,9 ($\cos \varphi = 0,9$):

$$\tan \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} = 0,48$$

For forenklingens skyld kan dette også utledes med å regne ut Q som prosentandel av en tenkte maksimal eksport på aktiv effekt lik 100 MW:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \rightarrow 0,9 = \frac{100}{\sqrt{100^2 + Q^2}} \rightarrow Q = \sqrt{12345,7 - 100^2} \rightarrow Q = 48$$

Levert reaktiv effekt (Q) er da som vi kan se 48 Mvar som tilsvarer 48 % av P ved $\cos \varphi = 0,9$ ($\tan \varphi = 0,48$).



Figur 2: Viser forholdet mellom P, Q og S i det forenklede eksemplet, dette ved $\cos \varphi = 0,9$ og $\tan \varphi = 0,48$

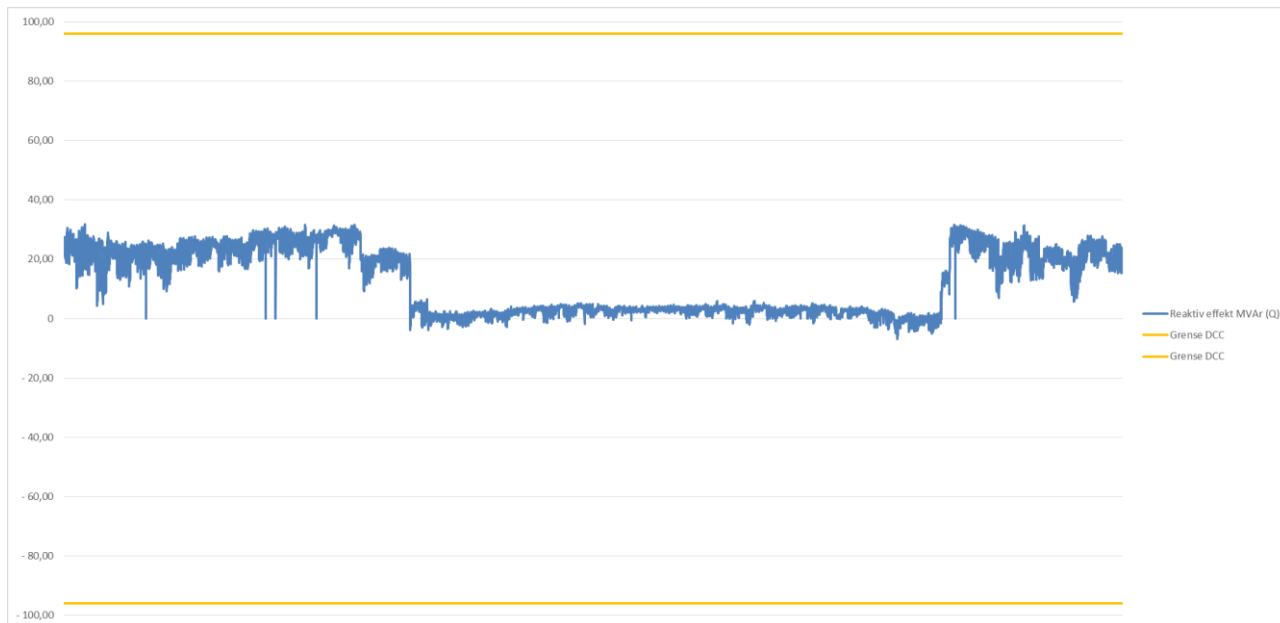
Eksempler i forhold til dagens situasjon

For å få en liten oversikt over hvordan disse kravene vil vært for eksisterende nett er det lagt ved tre forenklede eksempler, der det er tatt utgangspunkt i nettavtalen mellom Statnett og nettselskap/konsesjonær:

Eksempel Bærum T2:

Fra nettavtalen mellom Hafslund Nett og Statnett kan vi se at det er gitt en utvekslingsrett på 200 MW i Bærum transformatorstasjon. Bærum transformatorstasjon består kun av en transformator T2, og med en $\tan \varphi = 0,48$ gir dette en maksimal tillatt grense for utveksling av reaktiv effekt på 96,0 MVar over T2.

Ser vi så på den reaktive flyten over T2 i 2015 (figur 3) er det ingen verdier over den tillatte grensen på 96 MVar.

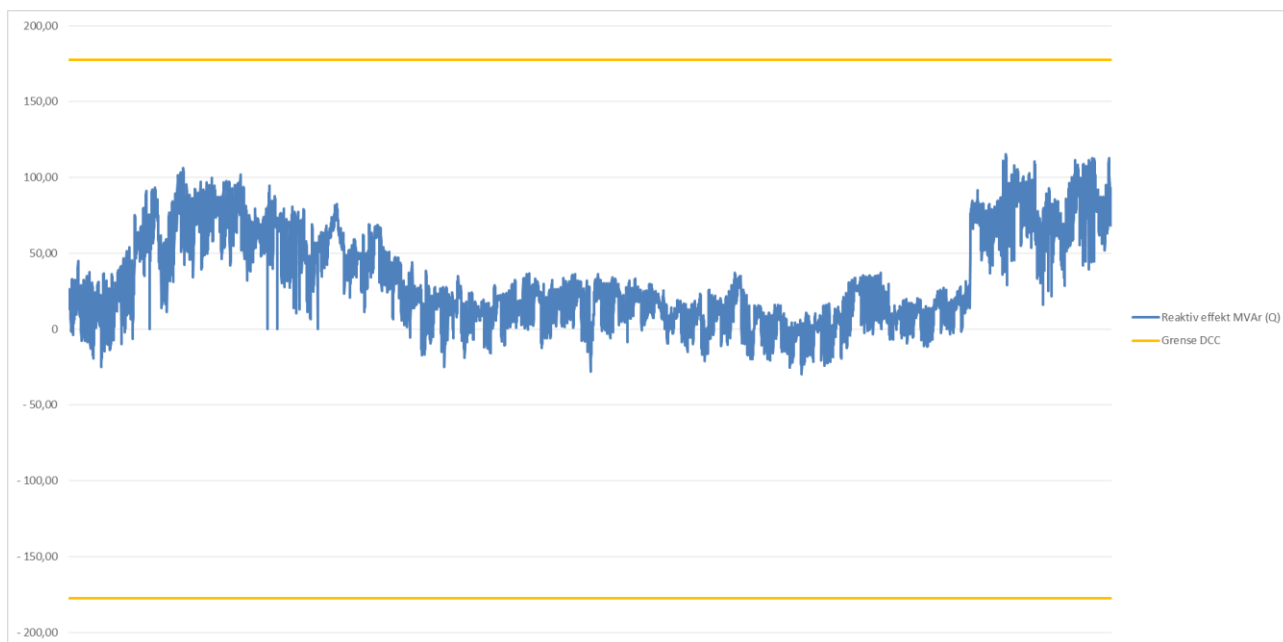


Figur 3: Viser reaktiv effektflyt over Bærum T2 i 2015, samt grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

Eksempel Sylling T3 og T4:

Fra nettavtalen mellom EB Nett og Statnett kan vi se at det er gitt en utvekslingsrett på 370 MW i Sylling transformatorstasjon. Sylling transformatorstasjon består derimot av 2 transformatorer T3 og T4, og det vil derfor være aktuelt å se på den totale utvekslingen av reaktive effekt fra transmisjonsnettet over de to transformatorene. Med en $\tan \varphi = 0,48$ gir dette en maksimal tillatt grense for utveksling av reaktiv effekt på 177,6 MVar over T3 og T4.

Ser vi så på den reaktive flyten over T3 og T4 i 2015 er det ingen verdier over den tillatte grensen på 177,6 MVar.

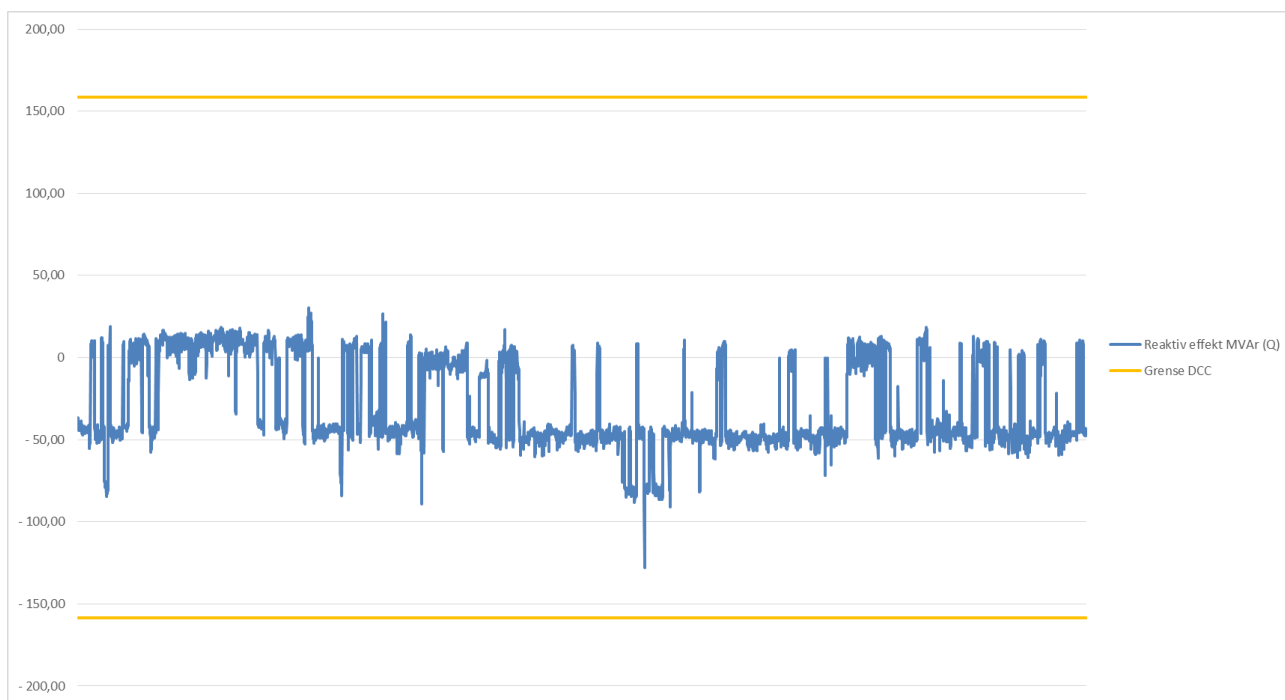


Figur 4: Viser reaktiv effektflyt over Sylling T4 i 2015, samt grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

Eksempel Karmøy

Fra nettavtalen mellom Hydro Aluminium og Statnett kan vi se at det er gitt en utvekslingsrett på 330 MW i Håvik transformatorstasjon. Håvik transformatorstasjon består av fem transformatorer mot Hydros anlegg på Karmøy. Med en $\tan \varphi = 0,48$ gir dette en maksimal tillatt grense for utveksling av reaktiv effekt på 158,4 MVar over alle transformatorene.

Ser vi så på den totale reaktive flyten over transformatorene i 2015 (figur 5) vil ikke dette gi noen verdier over den tillatte grensen på 158,4 MVar.

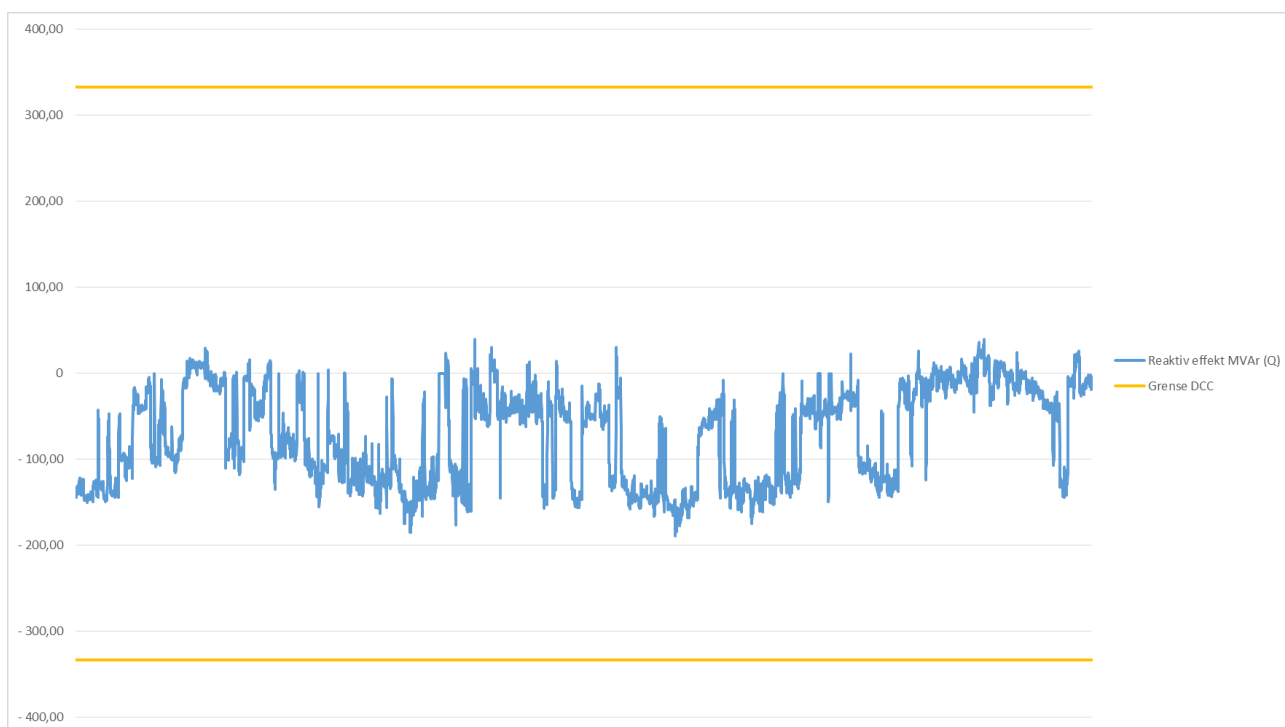


Figur 5: Viser reaktiv effektflyt over Hydro Karmøy i 2015, samt grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

Eksempel ASU:

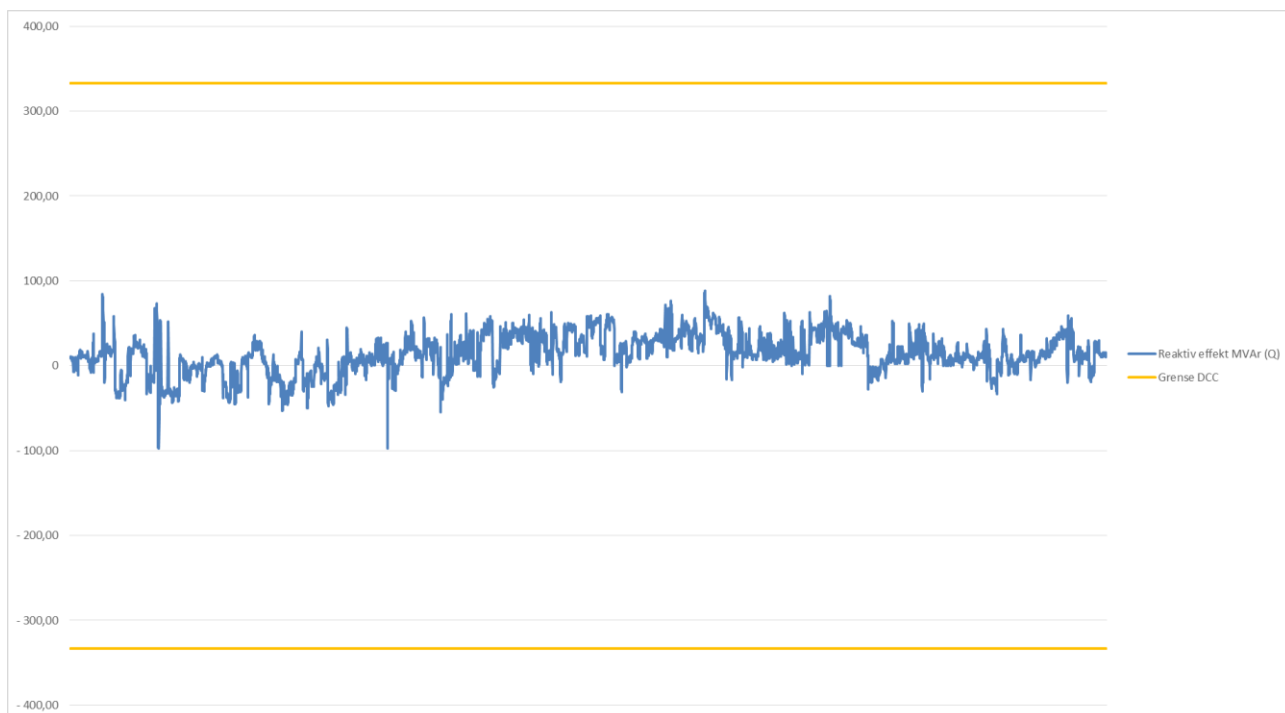
I ASU er det mulig å tolke kravene på to forskjellig måter. Enten som én tilknytning mot transmisjonsnett, eller som to separate tilknytninger mot transmisjonsnett⁴. Dette da tilknytningen mot transmisjonsnett er for ASU gjort ved en linje mot Aura, med tilknytning mot transmisjonsnett på ssk i Aura, og en linje mot Viklandet, med tilknytning mot transmisjonsnett på utsiden av bryterfelt i ASU. Hydro Aluminium har i henhold til nettavtalen en tillatt utvekslingsrett på 694 MW på hver av de to tilknytningene mot transmisjonsnett.

Hvis vi tar for tolkningen der ASU har to tilknytninger mot transmisjonsnett og kun ser på hver spesifikk avgang. Kan vi se at dagens uttak/leveranse av reaktiv effekt er godt innenfor grensene definert i DCC, ref figur 6 og 7.



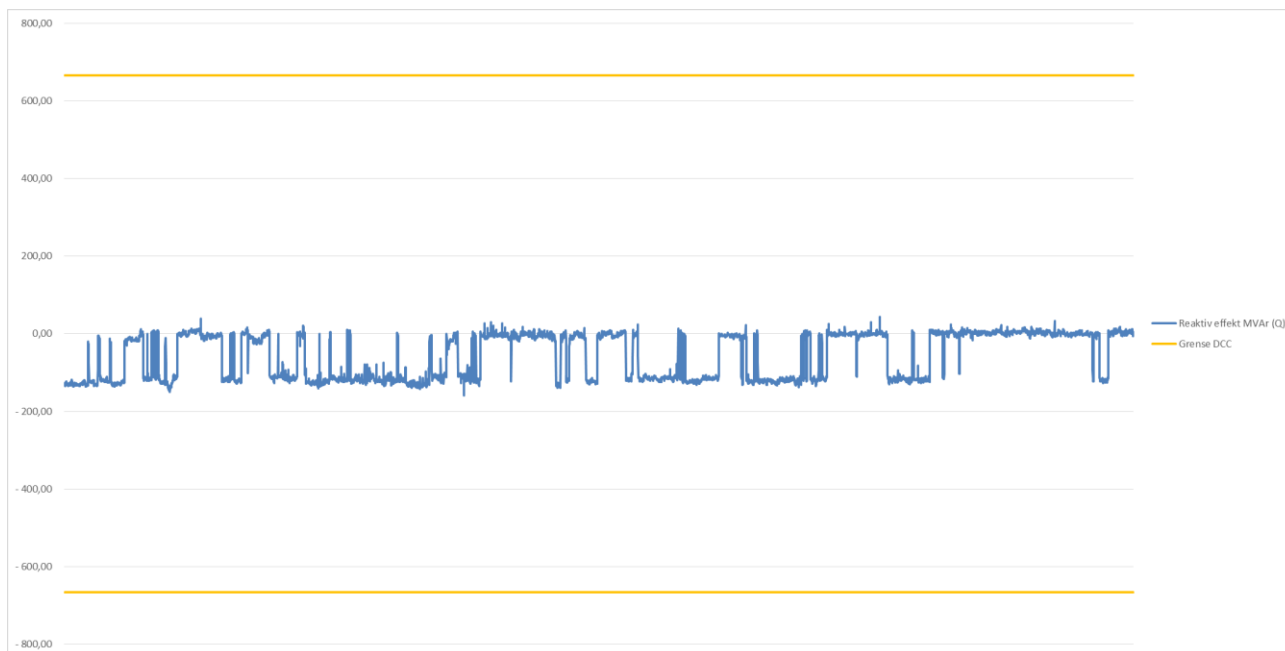
Figur 6: Viser reaktiv effektflyt over avgang Viklandet i ASU i 2015, samt grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

⁴ I henhold til endringer i energiloven av 27.05.2016 skal Transmisjonsnettets omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene. Etter vår vurdering vil det derfor være aktuelt å definere Viklandet og Aura som en del av transmisjonsnett, og at ASU således er tilknyttet transmisjonsnett.



Figur 7: Viser reaktiv effektflyt over avgang Aura 1 i ASU i 2015, samt grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

Dersom vi derimot tolker det dithen at ASU kun skal ses på som ett forbruk fra transmisjonsnettet, og at deres totale utviklingsrett er på 1388 MW, kan vi se av figur 8 at ASU ligger veldig godt innenfor kravene i DCC.



Figur 8: Viser den totale reaktiv effektflyt over avgangene Viklandet og Aura 1 i ASU i 2015, samt summert grenser for utveksling av reaktiv effekt som definert av DCC.

For ASU har vi her kommet med to forskjellige fremgangsmåter, og det er ikke definert i kravteksten hvordan dette skal tolkes. Fra systemansvarligs side vil det for ASU være naturlig å regne dette som to separate tilknytninger og at ASU således er tilkoblet transmisjonsnettet ved hver av disse, dette da

nettavtalen klart sier at hver av linjene (Aura/Viklandet) har en utvekslingsrett på 694 MW. Systemansvarlig mener derfor at første eksempel for ASU vil være den korrekte måten å se på denne problemstillingen.

Totalt sett for alle eksemplene vil kravene om 48 % reaktiv effektutveksling ikke være spesielt strenge, og ut i fra eksemplene som er valgt ikke være et problem for verken forbruk eller distribusjonsnett. Dette har nok sammenheng med dagens praksis der konsesjonær selv er ansvarlig for spenningsnivå og regulering i egne stasjoner og eget nett, noe som gjør at de sørger for egen reaktiv balanse. Vi forventer derfor at dagens praksis i stor grad kan opprettholdes, og at det ikke vil bli alt for store endringer som følge av kravene i paragraf 15.

Analyser og innhold

I henhold til kravteksten kan det innvilges unntak fra kravene, dersom en felles analyse mellom TSO og DSO beviser at det kan være tekniske eller finansielle systemfordeler ved å unngå fra kravene. Innholdet i denne analysen skal aktuell TSO og DSO bli enig om, og den skal som et minimum inneholde ulike løsninger og bestemme den optimale løsningen for utveksling av reaktiv effekt mellom nettnivåene (i tilknytningspunktet), samt ta hensyn til de lokale forholdene.

Det blir i dag ikke utført konkrete analyser av reaktiv utveksling mellom TSO og DSO, men dersom Statnett som TSO skulle gjort slike spesifikke analyser ville det vært naturlig å vurdere:

- Behov for spenningsstøtte eller induktiv kompensering for transmisjonsnettet.
 - Hvorvidt TSO kan spare kompensering i transmisjonsnettet ved økt utveksling, eller om økt utveksling gir behov for mer kompensering i transmisjonsnettet.
 - Vil det være rasjonelt/samfunnsøkonomisk å plassere kompensering for transmisjonsnettet på lavere spenningsnivå.
- Reaktiv utveksling og spenningsforhold må normalt analyseres både for statisk og dynamisk oppførsel, dette av hensyn til FoL og spenningskvalitet.

Innholdet i analysen som skal ligge til grunn for å få unntak er et arbeid Statnett i samarbeid med bransjen vil starte med i etterkant av at forordningen er implementert.

Veiledning fra ENTSO-E og koordinering med SO GL

Som nevnt i referansegruppemøter er ENTSO-E pålagt å komme med såkalt non-binding guidance (veiledning) på implementeringen. ENTSO-E publiserte 16. november 2016 veiledningsmateriale på det som går på reaktiv effekt utveksling mellom transmisjonsnett og distribusjonsnett. Denne veilederen ligger tilgjengelig på ENTSO-E sin nettsider, og systemansvarlig har anbefalt referansegruppens deltagere å lese over dokumentet.

Det er et behov for å koordinere kravene som settes i DCC med arbeidet som gjøres med implementeringen av *guideline on electricity transmission system operation (SO GL)*, da det er avsatt et helt kapittel (*Chapter 2 - Voltage control and reactive power management*) til spenning og reaktiv effekt. Hvor det blant annet står:

- *Each TSO shall agree with the transmission- connected DSO on the reactive power set-points, power factor ranges and voltage set-points for voltage control at the connection point between the TSO and the DSO in accordance with Article 15 of Commission Regulation No [000/2015 DCC].*

Sammenligning med eksisterende regelverk

Mange av dagens krav om reaktiv effekt og utveksling retter seg direkte til produksjonsenheter, men det finnes allikevel krav til spenningskvalitet og utveksling av reaktiv effekt mellom transmisjonsnett og forbruk/distribusjonsnett i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL), forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos), Statnetts praktisering av systemansvaret, funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS), samt at nettselskapene har egne vurderinger rundt reaktiv effektutveksling med sine tilknyttede forbruksanlegg.

FoL skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet, og fastsetter krav til leveringskvalitet i alle tilknytningspunktene. Med leveringskvalitet forstås leveringspålitelighet og spenningskvalitet slik dette er definert i FoL og annet regelverk. Nettselskap har noen forpliktelser til spenningskvalitet som er nevnt i FoL, men de berøres ikke av paragraf 15.

Fos skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Forskriften skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt. I fos er det hovedsakelig § 15 som er verdt å merke seg, og sier noe om spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt. Blant annet at systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet.

Statnetts praktisering av systemansvaret beskriver hvordan systemansvarlig praktiserer enkeltbestemmelsene i fos. Her beskrives at konsesjonærer 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. Systemansvarlig kan etter behov kreve ut- og innkobling av kondensatorbatteri/reaktor og MVAR kjøring på generatorer.

Et ledd i å sørge for at konsesjonærer sørger for egen reaktiv effekt balanse foretar systemansvarlig en tariffing av reaktiv effekt, da både uttak og innlevering av reaktiv effekt kan være et problem for driften av transmisjonsnett. Tarifiering av reaktiv effekt uttak er en praksis som i dag benyttes av systemansvarlig, og skal bidra til at det installeres kompenseringsanlegg der det er behov for dette. Reaktiv effekt tarifieres i de tilfellene det er til ulempe for systemet.

Avregningsgrunnlaget for reaktiv effekt finnes ved at det tas ut fem kontrolltimer fra tunglast- og lettlastperioden, og der avregningsgrunnlaget settes til det høyeste av uttakene i disse timene.

Øvrige retningslinjer for tarifiering av reaktiv utveksling er:

- Det skal måles i alle utvekslingspunkter mot sentralnettet.
- Der kundene drifter et sammenhengende nett vil vi se på kundens samlede netto utveksling.
- Det tarifieres både i etterkant av lettlast- og tunglastperioden. Tunglastperioden varer fra 1. november og ut februar måned. Lettlastperioden varer fra 1. mai og ut august måned.
- Rene produksjonspunkt blir ikke tariffert
- Minstegrense for tarifiering settes til +/- 20 MVAR pr. utvekslingspunkt /sammenhengende nett og uavhengig av periode.

Løsningen for hvordan tarifiering av reaktiv effekt vil påvirkes av kommende krav er fortsatt usikkert, da kravene åpner for en viss utveksling av reaktiv effekt mellom transmisjonsnett og forbruk/distribusjonsnett. En løsning her kan være å følge praksisen som blir benyttet av dagens nettselskaper i sine krav til betaling for reaktivt effektuttak.

FIKS er en veileder for systemansvarliges prosess med å fatte vedtak om funksjonalitet i anlegg før idriftsettelse. I FIKS det få krav til forbruk/distribusjonsnett og utveksling av reaktiv effekt, men FIKS definerer følgende:

Systemansvarlig skal fatte vedtak om industrianlegg og forbruksenheter tilknyttet regional- og sentralnettet. Dette kan for eksempel være industrikompressorer, motordrifter/strømretteranlegg i likeretterdrift, elektrolyseanlegg/smelteverk og andre store anlegg. Konesjonær skal informere systemansvarlig om planlagte anlegg og utvidelser i eksisterende anlegg.

Industri-/større forbruksanlegg skal ha kompensering for reaktivt forbruk/produksjon, avhengig av nettets behov nær uttakspunktet.

Ved feil i industrianlegg skal nettet ikke påføres store sprang i reaktiv effektutveksling.

Nettariffen i distribusjonsnettet blir publisert en gang i året, og sammen med denne inngår normalt nettselskapets egen vurdering av reaktiv effekt. Nettariffen inneholder oversikt over effektfaktor for når kunden må betale for sitt reaktive effektuttak, samt prisen for dette. Systemansvarlig ser ingen grunn til at denne løsningen ikke skal kunne opprettholdes med de nye kravene mellom transmisjonsnett og forbruk/distribusjonsnett.

Behov for koordinering med andre interessenter

Spenning er en forholdsvis lokal faktor, og vi mener at det ikke er behov for å koordinere med andre TSOer.

Annet ledd:

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO may require that transmission-connected distribution systems have the capability at the connection point to not export reactive power (at reference 1 pu voltage) at an active power flow of less than 25% of the maximum import capability. Where applicable, Member States may require the relevant TSO to justify its request through a joint analysis with the transmission-connected distribution system operator. If this requirement is not justified based on the joint analysis, the relevant TSO and the transmission-connected distribution system operator shall agree on necessary requirements according to the outcomes of a joint analysis.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Aktuell TSO kan kreve at distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet har evne i tilknytningspunktet til å ikke eksportere reaktiv effekt (gitt spenning i tilknytningspunktet på 1 pu) ved en aktiv effektflyt på mindre enn 25 % av den maksimale importkapasiteten. Der det er aktuelt kan Norges vassdrags- og energidirektorat kreve at aktuell TSO rettferdiggjør sin forespørsel gjennom en felles analyse med DSO. Hvis kravene ikke kan rettferdiggjøres gjennom analysen skal TSO og DSO komme til enighet om nødvendige krav i henhold til resultatet fra analysen.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd.

Statnetts anbefaling

Relativt faste krav. Men må også her definere hvordan analysen skal utføres.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ingen krav i dag, se for øvrig første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Ingen behov for koordinering.

Tredje ledd:

Engelsk forordningstekst

Without prejudice to point (b) of paragraph 1, the relevant TSO may require the transmission-connected distribution system to actively control the exchange of reactive power at the connection point for the benefit of the entire system. The relevant TSO and the transmission-connected distribution system operator shall agree on a method to carry out this control, to ensure the justified level of security of supply for both parties. The justification shall include a roadmap in which the steps and the timeline for fulfilling the requirement are specified.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Aktuell TSO kan kreve, uten at det påvirker anvendelsen av bestemmelsene i første ledd bokstav (b), at DSO aktivt kontrollerer utvekslingene av reaktiv effekt i tilknytningspunktet dersom det er til det beste for hele systemet. Aktuell TSO og DSO skal komme til enighet om metoden for hvordan dette skal kontrolleres, dette for å sikre at forsyningssikkerheten til begge parter er ivarettatt. Metoden skal omfatte en beskrivelse der trinnene og tidslinjen for hvordan kravene skal oppfylles er spesifisert.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd, samt sørge for at forsyningssikkerheten til TSO og DSOer er ivarettatt.

Statnetts anbefaling

Fast krav, hvor det i denne bestemmelsen i motsetning til første ledd også knytter seg til utnyttelsen av den reaktive effekten. Valget som skal tas i dette leddet omhandler metode for hvordan DSO skal kontrollere sin reaktive effektutveksling med transmisjonsnettet.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ingen krav i dag, men se for øvrig første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering.

Fjerde ledd:

Engelsk forordningstekst

In accordance with paragraph 3, the transmission-connected distribution system operator may require the relevant TSO to consider its transmission-connected distribution system for reactive power management.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

I samsvar med tredje ledd, kan DSO kreve at aktuell TSO vurderer deres distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet for reaktiv effekt styring.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd.

Statnetts anbefaling

Fast krav, der TSO skal vurdere i henhold til tredje ledd dersom DSO krever det.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ingen krav i dag, men se for øvrig første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

I henhold til referansegruppens tilbakemeldinger er det ingen tekniske problemer med å følge anbefalingen fra Statnett. Formålet med kravene virker derimot noe uklart, og det stilles spørsmål til hvordan nettselskapene kan stille videre krav nedover i kraftsystemet.

Referansegruppen har ingen nevneverdige kommentarer til utarbeidelse av analysene som skal utføres dersom det søkes om unntak fra bestemmelsen. Og er positive til et videre arbeid med å definere innholdet i en slik analyse.

Totalt sett kan man si at Statnett og referansegruppen er enig i at kravene gitt av forordningen og Statnett anbefaling er greie. Referansegruppen stiller allikevel spørsmål til hvordan dette skal bli i driften av kraftsystemet og til utnyttelsen av de reaktive reservene. SO GL er forordningen som regulerer driften av kraftsystemet, og referansegruppens tilbakemeldinger har vært at Statnett bør invitere til bred bransjeinvolvering ved gjennomgang av temaet.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til reaktiv effekt vises det til vedlegg I.

Paragraf 16 – Krav til vern

Første ledd

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO shall specify the devices and settings required to protect the transmission network in accordance with the characteristics of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system. The relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall agree on protection schemes and settings relevant for the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen direkte oversettelse her, da det er et fast krav og forholdsvis enkelt å tolke. Kravet sier i hovedsak at systemansvarlig skal spesifisere utstyr og innstillinger som kreves for å beskytte transmisjonsnett. Systemansvarlig og eier av forbruksanlegg og operatør av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal bli enige om reléplaner og verninnstillinger relevant for transmisjonstilknyttet forbruksanlegg eller distribusjonsnett.

Formål med bestemmelsen

Sikre at forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett har riktig utstyr og innstillinger for å beskytte transmisjonsnett hva gjelder vern og kontrollanlegg.

Vern installeres i hovedsak med tanke på følgende:

- Personssikkerhet
- Unngå/begrense materielle skader
- Systemsikkerhet

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

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Systemansvarlig er gjennom [forskrift om systemansvaret \(fos\)](#) gitt ansvar for vern i regional og sentralnett. I [fos § 14](#) og [fos § 20](#) omtales systemansvarliges rolle ved planlegging og idriftsetting av anlegg. Se også [systemansvarliges merknader til paragrafene](#), som er ment å gi informasjon om Statnetts tolkning og praktisering av paragrafenes intensjon og innhold.

Dagens krav er godt definert i [FIKS](#) kapittel 4 og 5, og omhandler vernspesifikasjoner fra 33 kV og opp til 420 kV.

FIKS kapittel 4 – Vern i sentralnett

Veiledende krav til vern i sentralnett gjelder også for produksjonseenheter direkte tilknyttet sentralnett. For regionalnett med spenning >110 kV gjelder samme krav som for vern i sentralnett.

FIKS kapittel 5 – Vern i regionalnett

Veiledende krav til vern i regionalnett gjelder for nett med spenningsnivå 33 - 110 kV.

For regionalnett med spenning >110 kV gjelder samme krav som for vern i sentralnettet, jf. kapittel 4. Krav til vern i regionalnett gjelder også for produksjonseenheter direkte tilknyttet regionalnett.

Det er også viktig å merke seg at forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF), samt IEC-normer som anlegg dimensjoneres etter, i noen tilfeller stiller strengere krav til vernfunksjonalitet enn det som spesifiseres i FIKS.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Annet ledd

Engelsk forordningstekst

Electrical protection of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system shall take precedence over operational controls while respecting system security, health and safety of staff and the public.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen direkte oversettelse her, da det er et fast krav og forholdsvis enkelt å tolke. Kravet sier i hovedsak at vern- og kontrollanlegg for forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal ha fortrinn fremfor signaler til styring av drift, og at det skal tas hensyn til liv, helse og materielle verdier, samt systemsikkerhet.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd.

Statnett anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Tredje ledd

Engelsk forordningstekst

Protection scheme devices may cover the following elements:

- (a) external and internal short circuit;
- (b) over- and under-voltage at the connection point to the transmission system;
- (c) over- and under-frequency;
- (d) demand circuit protection;
- (e) unit transformer protection;
- (f) back-up against protection and switchgear malfunction.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen behov for oversetting. Kravet definerer kun hva reléplaner og verninnstillinger for vern- og kontrollanlegg kan inneholde.

Formål med bestemmelsen

Formålet med kravet er å komme med en liste over hva reléplaner og verninnstillinger for vern- og kontrollanlegg kan inneholde. Se ellers første ledd.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Fjerde ledd

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall agree on any changes to the protection schemes relevant for the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system, and on the arrangements for the protection schemes of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen direkte oversettelse her, da det er et fast krav og forholdsvis enkelt å tolke. Leddet sier i korte drag at systemansvarlig og eier av forbruksanlegg eller operatør av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal avtale endringer i reléplaner og verninnstillinger for vern- og kontrollanlegg, dersom endringene har betydning for driften av eller beskyttelsen av transmisjonsnettet.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Generelt få kommentarer til paragrafene som omhandler vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling (§§ 16.18), da dette i hovedsak er faste krav og krav som må videre defineres i etterkant av implementeringen. Referansegruppen har dog kommet med en kommentar om at bestemmelsene virker å være ubalansert. Transmisjonsnettet er gitt prioritet, men det er også innstillinger i overliggende nett som vil ha betydning for distribusjonsnettet. Dette fremkommer ikke godt nok av forordningsteksten, og bør være viktig å passe på i den videre implementeringen.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling vises det til vedlegg I.

Paragraf 17 – Krav til kontrollanlegg

Første ledd

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall agree on the schemes and settings of the different control devices of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system relevant for system security.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen direkte oversettelse her, da det er et fast krav og forholdsvis enkelt å tolke. Leddet sier i korte drag at systemansvarlig og eier av forbruksanlegg eller operatør av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal bli enige om reléplaner og verninnstillinger for vern- og kontrollanlegg for transmisjonstilknyttet forbruksanlegg eller distribusjonsnett med relevans for forsyningssikkerheten.

Formål med bestemmelsen

Sikre at forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet har riktig innstillinger hva gjelder vern og kontrollanlegg dersom de har relevans for forsyningssikkerheten.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Annet ledd

Engelsk forordningstekst

The agreement shall cover at least the following elements:

- (a) isolated (network) operation;
- (b) damping of oscillations;
- (c) disturbances to the transmission network;
- (d) automatic switching to emergency supply and restoration to normal topology;
- (e) automatic circuit-breaker re-closure (on 1-phase faults).

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Kravene som skal avtales fra første ledd skal som et minimum inneholde følgende elementer:

- (a) øydriftsinnstillinger;
- (b) demping av pendlinger;
- (c) forstyrrelser som forplante seg opp til transmisjonsnettet;
- (d) automatisk bytte til reserveforsyning og gjenoppretelse til normal drift;
- (e) automatisk gjeninnkobling (ved énfase feil);

Formål med bestemmelsen

Sørge for at avtalen som skal foreligge mellom systemansvarlig og forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett og operatør av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett inneholder et minimum av innstillinger og krav.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Tredje ledd

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall agree on any changes to the schemes and settings of the different control devices of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system relevant for system security.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Ingen direkte oversettelse her, da det er et fast krav og forholdsvis enkelt å tolke. Men sier i korte drag at systemansvarlig og eier av forbruksanlegg eller operatør av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal bli enig om endringer i reléplaner og verninnstillinger for vern- og kontrollanlegg for transmisjonstilknyttet forbruksanlegg eller distribusjonsnett med relevans for forsyningssikkerheten.

Formål med bestemmelsen

Se første ledd.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Fjerde ledd

Engelsk forordningstekst

With regard to priority ranking of protection and control, the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall set the protection and control devices of its transmission-connected demand facility or its transmission-connected distribution system respectively, in compliance with the following priority ranking, organised in decreasing order of importance:

- (a) transmission network protection;
- (b) transmission-connected demand facility or transmission-connected distribution system protection;
- (c) frequency control (active power adjustment);
- (d) power restriction.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Med hensyn til prioriteringer av vern og kontrollanlegg skal eier av forbruksanlegg eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet rangere sine vern og kontrollanlegg for transmisjonstilknyttede forbruksanlegg eller distribusjonsnett i samsvar med følgende prioritering, organisert i synkende rekkefølge av betydning:

- (a) vern av transmisjonsnettet;
- (b) vern av transmisjonstilknyttede forbruksanlegg eller distribusjonsnett;
- (c) frekvensregulering (justering av aktiv effekt);
- (d) effektbegrensning

Formål med bestemmelsen

Sørge for at man får en rangering av vern- og kontrollanlegg ut fra betydning på kraftsystemet.

Statnetts anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Generelt få kommentarer til paragrafene som omhandler vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling (§§ 16.18), da dette i hovedsak er faste krav og krav som må videre defineres i etterkant av implementeringen. Referansegruppen har dog kommet med en kommentar om at bestemmelsene virker å være ubalansert. Transmisjonsnettet er gitt prioritet, men det er også innstillinger i overliggende nett som vil ha betydning for distribusjonsnettet. Dette fremkommer ikke godt nok av forordningsteksten, og bør være viktig å passe på i den videre implementeringen.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling vises det til vedlegg I.

Paragraf 18 - Informasjonsutveksling

Første ledd

Engelsk forordningstekst

Transmission-connected demand facilities shall be equipped according to the standards specified by the relevant TSO in order to exchange information between the relevant TSO and the transmission-connected demand facility with the specified time stamping. The relevant TSO shall make the specified standards publicly available.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Transmisjonstilknyttede forbruksanlegg skal ha utstyr, i henhold til standardspesifikasjoner gitt av systemansvarlig, som kan utveksle tidsstemplett informasjon mellom systemansvarlig og det transmisjonstilknyttede forbruksanlegget. Systemansvarlig skal gjøre spesifikasjonene offentlig tilgjengelig.

Formål med bestemmelsen

Sørge for at systemansvarlig etablerer standardspesifikasjoner for informasjonsutveksling mellom systemansvarlig og forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, som forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet må ha utstyr for å overholde.

Statnett anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Statnett mener allikevel at IKT kommunikasjon er en del av informasjonsutvekslingen, og at dette utgjør en viktig "komponent" som muliggjør effektiv utnyttelse av det samlede kraftsystemet på tvers av spenningsnivå. Statnett anser det derfor som deres oppgave å videreutvikle de krav som skal stilles for at IKT-løsninger mellom TSO og forbruk/DSO kommuniserer effektivt. Statnett anser dette som en oppfølgingsoppgaver som følge av implementeringen av forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Annet ledd

Engelsk forordningstekst

Transmission-connected distribution system shall be equipped according to the standards specified by the relevant TSO in order to exchange information between the relevant TSO and the transmission-connected distribution system with the specified time stamping. The relevant TSO shall make the specified standards publicly available.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Transmisjonstilknyttede distribusjonsnett skal være utstyrt med utstyr, i henhold til standardspesifikasjoner gitt av systemansvarlig, som kan utveksle tidsstemplett informasjon mellom

systemansvarlig og det transmisjonstilknyttede distribusjonsnett. Systemansvarlig skal gjøre spesifikasjonene offentlig tilgjengelig.

Formål med bestemmelsen

Sørge for at systemansvarlig etablerer standardspesifikasjoner for informasjonsutveksling mellom systemansvarlig og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet, som distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet må ha utstyr for å overholde.

Statnett anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Statnett mener allikevel at IKT kommunikasjon er en del av informasjonsutvekslingen, og at dette utgjør en viktig "komponent" som muliggjør effektiv utnyttelse av det samlede kraftsystemet på tvers av spenningsnivå. Statnett anser det derfor som deres oppgave å videreutvikle de krav som skal stilles for at IKT-løsninger mellom TSO og forbruk/DSO kommuniserer effektivt. Statnett anser dette som en oppfølgingsoppgaver som følge av implementeringen av forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Tredje ledd

Engelsk forordningstekst

The relevant TSO shall specify the information exchange standards. The relevant TSO shall make publicly available the precise list of data required.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Systemansvarlig skal spesifisere en standard for informasjonsutveksling, samt gjøre den fulle listen av påkrevd data offentlig tilgjengelig.

Formål med bestemmelsen

Sørge for at systemansvarlig etablerer standardspesifikasjoner for informasjonsutveksling og omfanget av denne, samt gjør dem offentlig tilgjengelig.

Statnett anbefaling

Fast krav, ingen valg skal tas.

Statnett mener allikevel at IKT kommunikasjon er en del av informasjonsutvekslingen, og at dette utgjør en viktig "komponent" som muliggjør effektiv utnyttelse av det samlede kraftsystemet på tvers av spenningsnivå. Statnett anser det derfor som deres oppgave å videreutvikle de krav som skal stilles for at IKT-løsninger mellom TSO og forbruk/DSO kommuniserer effektivt. Statnett anser dette som en oppfølgingsoppgaver som følge av implementeringen av forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se første ledd paragraf 16.

Behov for koordinering med andre interessenter

Informasjonsutveksling og vern er et sentralt tema i SO GL, så det vil være naturlig å koordinere innholdet her med gjennomgangen som gjøres av SO GL.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Generelt få kommentarer til paragrafene som omhandler vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling (§§ 16.18), da dette i hovedsak er faste krav og krav som må videre defineres i etterkant av implementeringen. Referansegruppen har dog kommet med en kommentar om at bestemmelsene virker å være ubalansert. Transmisjonsnettet er gitt prioritet, men det er også innstillinger i overliggende nett som vil ha betydning for distribusjonsnettet. Dette fremkommer ikke godt nok av forordningsteksten, og bør være viktig å passe på i den videre implementeringen.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling vises det til vedlegg I.

Paragraf 19 – Krav til frakobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett

Første ledd:

Engelsk forordningstekst

All transmission-connected demand facilities and transmission-connected distribution systems shall fulfil the following requirements related to low frequency demand disconnection functional capabilities:

- (a) each transmission-connected distribution system operator and, where specified by the TSO, transmission-connected demand facility owner, shall provide capabilities that enable automatic 'low frequency' disconnection of a specified proportion of their demand. The relevant TSO may specify a disconnection trigger based on a combination of low frequency and rate-of-change-of-frequency;
- (b) the low frequency demand disconnection functional capabilities shall allow for disconnecting demand in stages for a range of operational frequencies;
- (c) the low frequency demand disconnection functional capabilities shall allow for operation from a nominal Alternating Current ("AC") input to be specified by the relevant system operator, and shall meet the following requirements:
 - (i) frequency range: at least between 47-50 Hz, adjustable in steps of 0.05Hz;
 - (ii) operating time: no more than 150 ms after triggering the frequency setpoint;
 - (iii) voltage lock-out: blocking of the functional capability shall be possible when the voltage is within a range of 30 to 90% of reference 1 pu voltage;
 - (iv) provide the direction of active power flow at the point of disconnection;
- (d) the AC voltage supply used in providing low frequency demand disconnection functional capabilities, shall be provided from the network at the frequency signal measuring point, as used in providing functional capabilities in accordance with paragraph 1(c), so that the frequency of the low frequency demand disconnection functional capabilities supply voltage is the same as the one of the network.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Alle forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal oppfylle følgende krav for frekvensstyrt belastningsfrakobling ved lav frekvens:

- (a) Aktuelt nettselskap tilknyttet transmisjonsnett og, der hvor det er spesifisert av systemansvarlig, eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett skal være i stand til å foreta automatisk frakobling av en andel av sitt forbruk ved underfrekvens gjennom bruk av underfrekvensvern. Systemansvarlig kan spesifisere betingelsene og settpunkt som utløser frakobling basert på en kombinasjon av underfrekvens og frekvensendringshastighet;
- (b) Underfrekvensvernet skal ha funksjonalitet for å kunne tillate en trinnsvis frakobling av forbruk innenfor et område av driftsfrekvensen.
- (c) Underfrekvensvernet skal ha funksjonalitet for drift fra et vekselstrømsignal som blir spesifisert av aktuelt nettselskap. Underfrekvensvernet skal oppfylle følgende krav til innstillingsområde og funksjonalitet:
 - (i) frekvensområde: minst mellom 47-50 Hz, regulerbar i steg på 0,05 Hz;
 - (ii) funksjonstid (for vernet): ikke mer enn 150 ms etter at frekvensen har nådd fastsatt settpunkt;
 - (iii) spenningssperre: det skal være mulig å blokkere underfrekvensvernets utløserevne når spenningen er innenfor 30 til 90 % av referansen 1 pu;
 - (iv) vise retningen på den aktive effekten i punktet for frakobling;

- (d) Strømforsyning til underfrekvensvernet gitt av paragraf 1(c), skal være hentet fra samme sted i nettet som frekvensmålingen gjøres. Dette for å sikre at forsyningsspenningen til underfrekvensvernet sammenfaller med vernets utløserfrekvens i det tilknyttede nettet.

Formål med bestemmelsen

Eksisterende ordning med frekvensstyrt BFK (frekvensstyrt belastningsfrakobling) ble etablert etter en stor driftsforstyrrelse i Sverige på begynnelsen av 80-tallet. Det ble den gang bestemt at de nordiske landene skulle innføre frekvensvern for 1/3 av forbruket.

Frekvensstyrt BFK er etablert for å være et "sikkerhetsnett" for hendelser som berører store områder eller flere land samtidig. For Norges del har ordningen med frekvensstyrt BFK en ekstra fordel dersom et område med installert frekvensstyrt BFK faller i separatdrift med effektunderskudd. I slike situasjoner kan den frekvensstyrte BFK-en bidra til at området klarer seg, og i enkelte tilfeller kan dette hindre at hele områder blir spenningsløse. Funksjonen med frekvensstyrt BFK er forutsatt alltid å være slått på (aktivert).

Høsten 2012 gjennomførte systemansvarlig en datainnsamling fra konsesjonærene for å få bedre oversikt over status for vernene som benyttes for frekvensstyrt BFK. Gjennomgangen viste at det var behov for flere frekvensvern, samt en ny vurdering av hva som er en samfunnsmessig rasjonell plassering av dem. Systemansvarlig vedtar omfanget og plasseringen av vernene for frekvensstyrt BFK. Flere nye vern og plasseringer ble etter vedtak fra systemansvarlig installert i perioden 2013 – 2015.

Statnetts anbefaling

Forskriften gir systemansvarlig hjemmel til å kunne kreve installasjon av utstyr for frekvensstyrt belastningsfrakobling. Kravene er i så måte faste, og det er ingen valg som skal gjøres (kun om systemansvarlig vil benytte seg av muligheten). Etter systemansvarligs vurdering betyr dette at vi kan beholde dagens ordning, der systemansvarlig fastsetter hvilke områder, avganger eller store sluttbrukere som skal legges ut ved lav frekvens.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens krav er definert i forskrift om systemsvaret (fos) § 21 om systemvern.

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).

Hendelsesstyrt systemvern som innebærer utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett, kan kun benyttes som midlertidig tiltak. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til Norges vassdrags- og energidirektorat sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet.

Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Dette gjelder systemvern etablert som følge av vedtak etter første ledd, og øvrig systemvern i regional- og sentralnettet hvis systemansvarlig ikke vedtar at dette kan fjernes. Kostnadene skal dekke installasjon, drift og vedlikehold av vern og sambandsløsninger. Når systemvern innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnader for utkoblingsobjektene som følge av aktivering og utløsning av vern dekkes. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett, dekkes gjennom KILE-ordningen, jf. kapittel 9 i forskrift 11. mars

1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. Dersom frekvensstyrt systemvern løser ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett uten at feil har inntruffet i det norske kraftsystemet, regnes systemansvarlig som ansvarlig konsesjonær etter § 2A-3 i forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere og eller deaktivere systemvern i regional- og sentralnettet.

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

Systemansvarliges (Statnetts) merknad til paragrafen (§ 21) er tilgjengelig på [Statnett sine hjemmesider](#), og gir informasjon om Statnetts tolkning og praktisering av paragrafenes intensjon og innhold.

Den nye forskriften (tilknytningsregelverket) regulerer kun funksjonaliteten og evnen til utstyret for frekvensstyrt BFK, og regulerer ikke betaling for tjenesten. Fos § 21 regulerer både funksjonalitet og betalingen knyttet til installasjon, drift og frakobling av last. Systemansvarlig forventer at NVE opprettholder bestemmelsene i fos § 21, der systemansvarlig skal betale for kostnader forbundet med systemvern.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det vil ikke bli behov for koordinering på dette punktet, annet enn koordineringen som må finne sted i etterkant av at forordningen har trådd i kraft. Da med hensyn på at frekvensen er felles over synkronområder og at det er en parameter som man på tvers av landegrenser må jobbe sammen om å holde ved nominell verdi. Derfor er det viktig at kravene for frekvensstyrt BFK i størst mulig grad harmoniserer med kravene i de andre nordiske landene, og at man opprettholder en fornuftig fordeling av forbruk som kobles ut mellom landene. Videre bør fordelingen innad i Norge koordineres med aktuelle nettselskap slik den er blitt gjort tidligere.

Det vil derimot være nødvendig å koordinere kravene i denne forordningen med implementasjonen av network code on electricity emergency and restoration (NC ER) som omtaler frekvensstyrt belastningsfrakobling i § 15.

Annet ledd

Engelsk forordningstekst

With regard to low voltage demand disconnection functional capabilities, the following requirements shall apply:

- (a) the relevant TSO may specify, in coordination with the transmission-connected distribution system operators, low voltage demand disconnection functional capabilities for the transmission-connected distribution facilities;
- (b) the relevant TSO may specify, in coordination with the transmission-connected demand facility owners, low voltage demand disconnection functional capabilities for the transmission-connected demand facilities;
- (c) based on the TSO's assessment concerning system security, the implementation of on load tap changer blocking and low voltage demand disconnection shall be binding for the transmission-connected distribution system operators;

- (d) if the relevant TSO decides to implement a low voltage demand disconnection functional capability, the equipment for both on load tap changer blocking and low voltage demand disconnection shall be installed in coordination with the relevant TSO;
- (e) the method for low voltage demand disconnection shall be implemented by relay or control room initiation;
- (f) the low voltage demand disconnection functional capabilities shall have the following features:
 - (i) the low voltage demand disconnection functional capability shall monitor the voltage by measuring all three phases;
 - (ii) blocking of the relays' operation shall be based on direction of either active power or reactive power flow.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Når det gjelder bruken av og funksjonaliteten til underspenningsvern for utkobling av forbruk ved lav spenning, skal følgende krav være gjeldende:

- (a) For distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet kan systemansvarlig, i samarbeid med aktuelt nettselskap, spesifisere at distribusjonsanlegget skal være i stand til å koble fra sitt forbruk ved lave spenninger ved å benytte underspenningsvern.
- (b) For forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet kan systemansvarlig, i samarbeid med eier av forbruksanlegget, spesifisere at forbruksanlegget skal være i stand til å koble fra sitt forbruk ved lave spenninger ved å benytte underspenningsvern.
- (c) Basert på systemansvarliges vurdering av forsyningssikkerhet, kan systemansvarlig kreve implementasjon av funksjonen for blokkering av transformatorenes trinnkobler og underspenningsvern. En slik avgjørelse er bindende for aktuelt nettselskap tilknyttet transmisjonsnett.
- (d) Dersom systemansvarlig krever at det skal implementeres funksjonalitet for frakobling av last ved lave spenninger, skal utstyr for blokkering av trinnkobler og underspenningsvern bli installert i samarbeid med systemansvarlig.
- (e) Funksjonen for underspenningsvernet skal kunne utløses av signal fra vernsystem eller driftssentral.
- (f) Underspenningsvernet skal ha følgende egenskaper:
 - (i) Underspenningsvernets funksjon skal baseres på målinger av spenningen fra alle tre faser.
 - (ii) Blokkering av funksjonen for underspenningsvern skal være basert på retning av enten aktiv eller reaktiv effektflyt.

Formål med bestemmelsen

Lastfrakobling ved lav spenning ved hjelp av underspenningsvern brukes i det norske kraftsystemet i hovedsak for å unngå spenningskollaps, som er en ustabilitet som oppstår i overføringsnett når forbruket av reaktiv effekt overstiger tilgjengeligheten. Når spenningskollaps er i ferd med å inntreffe vil spenningen synke helt til underspenningsvern i generatorer og/eller nett kobler ut. Uten slik utkobling vil spenningen fortsette å synke til en spenningskollaps og hele eller deler av det synkrone kraftsystemet vil bli spenningsløst. Et eksempel på lastfrakobling ved lav spenning er BKK snittet og Fardalsnittet (BFK Fana) hvor underspenningsvernet alltid er påslått.

Statnetts anbefaling

Forskriften stiller krav til at systemansvarlig i samarbeid med aktuelt nettselskap kan kreve at det installeres utstyr for utkobling av last ved lave spenninger gjennom bruk av underspenningsvern, samt funksjonskrav for dette vernet. Kravene er faste, og det er ingen valg som skal gjøres (kun om systemansvarlig i samarbeid med aktuelt nettselskap vil benytte seg av muligheten).

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ingen spesifikke krav til funksjonalitet på underspenningsvern, annet enn det som er spesifisert i [fos § 21 – systemvern](#).

Behov for koordinering med andre interessenter

Det vil ikke bli behov for koordinering på dette punktet, annet enn koordineringen som må finne sted i etterkant av at forordningen har trådd i kraft. Da systemansvarlig og aktuelt nettselskap må koordinere dersom det skal kreves installasjon av underspenningsvern.

Kravene må delvis koordineres med implementasjonen av network code on electricity emergency and restoration (NC ER), og da hovedsakelig med § 19.

Tredje ledd

Engelsk forordningstekst

With regard to blocking of on load tap changers, the following requirements shall apply:

- (a) if required by the relevant TSO, the transformer at the transmission-connected distribution facility shall be capable of automatic or manual on load tap changer blocking;
- (b) the relevant TSO shall specify the automatic on load tap changer blocking functional capability.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Når det gjelder funksjon for blokkering av transformators trinnkobler, skal følgende krav gjelde:

- (a) Dersom påkrevd av systemansvarlig, skal transformator i forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet ha evnen til automatisk og manuell blokkering trinnkobleren.
- (b) Systemansvarlig skal spesifisere funksjonalitet relatert til automatisk blokkering av tinnkobler.

Formål med bestemmelsen

Formålet med kravet er å gi systemansvarlig rett til å kreve at transformatorer i forbruksanlegg har mulighet for å blokkere signaler til trinnkobleren, enten automatisk eller manuelt samt funksjonaliteten til den automatiske blokkeringen. En funksjon for blokkering av trinnkobler kan være nyttig under større driftsforstyrrelse.

Statnetts anbefaling

Fast krav.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Om trinnkoblere kan man lese følgende i FIKS:

Transformator med primærvikling tilknyttet sentral- eller regionalnett skal ha trinnkobler med mulighet for automatisk spenningsregulering. Antall trinn skal være tilpasset normale spenningsvariasjoner på regulert side. Krav om automatisk spenningsregulering gjelder ikke for autotransformator.

Ut over dette er det ikke definert noen krav til funksjonalitet til trinnkobler i dagens regelverk.

Behov for koordinering med andre interessenter

Relevant for kravene i network code on electricity emergency and restoration (NC ER), men ingen spesifikke koordineringsbehov.

Fjerde ledd

Engelsk forordningstekst

All transmission-connected demand facilities and transmission-connected distribution systems shall fulfil the following requirements related to disconnection or reconnection of a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution system:

- (a) with regard to the capability of reconnection after a disconnection, the relevant TSO shall specify the conditions under which a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution system is entitled to reconnect to the transmission system. Installation of automatic reconnection systems shall be subject to prior authorisation by the relevant TSO;
- (b) with regard to reconnection of a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution system, the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system shall be capable of synchronisation for frequencies within the ranges set out in Article 12. The relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall agree on the settings of synchronisation devices prior to connection of the transmission-connected demand facility or the transmission-connected distribution system, including voltage, frequency, phase angle range and deviation of voltage and frequency;
- (c) a transmission-connected demand facility or a transmission-connected distribution facility shall be capable of being remotely disconnected from the transmission system when required by the relevant TSO. If required, the automated disconnection equipment for reconfiguration of the system in preparation for block loading shall be specified by the relevant TSO. The relevant TSO shall specify the time required for remote disconnection.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Alle forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal oppfylle følgende krav til frakobling og gjeninnkobling.

- (a) Med hensyn til mulighetene for gjeninnkobling etter en utkobling, skal systemansvarlig spesifisere vilkårene for når et forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal ha rett til å koble seg til transmisjonsnett igjen. Installasjon av gjeninnkoplingsautomatikk skal være underlagt forhåndsgodkjenning av systemansvarlig.
- (b) Forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett, må ved gjeninnkobling være i stand til å synkronisere med de frekvens- og tidsintervaller som er gitt av paragraf 12. Systemansvarlig og eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller eier av distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal bli enige om innstillinger for synkroniseringsenheten forut for gjeninnkobling til transmisjonsnett. Innstillingene inkluderer parametere for spenning, frekvens, fasevinkel, samt avvik fra spenning og frekvens.
- (c) Utkobling av et forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett eller et distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal kunne fjernstyres dersom systemansvarlig krever det. Dersom det er påkrevd skal funksjonaliteten til det fjernstyrte utkoblingsutstyret, som benyttes for rekonfigurering av kraftsystemet som forberedelse til blokkvis innkobling av last, fastsettes av systemansvarlig. Systemansvarlig skal spesifisere tiden som kreves for fjernstyrte utkoblingen.

Formål med bestemmelsen

Formålet med kravet er å gjøre det mulig for systemansvarlig å stille krav til utkobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett tilkoblet transmisjonsnettet. Dette ved at systemansvarlig skal spesifisere vilkårene for når man har rett til å koble seg til transmisjonsnettet igjen etter en utkobling. Det stilles også krav til resynkronisering med transmisjonsnettet etter utkobling, og at systemansvarlig og eier skal bli enige om innstillinger for dette. Videre stilles det krav til automatisk utkobling av forbruk og distribusjonsnett, og at systemansvarlig kan kreve at forbruk og distribusjonsnett er i stand til å bli fjernutkoblet. Målet med dette er at dersom det oppstår en spesiell driftssituasjon eller en stor mørklegging skal systemansvarlig ha mulighet til å benytte seg av utkobling og gjeninnkobling av forbruk og distribusjonsnett der de ser det trengs.

Statnetts anbefaling

Faste krav, der systemansvarlig kan kreve og spesifisere (i samråd med eier) evne og funksjonalitet i forbindelse med utkobling og gjeninnkobling av et forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet eller et distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet

Sammenligning med eksisterende regelverk

Systemansvarlig har egne rutiner som gjelder ved utkobling av forbruk, og utover vernstyrte bryterfall som følge av driftsforstyrrelser kan systemansvarlig koble ut forbruk:

- Automatisk ved at systemvern løser ut
- Ved bruk av bud i RK
- Ved systemkritisk vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF).

Systemvern installeres, aktiveres og deaktiveres med hjemmel i [fos § 21](#). Statnetts [praktiseringsdokument](#) beskriver nærmere typer og bruk.

Tilgjengelige og aktuelle bud i **RK** lista må brukes før **TUF-vedtak** kan fattes.

Systemansvarlig har hjemmel til å be all tilgjengelig regulerytelse meldt inn i RK-markedet (fos § 12 fjerde ledd). Vedtak med hjemmel i fos § 12 fjerde ledd i etterkant av en driftsforstyrrelse bør fattes så raskt som mulig når man ser at begrensningen i nettet kan vare i flere timer. Forbruk som er koblet ut ved TUF-vedtak får beskjed om å koble inn etter hvert som de erstattes av RK-reguleringer. For forbruk som ligger ute/begrenset etter TUF-vedtak vil dette bety at de fra timen etter budet er sendt vil gå over fra TUF til RK-regulering.

Systemansvarlig er eneste aktør som kan gi beskjed om å TUF. Systemansvarlig kan koble ut forbruk ved effektknapphet eller større driftsforstyrrelser. TUF kan kun brukes som siste virkemiddel. Det betyr at i prinsippet så skal aktuelle RK-bud samt aktuelle koblingsbilder benyttes før systemansvarlig vedtar TUF. I praksis betyr det at forbruksbud i RK skal benyttes før TUF.

Videre kan det være nyttig å se på [fos § 13](#) og Statnetts [praktiseringsdokument](#), for å forstå dagens regelverk.

Behov for koordinering med andre interessenter

Relevant for kravene i network code on electricity emergency and restoration (NC ER), men ingen spesifikke koordineringsbehov utover krav til synkroniseringsenheten.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Det har vært få tilbakemeldingene fra referansegruppen på temaet frakobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett. En viktig tilbakemelding som derimot har kommet inn er at utstyr som benyttes til belastningsfrakobling skal ha mulighet for å ta ut forbruk i trinn. Dette er en løsning som i dag praktiseres for frekvensstyrt belastningsfrakobling etter avtale mellom Statnett og Hydro. Statnett vil ta kommentaren med seg inn i det videre arbeidet med gjennomgang av dagens løsning for belastningsfrakobling, og se om det kan være aktuelt å benytte trinnvis utkobling andre steder. Det er i driftskodene (SO GL og GL ER) også mye som omhandler belastningsfrakobling, og i henhold til synspunkter mottatt fra referansegruppen vil det være nødvendig med en god dialog mellom Statnett og bransjen ved implementering av forordningene. Dette da det er i driftskoden de vanskelige diskusjonene er. Kravene gitt av DCC gir kun en mulighet til å kreve installasjon av utstyr, mens driftskodene definerer hvordan dette blir i driften av kraftsystemet,

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til frakobling og gjeninnkobling av forbruksanlegg og distribusjonsnett vises det til vedlegg I.

Paragraf 20 – Spenningskvalitet

Engelsk forordningstekst

Article 20

Power quality

Transmission-connected demand facility owners and transmission-connected distribution system operators shall ensure that their connection to the network does not result in a determined level of distortion or fluctuation of the supply voltage on the network, at the connection point. The level of distortion shall not exceed that allocated to them by the relevant TSO. TSOs shall coordinate their power quality requirements with the requirements of adjacent TSOs.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 20

Spenningskvalitet

Konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal forsikre seg om at deres tilknytning til transmisjonsnettet ikke resulterer i forvrengning eller svingninger i forsyningsspenningen ved tilknytningspunktet. Nivået for forvrengning må ikke overstige det nivået som er bevilget dem fra relevante TSO. TSOer skal koordinere deres krav til spenningskvalitet med tilstøtende TSOer.

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

Spenningskvalitet er noe som skal koordineres med tilstøtende TSOer, og det er på nordisk nivå satt ned en gruppe som skal se på dette. Gruppens foreløpige konklusjon er at de nordiske landene i dag har forskjellige krav og grenser for spenningskvalitet, og gruppen kan ikke se at det betyr at vi må ha like krav i alle land. Gruppen mener imidlertid at landene bør ha en form for felles forståelse for hva slags krav til spenningskvalitet hvert nordisk land har, og at alle land skal revidere sine krav dersom det anses som om nødvendig.

Vi mener i midlertid at Norge 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 noe 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 overlappet 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.

I tillegg til forskrift om leveringskvalitet er det i [forskrift om systemansvaret i kraftsystemet](#) 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 leveringskvalitet (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.

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, annet enn den anbefalte koordineringen mot de andre nordiske landenes krav til spenningskvalitet.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Utover det som er gitt av vedlagte referater, se vedlegg I for alle referater til referansegruppemøtene, er det kommet kommentarer til bestemmelsene om spenningskvalitet fra Hydro og Skagerak.

Kommentar Hydro:

Spenningsforstyrrelser som harmoniske spenninger og spenningssvingninger kan forårsakes av uheldig samspill mellom flere komponenter og kan også være avhengig av hvilken nettkonfigurasjon Statnett velger. Nettet kan være stabilt med et koblingsbilde, mens komponenter hos en kunde kan være med å forårsake svingninger i et annet koblingsbilde. Det er Statnett som systemansvarlig som har den fulle oversikten over nettet og må derfor være en vesentlig bidragsyter i vurderinger om komponenter som knyttes til vil skape forstyrrelser, samt sørge for å identifisere koblingsbilder som medfører store spenningsforstyrrelser og unngå disse.

Det kan altså ikke være konsesjonærens ansvar alene å sikre at deres komponenter ikke medfører forstyrrelser.

Statnett er enig i at det er et samspill mellom komponenter og nett, og at Statnett derfor har en bedre oversikt enn eventuelle konsesjonærer. Det er derfor viktig å sikre en god koordinering mellom TSO og konsesjonærer ved fastsettelse av nivået for forvrengning, slik at konsesjonærer ikke blir unødvendig stilt til ansvar for spenningsforstyrrelser ved spesielle situasjoner. Statnett mener dog at forordningen er tydelig på at det er konsesjonærs ansvar å sikre at deres komponenter ikke medfører forstyrrelser og at det er konsesjonær som skal forsikre seg om at deres tilknytning til transmisjonsnettet ikke resulterer i forvrengning eller svingninger i forsyningsspenningen ved tilknytningspunktet.

Kommentar Skagerak:

Det er verdt å merke seg at FOL er strengere enn Europeanormen på enkelte punkter. Det kan derfor være fornuftig med harmonisering.

Statnett er enig at en harmonisering av kravene til spenningskvalitet er fornuftig, og vil oppfordre NVE til å se på tilsvarende krav i andre nordiske land.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til spenningskvalitet vises det til vedlegg I.

Paragraf 21 – Simuleringsmodeller

Engelsk forordningstekst

1. Transmission-connected demand facilities and transmission-connected distribution systems shall fulfil the requirements set out in paragraphs 3 and 4 related to the simulation models or equivalent information.
2. Each TSO may require simulation models or equivalent information showing the behaviour of the transmission-connected demand facility, or the transmission-connected distribution system, or both, in steady and dynamic states.
3. Each TSO shall specify the content and format of those simulation models or equivalent information. The content and format shall include:
 - (a) steady and dynamic states, including 50 Hz component;
 - (b) electromagnetic transient simulations at the connection point;
 - (c) structure and block diagrams.
4. For the purpose of dynamic simulations, the simulation model or equivalent information referred to in paragraph 3(a) shall contain the following sub-models or equivalent information:
 - (a) power control;
 - (b) voltage control;
 - (c) transmission-connected demand facility and transmission-connected distribution system protection models;
 - (d) the different types of demand, that is to say electro technical characteristics of the demand; and
 - (e) converter models.
5. Each relevant system operator or relevant TSO shall specify the requirements of the performance of the recordings of transmission-connected demand facilities or transmission-connected distribution facilities, or both, in order to compare the response of the model with these recordings.

Formål med bestemmelsen/bakgrunn til bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre at forbruk tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet har et sett med minimumskrav hva gjelder simuleringsmodeller og innholdet i disse. Forordningen stiller også krav til at forbruk tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet 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 alt forbruk tilknyttet transmisjonsnett og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet 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 av tredje og fjerde ledd.

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 bransjeinnvolvering når vi spesifiserer disse simuleringsmodellene og ny praksis for slike modeller vil sendes på høring før den implementeres.

Angående femte 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 innstillinger. 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 forbruk i dagens regelverk og kravene om simuleringsmodeller er generelt mer omfattende i den nye EU-forordningen for tilknytning av forbruk enn i dagens regelverk. Dette er et resultat av følgende:

- EU-forordningen skal legge til rette for at konsesjonærer skal levere simuleringsmodeller for sine anlegg til systemansvarlig. Tidligere har systemansvarliges kun i konkrete analyser etterspurt mer detaljert informasjon, og da hovedsakelig fra industrien.
- Per i dag er tilgjengelig informasjon om forbruk vært begrenset, og de analyser som utføres henter som regel data fra Spider på statisk nivå av aktiv og reaktiv effekt. For dynamisk respons har vi ingen andre data enn det som eventuelt framkomme av vedlegg i Fosweb.

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 konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet leverer simuleringsmodeller iht. § 21.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 2 - PROSEDYRE FOR IDRIFTSETTELSE

Paragraf 22 til 26 – Generelle krav til plan og idriftsettelse

Engelsk forordningstekst

CHAPTER 2

Operational notification procedure

Article 22

General provisions

1. The operational notification procedure for the connection of each new transmission-connected demand facility, each new transmission-connected distribution facility and each new transmission-connected distribution system, shall comprise:
 - (a) an energisation operational notification (EON);
 - (b) an interim operational notification (ION);
 - (c) a final operational notification (FON).
2. Each transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator to which one or more of the requirements in Title II apply shall demonstrate to the relevant TSO that it has complied with the requirements set out in Title II of this Regulation by completing successfully the operational notification procedure for connection of each transmission-connected demand facility, each transmission-connected distribution facility and each transmission-connected distribution system described in Articles 23 to 26.
3. The relevant TSO shall specify and make publicly available further details concerning the operational notification procedure.

Article 23

Energisation operational notification

1. An EON shall entitle the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator to energise its internal network and auxiliaries by using the grid connection that is specified for the connection point.
2. An EON shall be issued by the relevant TSO, subject to completion of preparations including agreement on the protection and control settings relevant to the connection point between the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator.

Article 24

Interim operational notification

1. An ION shall entitle the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator to operate the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system by using the grid connection for a limited period of time.
2. An ION shall be issued by the relevant TSO, subject to completion of the data and study review process as required by this Article.
3. With regard to the data and study review, the relevant TSO shall have the right to request that the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator provide the following:

- (a) an itemised statement of compliance;
 - (b) detailed technical data of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility or the transmission-connected distribution system relevant to the grid connection as specified by the relevant TSO;
 - (c) equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;
 - (d) simulation models, as specified in Article 21 and required by the TSO;
 - (e) studies demonstrating expected steady-state and dynamic performance as required in Articles 43, 46 and 47;
 - (f) details of intended practical method of completing compliance tests according to Chapter 2 of Title IV.
4. The maximum period during which the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator may maintain ION status shall be 24 months. The relevant TSO is entitled to specify a shorter ION validity period. An extension of the ION shall be granted only if the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator has made substantial progress towards full compliance. Outstanding issues shall be clearly identified at the time of requesting extension.
 5. An extension of the period during which the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator may maintain ION status, beyond the period established in paragraph 4, may be granted if a request for a derogation is made to the relevant TSO before the expiry of that period in accordance with the derogation procedure laid down in Article 50.

Article 25

Final operational notification

1. A FON shall entitle the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator to operate the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility or the transmission-connected distribution system by using the grid connection.
2. A FON shall be issued by the relevant TSO, upon prior removal of all incompatibilities identified for the purposes of the ION status and subject to the completion of the data and study review process as required by this Article.
3. For the purposes of the data and study review, the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator must submit the following to the relevant TSO:
 - (a) an itemised statement of compliance; and
 - (b) an update of the applicable technical data, simulation models and studies as referred to in points (b), (d) and (e) of Article 24(3), including the use of actual measured values during testing.
4. If incompatibility is identified in connection with the issuing of the FON, a derogation may be granted upon a request made to the relevant TSO, in accordance with the derogation procedure described in Chapter 2 of Title V. A FON shall be issued by the relevant TSO if the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system complies with the provisions of the derogation.

Where a request for a derogation is rejected, the relevant TSO shall have the right to refuse to allow the operation of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected

distribution facility, or the transmission-connected distribution system until the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator and the relevant TSO resolve the incompatibility and the relevant TSO considers that the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system complies with the provisions of this Regulation.

If the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame, 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 26

Limited operational notification

1. Transmission-connected demand facility owners or transmission-connected distribution system operators to whom a FON has been granted, shall inform the relevant TSO, no later than 24 hours after the incident has occurred, of the following circumstances:
 - (a) the facility is temporarily subject to either significant modification or loss of capability affecting its performance; or
 - (b) equipment failure leading to non-compliance with some relevant requirements.

A longer time period to inform the relevant TSO can be agreed with the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator depending on the nature of the changes.
2. The transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator shall apply to the relevant TSO for a limited operational notification (LON), if the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator expects the circumstances described in paragraph 1 to persist for more than three months.
3. A LON shall be issued by the relevant TSO and shall contain the following information which shall be clearly identifiable:
 - (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 of an extension if evidence is submitted to the satisfaction of the relevant TSO 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 items for which the LON has been issued.
5. A further extension of the period of validity of the LON may be granted upon a request for a derogation made to the relevant TSO before the expiry of that period, in accordance with the derogation procedure described in Chapter 2 of Title V.
6. The relevant TSO shall have the right to refuse to allow the operation of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system once the LON is no longer valid. In such cases, the FON shall automatically become invalid.
7. If the relevant TSO 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 transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6, the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator may refer the issue for decision to the regulatory authority within six months after the notification of the decision of the relevant TSO.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Bemerk at tekstene er Statnetts utkast til forskriftstekst som kun er ment som en hjelp for å forstå forskriften. Den oversettelse som skal tas inn i norsk lovgivning vil bli foretatt av Utenriksdepartementet og vil erstatte Statnetts tolkning.

Del II

Tilknytning av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet og distribusjonsnett

Kapittel 2

Prosedyre for idriftsettelse

Paragraf 22

Generelle bestemmelser

1. Prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning av nytt forbruk tilknyttet transmisjonsnettet, nytt distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, og nytt distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet, består av tre delprosesser:
 - (a) tillatelse til spenningssetting,
 - (b) midlertidig driftstillatelse, og
 - (c) permanent driftstillatelse.
2. Konesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet skal dokumentere overfor systemansvarlig at nytt anlegg oppfyller kravene som er fastsatte i del II i denne forskrift. Dette gjøres ved å gjennomføre prosedyren for idriftsettelse som er beskrevet i §§ 23 til 26.
3. Systemansvarlig skal tydeliggjøre og offentliggjøre detaljene i prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning.

Paragraf 23

Tillatelse til spenningssetting

1. Konesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet kan ikke spenningssette intern kraftforsyning og hjelpesystem via enhetens normale nettilknytning før det foreligger et dokument som tillater spenningssetting.
2. Systemansvarlig skal utstede dokumentet som tillater spenningssetting. Dette forutsetter at konesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet har gjennomført de nødvendige forberedelsene, inkludert at avtale er inngått med systemansvarlig om vern- og reguleringsinnstillinger i tilknytningspunktet.

Paragraf 24

Midlertidig driftstillatelse

1. Konesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet kan ikke starte midlertidig drift av et anlegg før det foreligger et dokument som tillater midlertidig drift. Midlertidig drift vil si å levere kraft via nettilknytningen under en begrenset tidsperiode.
2. Systemansvarlig skal utstede dokumentet som gir midlertidig driftstillatelse, under forutsetning av at data og analyser som er påkrevet i denne paragraf er gjennomgått og godkjent.
3. Systemansvarlig har, med hensyn til data og analyser, rett til å kreve at konesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett og konesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet leverer følgende:
 - (a) en punktvis erklæring om kravetterlevelse,

- (b) detaljerte tekniske data for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett, med relevans for nettilknytning av enheten, i henhold til systemansvarliges spesifikasjon,
 - (c) utstyrssertifikat som er utstedt av et sertifiseringsorgan som er godkjent for sertifisering av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett, når slike sertifikater utgjør en del av grunnlaget for å vise kravetterlevelse,
 - (d) simuleringsmodeller, som spesifisert i § 21 av systemansvarlig,
 - (e) analyser som med den detaljeringsgrad som systemansvarlig etterspør og som viser statiske og dynamiske egenskaper i henhold til kravene i § 43, § 46 og § 47, og
 - (f) detaljert dokumentasjon av praktisk metode for å fullføre kravetterlevelsetester i henhold til kapittel 2 i del VI.
4. Maksimal tidsperiode for midlertidig driftstillatelse for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett er 24 måneder. Systemansvarlig har rett til å angi en kortere tidsperiode for midlertidig driftstillatelse. En forlengelse av tidsperioden for midlertidig driftstillatelse skal i utgangspunktet kun innvilges i de tilfeller der konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett har gjort betydelige fremskritt mot full kravetterlevelse. Utestående punkter skal identifiseres tydelig når det søkes om forlengelse.
5. En forlengelse av tidsperioden for midlertidig driftstillatelse for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett, ut over tidsperioden som er etablert i fjerde ledd, kan innvilges. En slik forlengelse fordrer at konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett søker til systemansvarlig om unntak fra ett eller flere krav i denne forskrift før tidsperioden for midlertidig driftstillatelse er utløpt i henhold til unntaksprosedyren som er fastlagt i § 50.

Paragraf 25 **Permanent driftstillatelse**

1. Et dokument som gir permanent driftstillatelse og som gir konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett rett til å drive forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett via nettilknytningen.
2. Systemansvarlig skal utstede dokumentet som gir permanent driftstillatelse. Permanent driftstillatelse forutsetter at eventuelle mangler i forhold til kravene i denne forskrift som har blitt avdekket under tidsperioden for midlertidig driftsgodkjenning har blitt utbedret, samt at data og analyser som er påkrevet er gjennomgått og godkjent.
3. Konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal med hensyn til data og analyser levere følgende til systemansvarlig:
- (a) en punktvis erklæring om kravetterlevelse, og
 - (b) en oppdatering av de tekniske data, simuleringsmodeller og analyser som refereres i § 24 ved bruk av faktisk målte verdier under prøveperioden.
4. Dersom mangel på samsvar med ett eller flere krav i denne forskrift identifiseres i forbindelse med permanent driftstillatelse kan unntak innvilges ved søknad til systemansvarlig i henhold til unntaksprosedyren beskrevet i kapittel 2 i del V. Systemansvarlig skal utstede et dokument som gir permanent driftstillatelse under forutsetning at forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett overholder bestemmelsene i unntaket.

Dersom en søknad om unntak avslås skal systemansvarlig ha rett å nekte drift av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett inntil anleggets konsesjonær i samarbeid med

systemansvarlig utbedrer aktuell(e) mangel (mangler) og systemansvarlig anser at forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett overholder bestemmelsene i denne forskrift.

Dersom konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett i samarbeid med systemansvarlig ikke utbedrer aktuell(e) mangel (mangler) innenfor en rimelig tidsperiode, og senest innen seks måneder etter at søknaden om unntak har blitt avslått, kan enhver av partene henvende seg til Norges vassdrags- og energidirektorat for vedtak i saken.

Paragraf 26

Begrenset driftstillatelse

1. Konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett som har fått innvilget permanent driftstillatelse skal umiddelbart (og senest innen 24 timer) informere systemansvarlig som innvilget den permanente driftstillatelsen i følgende tilfeller:
 - (a) anlegget er enten utsatt for en vesentlig endring eller midlertidig har mistet egenskaper som påvirker enhetens leveranse, eller
 - (b) feil på utstyr fører til manglende etterlevelse av ett eller flere krav.Konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett kan i samråd med systemansvarlig og avhengig av arten av endringen bli enig om en utvidet tid for å informere systemansvarlig.
2. Konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett skal søke til systemansvarlig om en begrenset driftstillatelse dersom konsesjonær forventer at omstendighetene i første ledd skal vedvare i mer enn tre måneder.
3. Systemansvarlig skal utstede et dokument som gir begrenset driftstillatelse, dokumentet skal inneholde følgende informasjon som skal være tydelig identifiserbar:
 - (a) de uløste spørsmål som berettiger innvilgelse av den begrensede driftstillatelsen,
 - (b) ansvarsområdene og tidsrammene for den forventede løsningen, og
 - (c) en maksimal gyldighetsperiode som ikke skal overskride 12 måneder. Den initiale gyldighetsperioden som innvilges kan være kortere med mulighet å forlenge perioden hvis konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett kan påvise at fremdriften mot å oppnå full kravetterlevelse har vært betydelig.
4. Den permanente driftstillatelsen skal tilbakekalles under den tidsperiode da den begrensede driftstillatelsen er gyldig med hensyn på de punkter som den begrensede driftstillatelsen vedrører.
5. Systemansvarlig kan ytterligere forlenge den begrensede driftstillatelsen ved søknad om unntak fra ett eller flere krav i denne forskrift i henhold til unntaksprosedyren beskrevet i kapittel 2 i del V før gyldighetsperioden for den begrensede driftstillatelsen har løpt ut.
6. Systemansvarlig skal ha rett til å nekte å tillate drift av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett når en begrenset driftstillatelse ikke lenger er gyldig. I slike tilfeller skal den tidligere utstedte permanente driftstillatelsen gjøres ugyldig.
7. Hvis systemansvarlig ikke godkjenner en forlengelse av gyldighetsperioden for en begrenset driftstillatelse i henhold til femte ledd, eller nekter å tillate drift av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett når den begrensede driftstillatelsen har løpt ut i henhold til sjette ledd, kan konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett vende seg til Norges vassdrags- og energidirektorat for et vedtak i saken. En slik henvendelse skal skje innen seks måneder etter at systemansvarlig har nektet å tillate drift av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eller distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene fastlegger prosedyren for godkjenning av idriftsettelse av nytt forbruk tilknyttet transmisjonsnett, nytt distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og nytt distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett. Prosedyren skal sikre at systemansvarlig er kjent med nytt forbruk tilknyttet transmisjonsnett, nytt distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og nytt distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett 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 EU-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. §§ 22 til 26 skal iht. overskriften på kapittel 2 i del II omfatte idriftsettelse av nytt forbruk tilknyttet transmisjonsnett, nytt distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og nytt distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett. 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 NVE 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 (fos) § 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 system-ansvarlig 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 forskriftstekster 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.

Noen andre vesentlige forskjell i godkjenningsprosedyren for forbruk og distribusjonsnett er at:

- Dagens prosedyre iht. fos § 14 inkluderer at systemansvarlig i et godkjenningsdokument vedtar de tekniske funksjonskrav som forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett 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 forskriftstekstene er de tekniske funksjonskravene noe som i utgangspunktet skal avtales i en nettilknytningsavtale, mens godkjenningsprosedyren skal sikre at kravene etterleves.

- Dagens prosedyre iht. fos § 14 har begrensede 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 forskriften vil det bli en forutsetning at den detaljerte tekniske dataen for forbruk tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet er innrapportert til systemansvarlig før godkjenning.

Behov for koordinering med andre interessenter

De nye forskriftstekstene dekker til store deler samme behov som fos § 14 og § 14a. Fos trenger derfor å tilpasses til (harmoniseres med) de nye forskriftstekstene.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Under temaet prosedyre for idriftsettelse ble det en del diskusjoner rundt simuleringsmodeller og analyser som skal leveres inn for å få driftstillatelse. Gruppen mener at konsesjonær kun skal levere data slik at analysemodeller kan etableres, og ikke at selve modellene for anlegget sendes over. Videre har det kommet kommentarer på at det må mekanismer inn som sørger for at konsesjonærer får beskjed dersom den overordnede modellen oppdateres av andre konsesjonærer, og som kan ha innvirkning på de enkelte konsesjonærer. Etter Statnett sin vurdering er dette en del av kravene til kravetterlevelses, og et arbeid som må ses på i etterkant av implementeringen av forordningen. Statnett vil i det videre arbeidet søke å samarbeide med standardiseringsorganisasjoner og bransjen.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til prosedyre for idriftsettelse vises det til vedlegg I, der referater fra alle referansegruppemøter er å finne.

DEL III – TILKNYTNING AV FORBRUKSENHETER BENYTTET AV FORBRUKSANLEGG ELLER LUKKET DISTRIBUSJONSNETT FOR Å TILBY FORBRUKERFLEKSIBILITET TIL SYSTEMOPERATØR

Paragraf 27, 28, 29 og 30, 31, 32, 33, 34 (2), 34 (3), 41 og 45 - Generelle krav til forbrukerfleksibilitet (demand respons).

Engelsk forordningstekst

TITLE III CONNECTION OF DEMAND UNITS USED BY A DEMAND FACILITY OR A CLOSED DISTRIBUTION SYSTEM TO PROVIDE DEMAND RESPONSE SERVICES TO SYSTEM OPERATORS

CHAPTER 1 GENERAL REQUIREMENTS

Article 27

General provisions

1. Demand response services provided to system operators shall be distinguished based on the following categories:
 - (a) remotely controlled:
 - (i) demand response active power control;
 - (ii) demand response reactive power control;
 - (iii) demand response transmission constraint management.
 - (b) autonomously controlled:
 - (i) demand response system frequency control;
 - (ii) demand response very fast active power control.
2. Demand facilities and closed distribution systems may provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs. Demand response services can include, jointly or separately, upward or downward modification of demand.
3. The categories referred to in paragraph 1 are not exclusive and this Regulation does not prevent other categories from being developed. This Regulation does not apply to demand response services provided to other entities than relevant system operators or relevant TSOs.

Article 28

Specific provisions for demand units with demand response active power control, reactive power control and transmission constraint management

1. Demand facilities and closed distribution systems may offer demand response active power control, demand response reactive power control, or demand response transmission constraint management to relevant system operators and relevant TSOs.
2. Demand units with demand response active power control, demand response reactive power control, or demand response transmission constraint management shall comply with the following requirements, either individually or, where it is not part of a transmission-connected demand facility, collectively as part of demand aggregation through a third party:

- (a) be capable of operating across the frequency ranges specified in Article 12(1) and the extended range specified in Article 12(2);
- (b) be capable of operating across the voltage ranges specified in Article 13 if connected at a voltage level at or above 110kV;
- (c) be capable of operating across the normal operational voltage range of the system at the connection point, specified by the relevant system operator, if connected at a voltage level below 110kV. This range shall take into account existing standards and shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);
- (d) be capable of controlling power consumption from the network in a range equal to the range contracted, directly or indirectly through a third party, by the relevant TSO;
- (e) be equipped to receive instructions, directly or indirectly through a third party, from the relevant system operator or the relevant TSO to modify their demand and to transfer the necessary information. The relevant system operator shall make publicly available the technical specifications approved to enable this transfer of information. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);
- (f) be capable of adjusting its power consumption within a time period specified by the relevant system operator or the relevant TSO. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);
- (g) be capable of full execution of an instruction issued by the relevant system operator or the relevant TSO to modify its power consumption to the limits of the electrical protection safeguards, unless a contractually agreed method is in place with the relevant system operator or relevant TSO for the replacement of their contribution (including aggregated demand facilities' contribution through a third party);
- (h) once a modification to power consumption has taken place and for the duration of the requested modification, only modify the demand used to provide the service if required by the relevant system operator or relevant TSO to the limits of the electrical protection safeguards, unless a contractually agreed method is in place with the relevant system operator or relevant TSO for the replacement of their contribution (including aggregated demand facilities' contribution through a third party). Instructions to modify power consumption may have immediate or delayed effects;
- (i) notify the relevant system operator or relevant TSO of the modification of demand response capacity. The relevant system operator or relevant TSO shall specify the modalities of the notification;
- (j) where the relevant system operator or the relevant TSO, directly or indirectly through a third party, command the modification of the power consumption, enable the modification of a part of its demand in response to an instruction by the relevant system operator or the relevant TSO, within the limits agreed with the demand facility owner or the CDSO and according to the demand unit settings;
- (k) have the withstand capability to not disconnect from the system due to the rate-of-change-of-frequency up to a value specified by the relevant TSO. With regard to this withstand capability, the value of rate-of-change-of-frequency shall be calculated over a 500 ms time frame. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);

- (l) where modification to the power consumption is specified via frequency or voltage control, or both, and via pre-alert signal sent by the relevant system operator or the relevant TSO, be equipped to receive, directly or indirectly through a third party, the instructions from the relevant system operator or the relevant TSO, to measure the frequency or voltage value, or both, to command the demand trip and to transfer the information. The relevant system operator shall specify and publish the technical specifications approved to enable this transfer of information. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1).
3. For voltage control with disconnection or reconnection of static compensation facilities, each transmission-connected demand facility or transmission-connected closed distribution system shall be able to connect or disconnect its static compensation facilities, directly or indirectly, either individually or commonly as part of demand aggregation through a third party, in response to an instruction transmitted by the relevant TSO, or in the conditions set forth in the contract between the relevant TSO and the demand facility owner or the CDSO.

Article 29

Specific provisions for demand units with demand response system frequency control

1. Demand facilities and closed distribution systems may offer demand response system frequency control to relevant system operators and relevant TSOs.
2. Demand units with demand response system frequency control shall comply with the following requirements, either individually or, where it is not part of a transmission-connected demand facility, collectively as part of demand aggregation through a third party:
 - (a) be capable of operating across the frequency ranges specified in Article 12(1) and the extended range specified in Article 12(2);
 - (b) be capable of operating across the voltage ranges specified in Article 13 if connected at a voltage level at or above 110kV;
 - (c) be capable of operating across the normal operational voltage range of the system at the connection point, specified by the relevant system operator, if connected at a voltage level below 110kV. This range shall take into account existing standards, and shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);
 - (d) be equipped with a control system that is insensitive within a dead band around the nominal system frequency of 50.00 Hz, of a width to be specified by the relevant TSO in consultation with the TSOs in the synchronous area. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1);
 - (e) be capable of, upon return to frequency within the dead band specified in paragraph 2(d), initiating a random time delay of up to 5 minutes before resuming normal operation.

The maximum frequency deviation from nominal value of 50.00 Hz to respond to shall be specified by the relevant TSO in coordination with the TSOs in the synchronous area. For demand units connected at a voltage level below 110kV, these specifications shall, prior to approval in accordance with Article 6, be subject to consultation with the relevant stakeholders in accordance with Article 9(1).

The demand shall be increased or decreased for a system frequency above or below the dead band of nominal (50.00 Hz) respectively;

- (f) be equipped with a controller that measures the actual system frequency. Measurements shall be updated at least every 0.2 seconds;
- (g) be able to detect a change in system frequency of 0.01 Hz, in order to give overall linear proportional system response, with regard to the demand response system frequency control's sensitivity and accuracy of the frequency measurement and the consequent modification of the demand. The demand unit shall be capable of a rapid detection and response to changes in system frequency, to be specified by the relevant TSO in coordination with the TSOs in the synchronous area. An offset in the steady-state measurement of frequency shall be acceptable up to 0.05 Hz.

Article 30

Specific provisions for demand units with demand response very fast active power control

1. The relevant TSO in coordination with the relevant system operator may agree with a demand facility owner or a CDSO (including, but not restricted to, through a third party) on a contract for the delivery of demand response very fast active power control.
2. If the agreement referred to in paragraph 1 takes place, the contract referred to in paragraph 1 shall specify:
 - (a) a change of active power related to a measure such as the rate-of-change-of-frequency for that portion of its demand;
 - (b) the operating principle of this control system and the associated performance parameters;
 - (c) the response time for very fast active power control, which shall not be longer than 2 seconds.

CHAPTER 2

Operational notification procedure

Article 31

General provisions

1. The operational notification procedure for demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response to system operators shall be distinguished between:
 - (a) demand units within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level of or below 1 000 V;
 - (b) demand units within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level above 1 000 V.
2. Each demand facility owner or CDSO, providing demand response to a relevant system operator or a relevant TSO, shall confirm to the relevant system operator, or relevant TSO,

directly or indirectly through a third party, its ability to satisfy the technical design and operational requirements as referred to in Chapter 1 of Title III of this Regulation.

3. The demand facility owner or the CDSO shall notify, directly or indirectly, through a third party, the relevant system operator or relevant TSO, in advance of any decision to cease offering demand response services and/or about the permanent removal of the demand unit with demand response. This information may be aggregated as specified by the relevant system operator or relevant TSO.
4. The relevant system operator shall specify and make publicly available further details concerning the operational notification procedure.

Article 32

Procedures for demand units within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level of or below 1 000 V

1. The operational notification procedure for a demand unit within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level of or below 1 000 V shall comprise an installation document.
2. The installation document template shall be provided by the relevant system operator, and the contents agreed with the relevant TSO, either directly or indirectly through a third party.
3. Based on an installation document, the demand facility owner or the CDSO shall submit information, directly or indirectly through a third party, to the relevant system operator or relevant TSO. The date of this submission shall be prior to the offer in the market of the capacity of the demand response by the demand unit. The requirements set in the installation document shall differentiate between different types of connections and between the different categories of demand response services.
4. For subsequent demand units with demand response, separate installation documents shall be provided.
5. The content of the installation document of individual demand units may be aggregated by the relevant system operator or relevant TSO.
6. The installation document shall contain the following items:
 - (a) the location at which the demand unit with demand response is connected to the network;
 - (b) the maximum capacity of the demand response installation in kW;
 - (c) the type of demand response services;
 - (d) the demand unit certificate and the equipment certificate as relevant for the demand response service, or if not available, equivalent information;
 - (e) the contact details of the demand facility owner, the closed distribution system operator or the third party aggregating the demand units from the demand facility or the closed distribution system.

Article 33

Procedures for demand units within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level above 1 000 V

1. The operational notification procedure for a demand unit within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level above 1 000 V shall comprise a DRUD. The

relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the content required for the DRUD. The content of the DRUD shall require a statement of compliance which contains the information in Articles 36 to 47 for demand facilities and closed distribution systems, but the compliance requirements in Articles 36 to 47 for demand facilities and closed distribution systems can be simplified to a single operational notification stage as well as be reduced. The demand facility owner or CDSO shall provide the information required and submit it to the relevant system operator. Subsequent demand units with demand response shall provide separate DRUDs.

2. Based on the DRUD, the relevant system operator shall issue a FON to the demand facility owner or CDSO.

TITLE IV COMPLIANCE

CHAPTER 1 **General provisions**

Article 34

Responsibility of the demand facility owner, the distribution system operator and the closed distribution system operator

1. Where the requirements of this Regulation are applicable to demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, the demand facility owner or the CDSO may totally or partially delegate to third parties tasks such as communicating with the relevant system operator or relevant TSO and gathering the documentation from the demand facility owner, the DSO or the CDSO evidencing compliance.

Third parties shall be treated as single users with the right to compile relevant documentation and demonstrate compliance of their aggregated demand facilities or aggregated closed distribution systems with the provisions of this Regulation. Demand facilities and closed distribution systems providing demand response services to relevant system operators and relevant TSOs may act collectively through third parties.

2. Where obligations are fulfilled through third parties, third parties shall only be required to inform the relevant system operator of changes to the total services being offered, taking account of location specific services.

For forbrukerfleksibilitet er det kun annet og tredje led i paragraf 34 som er aktuell, se resterende ledd under eget kapittel om kravetterlevelse.

CHAPTER 2 **Compliance testing**

Article 41

Compliance testing for demand units with demand response active power control, reactive power control and transmission constraint management

1. With regard to the demand modification test:
 - (a) the technical capability of the demand unit used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response active power control, demand response reactive power control or demand response transmission constraint

management to modify its power consumption, after receiving an instruction from the relevant system operator or relevant TSO, within the range, duration and time frame previously agreed and established in accordance with Article 28, shall be demonstrated, either individually or collectively as part of demand aggregation through a third party;

- (b) the test shall be carried out either by an instruction or alternatively by simulating the receipt of an instruction from the relevant system operator or relevant TSO and adjusting the power demand of the demand facility or the closed distribution system;
- (c) the test shall be deemed passed, provided that the conditions specified by the relevant system operator or relevant TSO pursuant to Article 28(2)(d)(f)(g)(h)(k) and (l) are fulfilled;
- (d) an equipment certificate may be used instead of part of the tests provided for in paragraph 1(b), on the condition that it is provided to the relevant system operator or relevant TSO.

2. With regard to the disconnection or reconnection of static compensation facilities test:

- (a) the technical capability of the demand unit used by a demand facility owner or closed distribution system operator to provide demand response active power control, demand response reactive power control or demand response transmission constraint management to disconnect or reconnect, or both, its static compensation facility when receiving an instruction from the relevant system operator or relevant TSO, in the time frame expected in accordance with Article 28, shall be demonstrated, either individually or collectively as part of demand aggregation through a third party;
- (b) the test shall be carried out by simulating the receipt of an instruction from the relevant system operator or relevant TSO and subsequently disconnecting the static compensation facility, and by simulating the receipt of an instruction from the relevant system operator or relevant TSO and subsequently reconnecting the facility;
- (c) the test shall be deemed passed, provided that the conditions specified by the relevant system operator or relevant TSO pursuant to Article 28(2)(d)(f)(g)(h)(k) and (l) are fulfilled.

CHAPTER 3

Compliance simulation

Article 45

Compliance simulations for demand units with demand response very fast active power control

1. The model of the demand unit used by a demand facility owner or a closed distribution system operator to provide demand response very fast active power control shall demonstrate the technical capability of the demand unit to provide very fast active power control to a low frequency event in the conditions set out in Article 30.
2. The simulation shall be deemed passed provided that the model demonstrates compliance with the conditions set out in Article 30.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for utviklingen av forbrukerfleksibilitet, ved å legge føringer på hvilke tekniske krav som må følges ved tilbud av forbrukerfleksibilitet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Europeisk kraftproduksjon blir stadig mer fornybar. Dette krever at vi utvikler ny fleksibilitet som kan kompensere for større variasjoner i produksjon fra blant annet sol og vindkraft. Samtidig har EU fortsatt mål om mer energieffektivitet og reduksjon av klimautslipp. En smartere styring av forbruk og produksjon støtter også opp under disse målene.

Fleksibilitet sett fra en systemoperatørs perspektiv vil være en parts vilje og mulighet til å endre planlagt forbruk eller produksjon etter behov og betalingsvilje i markedet. Slik fleksibilitet har mange bruksområder i nettdrift. Den kan bidra med priselastisitet i elspotmarkedet, spenningsregulering, balansering og flaskehalshåndtering i både distribusjons- og transmisjonsnett.

Det nye europeiske regelverket, inkludert DCC, er pådriver for en mer aktiv bruk av forbrukerfleksibilitet i kraftsystemet. Men DCC går ikke i dybden på hvordan dette potensialet for forbrukerfleksibilitet skal realiseres. Koden innfører kategorier av forbrukerfleksibilitet (paragraf 27), og setter krav (artikkel 28-33) til de som ønsker å være tilbydere av forbrukerfleksibilitet. Men dette er først og fremst tekniske krav. Kommisjonen har blant annet ved vinterpakken tenkt mer rundt realiseringen av fleksibilitetspotensialet enn det som fremkommer i DCC, der det blant annet foreslås felles europeiske bestemmelser for både sluttbrukermarkedet, forbrukerfleksibilitet og aggregering.

For å utløse potensialet inngår det også å tilrettelegge for utvikling og bruk av nye teknologi- og markedsløsninger. Regelverket kan bidra til å minske barrierer for slik utvikling. Et viktig prinsipp er Network Code on Electricity Balancing (EB) krav til likebehandling (paragraf 3 bokstav f) gjennom at alle tilbydere av balansetjenester skal kunne delta med like vilkår, uavhengig om det er en produsent, forbruker, lagringsenheter eller tredjeparter.

Men det oppstår problemer når regelverket kommer i forkant av at teknologi- og markedsløsningene er etablerte. Det skaper også utfordringer at system og marked i de ulike europeiske landene har ulik grad av modenhet og behov, og at det dermed er sannsynlig at de vil ha ulike utviklingsbaner for fleksibilitetsløsninger. Regelverket kan brukes til å styre denne utviklingen i en harmonisert retning. Men samtidig, ved å være for detaljert på hvilke løsninger som er de prefererte på et tidlig stadium risikerer en å låse retningen, som da igjen legger begrensninger på hvilke løsninger vi får. På noen punkter vil det være viktig med nasjonal og nordisk bestemmelsesrett for å sikre løsninger som passer vårt system og marked.

Et eksempel der regelverket går langt i å beskrive hvordan løsningen skal utformes, er i det nye forslaget til elektrisitetsdirektiv (vinterpakken) hvor vi finner forslag til hvordan tredjeparter i form av aggregatorer skal kunne innlemmes i energimarkedene (paragraf 17). Det pågår både nordiske og europeiske diskusjoner knyttet til hvordan økonomi- og dataflyt skal løses om forbrukerens deltagelse skjer gjennom slike tredjeparter.

Oppsummert kan vi si at mer fleksibilitet fra eksisterende og nye aktører, inkludert aggregert forbruk fra sluttbrukernivå, vil være sentralt i utviklingen av verktøykassen det europeiske kraftsystemet kan bruke for å nå EUs klimamål. For å realisere dette må vi se på hvordan vi kan tilrettelegge gjennom både teknologi- og markedsløsninger. Regelverket fra EU søker å drive denne utviklingen. DCC stiller tekniske krav til forbruk, men føringer i de påfølgende kodene og direktiv vil få enda større betydning for teknologi- og markedsutvikling knyttet til fleksibilitet.

Statnetts anbefaling

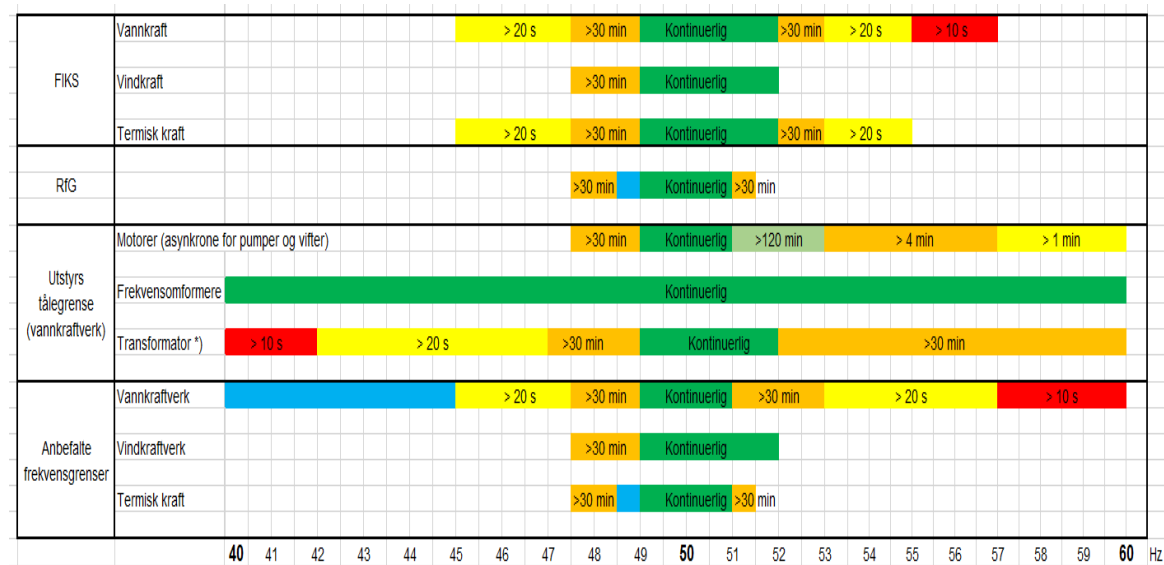
Når det kommer til Statnetts anbefaling for implementering av forordningen på det som omhandler forbrukerfleksibilitet har vi gjort en gjennomgang av teksten og definert de tekniske kriteriene som må/bør spesifiseres i forbindelse med etableringen av krav til forbrukerfleksibilitet. Videre utvikling av markedsløsninger og implementering av andre relevante regelverk er ikke tatt med i Statnetts anbefaling og gjøres i egne prosjekter. Disse prosjektene pågår innenfor FoU-aktiviteter og den generelle markeds- og driftsutviklingen. Dialogen med de andre nordiske TSOene, nordiske regulatorene, underliggende nettnivå og markedsaktører står sentralt i arbeidet. Gjennom piloter og prøveordninger identifiserer vi barrierer og muligheter, for underliggende nettnivåer og markedsaktører, for å bedre skjønne deres vurderinger og behov knyttet til forbrukerfleksibilitet.

Et prinsipp Statnett har lagt til grunn i arbeidet med DCC er at tilbydere i våre markeder skal likebehandles og vi ønsker at våre produkter og krav skal utformes "teknologinøytralt". Dette lar seg i mange tilfeller gjøre, men for kravene til hvilke frekvenser og spenninger anleggene skal holde inne kan det bli en forskjell. Kravene til spenningsområde og frekvensområde er i utgangspunktet like både i RfG og DCC, og i henhold til forordningene skal anleggene holde inne som følge:

Synkronområde	Spenningsområde	Tidsintervall
Norden	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter (>300 kV skal defineres av TSO, men ikke mer enn 60 min)

Synkronområde	Frekvensområde	Tidsintervall
Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Angis av hver TSO, men ikke mindre enn 30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter

I arbeidet med RfG har Statnett fått gjennomført en analyse om krav til separatomdriftsegenskaper, og da særlig hvilke krav til frekvenser som produksjonsanlegg skal holde inne ved. Kort oppsummert vil disse kravene gå langt ut over de krav som stilles til frekvensområde i RfG ved separatomdrift, og Statnetts anbefaling til implementering vil omhandle forskjellige tidsintervaller i frekvensområdet mellom 45 Hz og 60 Hz.



Som vi kan se av figuren over er de frekvensområder som er foreslått i RfG langt utenfor de kravene til frekvensområder som stilles til forbruk (47,5 – 51,5 Hz). Statnett var derfor interessert i å høre gruppens synspunkt på om det kan stilles forskjellige krav til frekvensområde for produksjon og forbruk, og følgende spørsmål ble stilt referansegruppen

- Hvilken frekvenser tåler forskjellig utstyr benyttet i forbruksanlegg og distribusjonsnett?
- Vil det være fornuftig å stille like krav til produksjon og forbruk, og hvordan stiller gruppen seg til at Statnett eventuelt foreslår et frekvensområde mellom 45 og 60 Hz?
- Den generelle tanken er at forbruk og distribusjonsnett skal holder inne så lenge det er teknisk mulig, men kan nye krav til frekvensområde bidra til at forbruksanlegg og distribusjonsnett tripper tidligere?

Tilbakemeldingene fra referansegruppen kan oppsummeres i det følgende:

- **Norsk Hydro** - Den generelle tilbakemeldingen fra vår driftsorganisasjon er at utstyr Hydro har tilkoblet nettet er designet for 50 Hz og at toleranse med tanke på frekvensavvik er dårlig beskrevet i dokumentasjonen. Det er forventet at utstyr ikke vil tåle et frekvensintervall mellom 45 og 60 Hz, spesielt motorer, vifter, pumper og kompressorer vil få problemer.
- **Hafslund Nett** - Har ikke god nok kunnskap om egenskaper til utstyr knyttet til uttak i distribusjonsnettet til å ha noen oppfatning utover å henvise til relevante internasjonale normer for hva utstyret skal tåle og fol mht. hva som skal leveres. Argumentasjon til Statnett for at det bør stilles ulike krav til produksjon og forbruk er logisk. Hafslund ser ingen grunn til at tabellen i vedlegg 1 skal fravikes.
- **Skagerak Nett** - Skagerak ser ikke grunnlag for stille strengere krav i DCC for å harmonisere med RfG. Dette begrunnes med at bortfall av forbruk og produksjon bidrar i hver sin retning mht. frekvensendring. Produktene blir aldri helt like, og likebehandling av produksjon og forbruk er langt viktigere i balansemarkedene. Vi har også problemer med å se konsekvensene av å stille krav til at forbruk/nett skal tåle opptil 55 Hz, da dette er noe vi ikke har erfaring med og vi kjenner for dårlig til tekniske egenskaper ved ulikt industriforbruk/motordrifter etc. Hvis dette skal foreslås bør det først gjøres en teknisk utredning. Skagerak mener også at det kanskje er viktigere at aktører i ulike land stilles ovenfor de sanne kraven/kostnadsdriverne slik at man konkurrerer på like vilkår i sine egne markeder (markedene for de respektive industriene). Her vil en særnorsk innstramming kunne være konkurransevidende.

Etter Statnetts vurdering og i henhold til referansegruppens tilbakemeldinger bør det derfor stilles forskjellige krav til frekvensområde for produksjon og forbruk. Hovedargumentasjonen for dette er at det vil være i DSOens og forbruksanleggets egeninteresse å holde inne så lenge som mulig, samt det faktum at særnorske innstramminger vil kunne være konkurransevidende. Det er dog viktig å presisere at det i enkelttilfeller kan være aktuelt å benytte seg av paragraf 12 annet ledd, der eier av forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnettet eller DSO kan bli enig med TSO om utvidet frekvens- eller tidsintervall utover verdier definert i vedlegg I av forordningen. Dette da det generelt er ønskelig at forbruk og distribusjonsnett holder inne så lenge det er teknisk mulig og utover de frekvensområder som er gitt av forordningen. Statnett mener videre at dersom det installeres frekvensvern eller lignende utstyr som sørger for at anlegget tripper ved 51,5 Hz skal dette meldes fra om til Statnett (iht. paragraf 18 tredje ledd).

Et av virkemiddelene som brukes for å unngå svært lave frekvenser, utenfor frekvensområdet som er ment å håndteres med driftsreserve, er frekvensstyrt belastningsfrakobling (underfrekvensvern). Dette er en felles nordisk ordning som ble etablert etter en stor driftsforstyrrelse i Sverige på begynnelsen av 80-tallet hvor det ble bestemt at de nordiske landene skulle innføre underfrekvensvern for 1/3 av forbruket. Det ble i 2012 foretatt en gjennomgang og ny vurdering av hva som er samfunnsmessig rasjonell plassering av underfrekvensvernene. Disse vernene er i dag stilt inn til å virke i området mellom 48,7 Hz og 47,25 Hz, og hensikten er primært å oppnå en rask gjenoppbygging av

kraftsystemet etter alvorlige hendelser, samt sikre at store områder eller separatområder ikke mørklegges.

Statnetts anbefalinger på tekniske krav til tilbydere av forbrukerfleksibilitet:

I henhold til teksten i DCC er det ikke mange teknisk krav som skal defineres (da mange av kravene er faste krav), under følger en liste over de kravene vi har funnet som må/bør defineres i forbindelse med etableringen av krav til forbrukerfleksibilitet:

- *Paragraf 28 – Annet ledd*
 - Bokstav c – RSO (relevant systemoperatør) skal definere kravene til hvilke spenninger anleggene skal holde inne ved dersom spenningen er under 110 kV.
 - Bokstav e – TSO og RSO skal utvikle tekniske spesifikasjoner for informasjonsutveksling i forbindelse med mottak av instruksjoner.
 - Bokstav f – Justere forbruket innenfor en gitt tid, som defineres av TSO og RSO.
 - Bokstav i – TSO og RSO skal spesifisere nærmere regler for meldinger som sendes fra tilbyder av DR.
 - Bokstav k – Anlegget skal holde seg tilknyttet ved gitt RoCof. RoCof skal spesifiseres av TSO.
 - Bokstav l – TSO og RSO skal spesifisere krav til informasjonsutveksling.
- *Paragraf 29 – Annet ledd*
 - Bokstav c – Samme som 28.2 bokstav c, der RSO skal definere spenninger for tilknytninger under 110 kV.
 - Bokstav d – TSO skal definere dødbåndområde for DR SFC. Skal koordineres med TSOer i samme synkronområde.
 - Bokstav e – TSO skal fastsette en tidsforsinkelse før normaldrift kan gjenopptas, samt definere området for frekvensavvik ± 50 Hz. Skal koordineres med TSOer i samme synkronområde.
 - Bokstav g – TSO skal definere maksimal tidsforsinkelse å respondere på. Skal koordineres med TSOer i samme synkronområde.
- Paragraf 31 – fjerde ledd – RSO skal definere videre detaljer rundt prosedyre for idriftsettelse.
- Paragraf 32 – annet ledd – Mal for installasjonsdokument skal utarbeides av RSO og godkjennes av TSO.
- Paragraf 33 – første ledd – RSO koordinert med TSO skal definere innholdet i forbrukerfleksibilitetsdokument (DRUD).

Mange av kravene som må/bør defineres er avhengig av at relevant systemoperatør er med å definere en rekke krav til informasjonsutveksling og dokumentasjonen. Statnett har derfor i denne omgang ingen direkte anbefalinger på dette området, men ønsker å søke et felles arbeide med relevante systemoperatører i etterkant av oversendelsen til NVE for å spesifisere disse kravene. Kravene her må også ses i sammenheng med utviklingsarbeidet som adresserer barrierer for forbrukerfleksibilitet for å oppnå økte volum i reservemarkedene. Dette er videre avhengig av at det utformes nye regler og produkter for å legge til rette for økt deltakelse. Dette dreier seg for eksempel om varighet på aktivering, budstørrelse, mulighet for aggregerte bud og dynamisk reallokering ved leveranseutfordringer, prekvalifiseringsrutiner, samt krav til dokumentasjon.

Tilbydere av forbrukerfleksibilitet med tilknytning mot distribusjonsnettet vil måtte følge kravene til frekvens (ref. par 28.2 a og 29.2 a), mens det vil være egne krav til spenninger under 110 kV som skal defineres av RSO. Statnetts generelle anbefaling når det gjelder spenningsnivå under 110 kV vil være å følge samme intervaller som er definert for 110 – 300 kV.

For de øvrige kravene som går på tekniske funksjonskrav for forbrukerfleksibilitet – hurtig styring av aktiv effekt (paragraf 29) vil Statnetts anbefaling være at kravene til forbruksfleksibilitet bør være de

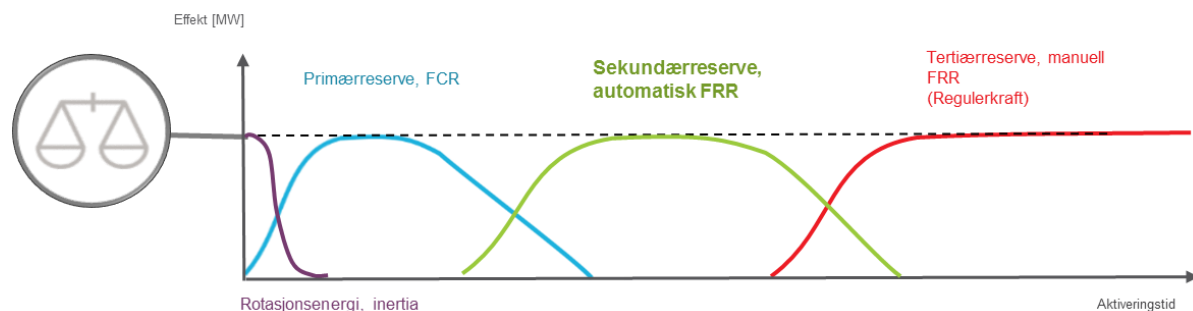
samme som for produksjon - dette defineres i RfG arbeidet. Vi kjenner ikke til at forbruk vil ha større utfordringer enn produksjon med å følge slike krav og dermed ser vi ingen grunn til at leveransen av regulering inn i markedene skal være avhengig av teknologi. Funksjonskravene for forbrukerfleksibilitet – styring av systemfrekvens (paragraf 29) er koordinert nordisk, og under følger den anbefalingen som det nordiske arbeidet landet på:

- *Article 29.2.d, frequency dead band*
The Nordic TSO:s agree that the frequency dead band used by demand units with demand response should be equal with the frequency dead band used by power generating modules. The dead band used is therefore dependent on market requirements.
- *Article 29.2.e, frequency deviation*
The Nordic TSO:s agree that the maximum frequency deviation from nominal 50,00 Hz to respond to should be equal with the maximum frequency deviation requirement specified for power generating modules. The entire frequency response dead band 0 – 500 mHz is therefore agreed upon, and is equal to the requirements in table 4 given in RfG Article 15.
- *Article 29.2.g, frequency response*
Maximum time delay to respond is maximum 2 seconds for the synchronized system. The Nordic TSO:s propose a maximum time delay in line with requirements for power generating modules, table 5 in RfG Article 15, which states a maximum of 2 seconds.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Primærreserver FCR

For å kunne håndtere den momentane balansen mellom produksjon og forbruk er det etablert et omfattende kontrollapparat med automatisk regulering i kraftsystemet.



Den umiddelbare reaksjonen på en endring/utfall av produksjon eller forbruk, fanges opp ved at den roterende massen (roterende energien) i kraftsystemet omgjøres til elektrisk energi. I neste omgang vil frekvensen endre seg, noe som i sin tur aktiverer primærreserver (Frequency Containment Reserves, FCR). Denne reguleringen er fullt og helt knyttet til automatiske funksjoner, og er delt i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D).

Det er etablert et eget marked for å sikre at det er tilstrekkelig primærrespons i systemet. Markedet for primærreserver består av et uke- og et døgnmarked. Aktørene velger om de vil delta i ett eller i begge delmarkeder. Ukemarkedet kjøres før elspotmarkedet og benyttes av de aktørene hvor denne rekkefølgen er mest hensiktsmessig, mens døgnmarkedet kjøres etter elspotmarkedet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i Elspot, inklusive utvekslingsønsker fra andre TSOer. Denne oppdelingen er valgt i samråd mellom Statnett og produsentene for å unngå for stor omlegging av

planlagt produksjon etter klarering i elspotmarkedet og for å sikre tilgjengeligheten på tilstrekkelige reservevolumer.

Norge er et langstrakt land med en nettstruktur som kan gi separasjon av nettområder. Det er derfor nødvendig med distribusjon av roterende masse og frekvensstyrte reserver i systemet i ulike deler av nettet. Aktører som velger å stå utenfor markedet, vil få betalt for leveranse gjennom en vedtatt sats.

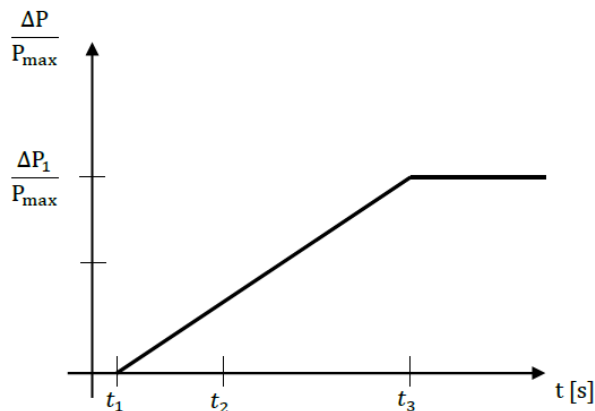
Med bakgrunn i at kravene til forbrukerfleksibilitet – styring av systemfrekvens kan sammenlignes med kravene som stilles for å være med i primærreservemarkedet (FCP), er det gjort en sammenligning mot krav for å være med i primærreservemarkedet (FCP). Fra vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR kan vi se at det stilles følgende krav til leveranse av FCR fra forbruk:

Vedlegg 1- Krav til leveranse av FCR, forbruk

FCR leveranse fra forbruk skal tilpasses en profil iht. til Figur 1. Følgende detaljer gjelder for denne profil

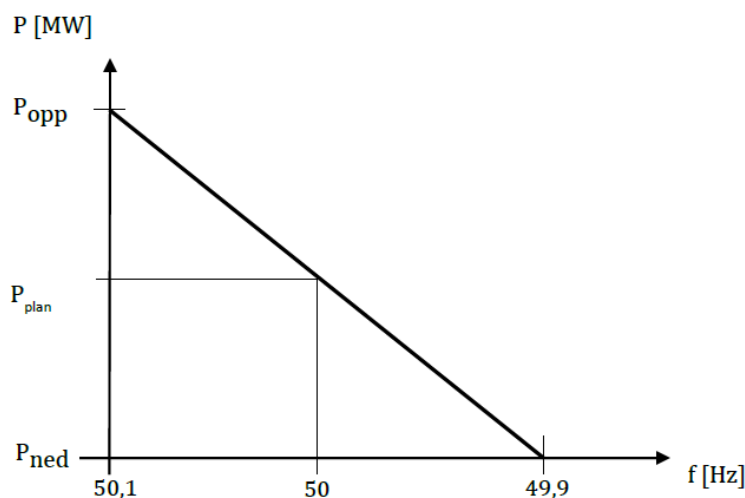
- 50 % av bidraget skal være regulert i løpet av 5 s (t_2) etter målt frekvensavvik.
- 100 % av bidraget skal være utregulert i løpet av 30 s (t_3) etter målt frekvensavvik.

Frekvensmålingen må ha målenøyaktighet på minst 0,01 % (5 mHz). Det skal ikke finnes noe aktivt død bånd (måling/aktivering) som forhindrer aktiveringen av frekvensreserven.



Figur 1 Effekterespons forbruk ved en stegforandring i frekvens.

I figur 2 under illustreres hvordan forbruk P korrigeres som funksjon av målt frekvens. Ved en endring av frekvens fra 50 Hz til 49,9 Hz reduseres forbruket iht. til innmeldt systemdata (FCR).



Figur 2 Stasjonær effekt som funksjon av målt frekvens.

Kravene som stilles gjennom vilkårene for bidrag i primærreservemarkedene er tekniske funksjonskrav som sier noe om hvor hurtig anlegget skal ha mulighet til å regulere. Kravene må ses i sammenheng med det som stilles gjennom DCC, og det vil derfor i så måte bli nødvendig med en gjennomgang av kravene til FCR. Et arbeid som er i gang på nordisk nivå.

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 markedsbasert⁵, og gjenstand for prekvalifisering etter egne funksjonskrav.

Sekundærreserver aFRR

I øvrige Europa brukes også aFRR for å håndtere avvik i flyt mellom land. Sekundærregulering omtales også som Load Frequency Control (LFC).

I likhet med primærreserver er dette en automatisk reguleringsfunksjon. En detaljert gjennomgang av de tekniske kravene til reserver som ønsker å prekvalifisere seg og delta er tilgjengelig på Statnetts hjemmesider.

- [Technical Product Specification For delivery of Frequency Restoration Reserves to Statnett](#)

Sekundærreserver fungerer ved at et reguleringssignal sendes fra TSO til en leverandørs kontrollsystem, som da automatisk endrer produksjonen (eller forbruket) i anlegget. Responstiden for sekundærregulering er ca. 120 – 210 sekunder etter mottatt signal fra TSO-en. Den automatiske aktiveringen av aFRR håndteres i Statnetts driftssentralsystem. Ved frekvens over eller under 50,00 Hz aktiveres aFRR jevnt blant alle leverandører i hele Norden.

I dag er alle aktive budgivere i aFRR produksjonsanlegg, men det er tilrettelagt for deltakelse fra forbruk ved at vilkårene/kravene er teknologinøytrale. Det har blitt påpekt at dagens markedsdesign med 5 MW bud (blokker) og et ukesmarked for reservasjon gjør marked p.t. mindre aktuelt for deltagelse fra forbruk. Et aktiveringsmarked for aFRR er under utvikling.

⁵ Per i dag nasjonale markeder, på sikt muligens nordiske felles marked

Tertiærreserver - mFRR

NVE har gjennom fos pålagt Statnett å drive og utvikle et regulerkraftmarked for å håndtere balansering og flaskehalser. RK-markedet brukes for å anskaffe manuelle reserver som har en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. Selv om betegnelsen er manuelle reserver (mFRR) så arbeider Statnett sammen med bransjen for å få opp en løsning med elektronisk bestilling.

Regulerkraftmarkedet (RKM) er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet, og alt av tertiærregulering i det nordiske kraftsystemet skjer med utgangspunkt i dette markedet. Både produksjonsressurser og forbruksressurser deltar RKM.

For å sikre at det er tilstrekkelig med ressurser i RK markedet har Statnett etablert et kapasitetsmarked for mFRR (RKOM) som vi bruker for å sikre at tilbydere er forpliktet til å by inn i RK-markedet. Effekt fra både produksjon og forbruksutkobling kan tilbys i RKOM.

RK-markedet benyttes til to formål:

- frekvensregulering - redusere ubalanser (på grunn av forskjell mellom produksjon, forbruk og utveksling) og dermed frigjøre primær- og sekundærreserver, slik at disse kan være klar til neste hendelse.
- håndtere flaskehalser i regional- og sentralnett gjennom såkalt spesialregulering.

Statnett oppdaterer jevnlig vilkår for å bidra inn i RKM og RKOM, og seneste versjoner finnes på Statnett sine nettsider:

- [Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet \(RKM\)](#)
- [Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftopsjonsmarkedet \(RKOM\)](#)

Vilkårene for bidrag i RKM og RKOM inneholder få tekniske funksjonalitetskrav, og er kun vilkår for å bidra inn i markedene. Kravene definert i paragraf 28 vil derfor komme i tillegg til Statnetts vilkår.

Økte krav til oppfølging av leveranse

Utover aFRR-markedet er det få eksisterende rutiner for prekvalifisering og oppfølging av leveranser i dagens markedsløsninger – utover det som aktørene melder inn som systemdata (jmf praktiseringsdokumentet § 8) og det som fremkommer gjennom avregningen. Som følge av implementeringen av DCC og andre forordninger vil det på sikt komme en betydelig mengde krav til oppfølging av aktørene som tilbyr regulering inn i markedene. Dette er noe Statnett forventer å jobbe mer med fremover.

Behov for koordinering med andre interessenter

Utviklingen av forbrukerfleksibilitet er som beskrevet over avhengig av en tilrettelegging av både teknologi- og markedsløsninger. Regelverket fra EU søker å drive denne utviklingen. DCC stiller tekniske krav til forbruk, men føringer i de påfølgende kodene og direktiv vil få enda større betydning for teknologi- og markedsutvikling knyttet til fleksibilitet. Det er derfor viktig med en god koordinering mellom de øvrige forordningen, da spesielt EB.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Utover kommentarene mottatt og gjengitt under Statnetts anbefaling på det som går på forskjellige krav til frekvensområder for produksjon og forbruk, har Statnett mottatt noen generelle kommentarer til temaet forbrukerfleksibilitet.

Hafslund Nett – Bruk og nytte av forbrukerfleksibilitet som et virkemiddel i nettdrift og marked er fremdeles umodent. Både hva som skal til for å løse ut fleksibiliteten samt hvem og hvordan den løses

ut. Det er det samme elektriske system TSO og DSO opererer i, men de kan ha ulike behov og det vil være behov for koordinering ift. aktivering.

Skagerak Nett - Skagerak er enig i at dette temaet er umodent og at det må jobbes videre med teamet fremover og at det er hensiktsmessig at dette foregår i egne prosjekter. Viktige temaer vil være:

- TSO-ens behov for aktivering av frekvenshensyn opp mot DSO-ens behov for aktivering mht. flaskehalser.
- Kommunikasjon og kontroll over hva som aktiveres.
- Roller og grensesnitt (aggregator, TSO, DSO, balanseansvarlige)
- Markedsløsninger

Statnett vil ta disse generelle kommentarene med videre i arbeidet med forbrukerfleksibilitet.

For øvrige kommentarer til det som omhandler krav til forbrukerfleksibilitet vises det til vedlegg I.

DEL IV – KRAVETTERLEVELSE

Paragraf 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 46 og 47 – Generelle krav til kravetterlevelse

Engelsk forordningstekst

TITLE IV COMPLIANCE

CHAPTER 1 General provisions

Article 34

Responsibility of the demand facility owner, the distribution system operator and the closed distribution system operator

1. Transmission-connected demand facility owners and DSOs shall ensure that their transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, or distribution systems comply with the requirements provided for in this Regulation. A demand facility owner or a CDSO providing demand response services to relevant system operators and relevant TSOs shall ensure that the demand unit complies with the requirements provided for in this Regulation.
2. Where the requirements of this Regulation are applicable to demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, the demand facility owner or the CDSO may totally or partially delegate to third parties tasks such as communicating with the relevant system operator or relevant TSO and gathering the documentation from the demand facility owner, the DSO or the CDSO evidencing compliance. Third parties shall be treated as single users with the right to compile relevant documentation and demonstrate compliance of their aggregated demand facilities or aggregated closed distribution systems with the provisions of this Regulation. Demand facilities and closed distribution systems providing demand response services to relevant system operators and relevant TSOs may act collectively through third parties.
3. Where obligations are fulfilled through third parties, third parties shall only be required to inform the relevant system operator of changes to the total services being offered, taking account of location specific services.
4. Where the requirements are specified by the relevant TSO, or are for the purpose of the operation of the relevant TSO's system, alternative tests or requirements for test result acceptance for these requirements may be agreed with the relevant TSO.
5. Any intention to modify the technical capabilities of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit, which has impact on compliance with the requirements provided for in Chapters 2 to 4 of Title IV, shall be notified to the relevant system operator, directly or indirectly through a third party, prior to pursuing such modification, within the time frame provided by the relevant system operator.
6. Any operational incidents or failures of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system or the demand unit, which

have an impact on compliance with the requirements provided for in Chapters 2 to 4 of Title IV, shall be notified to the relevant system operator, directly or indirectly through a third party, as soon as possible after the occurrence of such an incident.

7. Any planned test schedules and procedures to verify compliance of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit, with the requirements of this Regulation, shall be notified to the relevant system operator within the time frame specified by the relevant system operator and approved by the relevant system operator prior to their commencement.
8. The relevant system operator may participate in such tests and may record the performance of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, and the demand unit.

Article 35

Tasks of the relevant system operator

1. The relevant system operator shall assess the compliance of a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility, a distribution system, or a demand unit, with the requirements of this Regulation throughout the lifetime of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit. The demand facility owner, the DSO or the CDSO shall be informed of the outcome of this assessment.

The compliance of a demand unit used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant TSOs, shall be jointly assessed by the relevant TSO and the relevant system operator, and if applicable in coordination with the third party involved in demand aggregation.

2. The relevant system operator shall have the right to request that the demand facility owner, the DSO or the CDSO carries out compliance tests and simulations according to a repeat plan or general scheme or after any failure, modification or replacement of any equipment that may have an impact on the compliance of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit with the requirements of this Regulation.

The demand facility owner, the DSO or the CDSO shall be informed of the outcome of those 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 demand facility owner, the DSO or the CDSO in the frame of the compliance process. The list shall cover at least the following information, documents and requirements:

- (a) all documentation and certificates to be provided by the demand facility owner, the DSO or the CDSO;
- (b) details of the technical data required from the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit, with relevance to the grid connection or operation;
- (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 demand facility owner, the DSO or the CDSO for demonstrating expected steady-state and dynamic performance referring to the requirements set forth in Articles 43, 44 and 45;
 - (f) conditions and procedures including scope for registering equipment certificates;
 - (g) conditions and procedures for the use of relevant equipment certificates issued by an authorised certifier by the demand facility owner, the DSO or the CDSO.
4. The relevant system operator shall make public the allocation of responsibilities to the demand facility owner, the DSO or the CDSO and to the system operator for compliance testing, simulation and monitoring.
 5. The relevant system operator may totally or partially delegate the performance of its compliance monitoring to third parties. In such cases, the relevant system operator shall continue ensuring compliance with Article 11, including entering into confidentiality commitments with the assignee.
 6. If compliance tests or simulations cannot be carried out as agreed between the relevant system operator and the demand facility owner, the DSO or the CDSO due to reasons attributable to the relevant system operator, then the relevant system operator shall not unreasonably withhold the operational notification referred to in Title II and Title III.

CHAPTER 2

Compliance testing

Article 36

Common provisions for compliance testing

1. Testing of the performance of a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility, or a demand unit with demand response active power control, demand response reactive power control or demand response transmission constraint management, 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 demand facility owner, the DSO or the CDSO to carry out an alternative set of tests, provided that those tests are efficient and suffice to demonstrate that a demand facility or a distribution system complies with the requirements of this Regulation; and
 - (b) require the demand facility owner, the DSO or the CDSO 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 Articles 37 to 41, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.
3. The demand facility owner, the DSO or the CDSO is responsible for carrying out the tests in accordance with the conditions laid down in Chapter 2 of Title IV. 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 room. For that purpose, the demand facility owner, the DSO or the CDSO shall provide the monitoring equipment necessary to record all relevant test signals and measurements as well as ensure that the necessary representatives of the demand facility owner, the DSO or the CDSO are 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 37

Compliance testing for disconnection and reconnection of transmission-connected distribution facilities

1. The transmission-connected distribution facilities shall comply with the requirements for disconnection and reconnection referred in Article 19 and shall be subject to the following compliance tests.
2. With regard to testing of the capability of reconnection after an incidental disconnection due to a network disturbance, reconnection shall be achieved through a reconnection procedure, preferably by automation, authorised by the relevant TSO.
3. With regard to the synchronisation test, the technical synchronisation capabilities of the transmission-connected distribution facility shall be demonstrated. This test shall verify the settings of the synchronisation devices. This test shall cover the following matters: voltage, frequency, phase angle range, deviation of voltage and frequency.
4. With regard to the remote disconnection test, the transmission-connected distribution facility's technical capability for remote disconnection at the connection point or points from the transmission system when required by the relevant TSO and within the time specified by the relevant TSO shall be demonstrated.
5. With regard to the low frequency demand disconnection test, the transmission-connected distribution facility's technical capability of low frequency demand disconnection of a percentage of demand to be specified by the relevant TSO, in coordination with adjacent TSOs, where equipped as provided for in Article 19, shall be demonstrated.
6. With regard to the low frequency demand disconnection relays test, the transmission-connected distribution facility's technical capability to operate from a nominal AC supply input shall be demonstrated in accordance with Article 19(1) and (2). This AC supply input shall be specified by the relevant TSO.
7. With regard to the low voltage demand disconnection test, the transmission-connected distribution facility's technical capability to operate in a single action with on load tap changer blocking in Article 19(3) shall be demonstrated in accordance with Article 19(2).
8. An equipment certificate may be used instead of part of the tests provided for in paragraph 1, on the condition that it is provided to the relevant TSO.

Article 38

Compliance testing for information exchange of transmission-connected distribution facilities

1. With regard to information exchange between the relevant TSO and the transmission-connected distribution system operator in real time or periodically, the transmission-connected distribution facility's technical capability to comply with the information exchange standard established pursuant to Article 18(3) shall be demonstrated.
2. An equipment certificate may be used instead of part of the tests provided for in paragraph 1, on the condition that it is provided to the relevant TSO.

Article 39

Compliance testing for disconnection and reconnection of transmission-connected demand facilities

1. The transmission-connected demand facilities shall comply with the requirements for disconnection and reconnection referred to in Article 19 and shall be subject to the following compliance tests.
2. With regard to testing of the capability of reconnection after an incidental disconnection due to a network disturbance, reconnection shall be achieved through a reconnection procedure, preferably by automation, authorised by the relevant TSO.
3. With regard to the synchronisation test, the technical synchronisation capabilities of the transmission-connected demand facility shall be demonstrated. This test shall verify the settings of the synchronisation devices. This test shall cover the following matters: voltage, frequency, phase angle range, deviation of voltage and frequency.
4. With regard to the remote disconnection test, the transmission-connected demand facility's technical capability for remote disconnection at the connection point or points from the transmission system when required by the relevant TSO and within the time specified by the relevant TSO shall be demonstrated.
5. With regard to the low frequency demand disconnection relays test, the transmission-connected demand facility's technical capability to operate from a nominal AC input shall be demonstrated in accordance with Article 19(1) and (2). This AC supply input shall be specified by the relevant TSO.
6. With regard to the low voltage demand disconnection test, the transmission-connected demand facility's technical capability to operate in a single action with on load tap changer blocking in Article 19(3) shall be demonstrated in accordance with Article 19(2).
7. An equipment certificate may be used instead of part of the tests provided for in paragraph 1, on the condition that it is provided to the relevant TSO.

Article 40

Compliance testing for information exchange of transmission-connected demand facilities

1. With regard to information exchange between the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner in real time or periodically, the transmission-connected demand facility's technical capability to comply with the information exchange standard established pursuant to Article 18(3) shall be demonstrated.

2. An equipment certificate may be used instead of part of the tests provided for in paragraph 1, on the condition that it is provided to the relevant TSO.

CHAPTER 3

Compliance simulation

Article 42

Common provisions on compliance simulations

1. Simulation of the performance of a transmission-connected demand facility, a transmission-connected distribution facility, or a demand unit with demand response very fast active power control within a demand facility or a closed distribution system shall result in demonstrating whether the requirements of this Regulation have been fulfilled or not.
2. Simulations shall be run in the following circumstances:
 - (a) a new connection to the transmission system is required;
 - (b) a new demand unit used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response very fast active power control to a relevant TSO has been contracted in accordance with Article 30;
 - (c) a further development, replacement or modernisation of equipment takes place;
 - (d) alleged incompliance by the relevant system operator with the requirements of this Regulation.
3. Notwithstanding the minimum requirements for compliance simulation set out in this Regulation, the relevant system operator is entitled to:
 - (a) allow the demand facility owner, the DSO or the CDSO to carry out an alternative set of simulations, provided that those simulations are efficient and suffice to demonstrate that a demand facility or a distribution system complies with the requirements of this Regulation or with national legislation; and
 - (b) require the demand facility owner, the DSO or the CDSO 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 Articles 43, 44 and 45, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.
4. The transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall provide a report with the simulation results for each individual transmission-connected demand facility or transmission-connected distribution facility. The transmission-connected demand facility owner or the transmission-connected distribution system operator shall produce and provide a validated simulation model for a given transmission-connected demand facility or transmission-connected distribution facility. The scope of the simulation models is set out in Article 21(1) and (2).
5. The relevant system operator shall have the right to check that a demand facility or a distribution system 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.

6. The relevant system operator shall provide the demand facility owner, the DSO or the CDSO with technical data and a simulation model of the network, to the extent necessary to carry out the requested simulations in accordance with Articles 43, 44 and 45.

Article 43

Compliance simulations for transmission-connected distribution facilities

1. With regard to the reactive power capability simulation of a transmission-connected distribution facility:
 - (a) a steady-state load flow simulation model of the network of the transmission-connected distribution system shall be used in order to calculate the reactive power exchange under different load and generation conditions;
 - (b) a combination of steady-state minimum and maximum load and generation conditions resulting in the lowest and highest reactive power exchange shall be part of the simulations;
 - (c) calculating the reactive power export at an active power flow of less than 25 % of the maximum import capability at the connection point shall be part of the simulations in accordance with Article 15.
2. The relevant TSO may specify the method for compliance simulation of the active control of reactive power set out in Article 15(3).
3. The simulation shall be deemed passed if the results demonstrate compliance with the requirements set out in Article 15.

Article 44

Compliance simulations for transmission-connected demand facilities

1. With regard to the reactive power capability simulation of a transmission-connected demand facility without onsite generation:
 - (a) the transmission-connected demand facility without onsite generation's reactive power capability at the connection point shall be demonstrated;
 - (b) a load flow simulation model of the transmission-connected demand facility shall be used to calculate the reactive power exchange under different load conditions. Minimum and maximum load conditions resulting in the lowest and highest reactive power exchange at the connection point shall be part of the simulations;
 - (c) the simulation shall be deemed passed if the results demonstrate compliance with the requirements set out in Article 15(1) and (2).
2. With regard to the reactive power capability simulation of a transmission-connected demand facility with onsite generation:

- (a) a load flow simulation model of the transmission-connected demand facility shall be used to calculate the reactive power exchange under different load conditions and under different generation conditions;
- (b) a combination of minimum and maximum load and generation conditions resulting in the lowest and highest reactive power capability at the connection point shall be part of the simulations;
- (c) the simulation shall be deemed passed if the results demonstrate compliance with the requirements set out in Article 15(1) and (2).

CHAPTER 4

Compliance monitoring

Article 46

Compliance monitoring for transmission-connected distribution facilities

With regard to compliance monitoring of the reactive power requirements applicable to transmission-connected distribution facilities:

- (a) the transmission-connected distribution facility shall be equipped with necessary equipment to measure the active and reactive power, in accordance with Article 15; and
- (b) the relevant system operator shall specify the time frame for compliance monitoring.

Article 47

Compliance monitoring for transmission-connected demand facilities

With regard to compliance monitoring of the reactive power requirements applicable to transmission-connected demand facilities:

- (a) the transmission-connected demand facility shall be equipped with necessary equipment to measure the active and reactive power, in accordance with Article 15; and
- (b) the relevant system operator shall specify the time frame for compliance monitoring.

Bakgrunn for bestemmelsene

Å stille funksjonskrav til forbruk er en viktig del i det å sørge for at riktig funksjonalitet faktisk blir implementert hos enhetene. En annen kritisk del i det å sikre riktig funksjonalitet er å verifisere krav-etterlevelse.

Formål med krav

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 forbruk i EU-forordningen, skal kravene til prøver og simuleringer i denne forordningen legge til rette for at konsesjonær for forbruk tilknyttet transmisjonsnett eller konsesjonær for distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet 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 EU-forordningen.

§ 36 annet ledd bokstav (b) åpner imidlertid for at systemansvarlig/aktuelt nettselskap kan kreve ytterligere verifiserende prøver når det er nødvendig.

Også når det gjelder verifiserende simuleringer åpner EU-forordningen for at systemansvarlig/aktuelt nettselskap kan kreve simuleringer utover de som er kravstilte i forordningen når det er nødvendig, ref. § 42 tredje ledd bokstav (b). Statnett mener at det er nødvendig at simuleringer viser at simuleringsmodellen for anlegg er validert mot de verifiserende prøvene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er generelt lite krav til prøver og verifisering av kravetterlevelse for forbruk i dagens regelverk. Kravene om verifiserende simuleringer og prøver er generelt mer omfattende i den nye EU-forordningen for tilknytning av forbruk enn i dagens regelverk. Dette er et resultat av følgende:

- EU-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.
- EU-forordningen skal legge til rette for at konsesjonærer kan levere validerte simuleringsmodeller for sine anlegg til systemansvarlig/aktuelt nettselskap. Tidligere har systemansvarliges kun i konkrete analyser etterspurt mer detaljert informasjon, og da hovedsakelig fra industrien.
- Per i dag er tilgjengelig informasjon om forbruk vært begrenset, og de analyser som utføres henter som regel data fra Spider på statisk nivå av aktiv og reaktiv effekt. For dynamisk respons har vi ingen andre data enn det som eventuelt framkomme av vedlegg i Fosweb.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått bestemmelse.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

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

DEL V - KRAV TIL KOST-NYTTE ANALYSE OG UNNTAK

KAPITTEL 1 – KOST-NYTTE ANALYSER

Paragraf 48 og 49 – Kostnad-nytteanalyse

Engelsk forordningstekst

CHAPTER 1 **Cost-benefit analysis**

Article 48

Identification of costs and benefits of application of requirements to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units

1. Prior to the application of any requirement set out in this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units in accordance with Article 4(3), 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units. 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 9.
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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units. The report and proposal shall be notified to the regulatory authority or, where applicable, the Member State, and the demand facility owner, DSO, CDSO 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 existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs;
- (b) a transitional period for implementing the requirements which shall take into account the classes of transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs and any underlying obstacles to the efficient implementation of the equipment modification/refitting.

Article 49

Principles of cost-benefit analysis

1. Demand facility owners, DSOs and CDSOs shall assist and contribute to the cost-benefit analysis undertaken according to Articles 48 and 53 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 demand facility owner or prospective owner, or by a DSO/CDSO or prospective operator, assessing a potential derogation pursuant to Article 52, the relevant TSO and DSO shall assist and contribute to the cost-benefit analysis and provide the necessary data as requested by the demand facility owner or prospective owner, or by the DSO/CDSO or prospective operator, within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the demand facility owner or prospective owner, or by the DSO/CDSO or prospective operator.
2. A cost-benefit analysis shall be in line with the following principles:
 - (a) the relevant TSO, demand facility owner or prospective owner, DSO/CDSO or prospective operator, 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, demand facility owner or prospective owner, DSO/CDSO or prospective operator, 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, demand facility owner or prospective owner, DSO/CDSO or prospective operator, 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units, 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.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Bemerk at tekstene er Statnetts tolkning av forskriftstekst, og er kun ment som en hjelp for å forstå forskriften. Den oversettelse som skal tas inn i norsk lovgivning vil bli foretatt av Utenriksdepartementet og vil erstatte Statnetts utkast.

Paragraf 48

Identifisering av kostnader og nytte med å stille krav til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og eksisterende forbruksenheter

1. Systemansvarlig skal gjennomføre en kvalitativ sammenligning av de kostnader og den nytte som er forbundet med et krav, før noen av kravene i denne forskrift stilles til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter i henhold til § 4 tredje ledd. Sammenligningen skal ta hensyn til tilgjengelige nettanleggs- og markedsbaserte alternativer. Systemansvarlig kan bare gå videre til å gjennomføre en kvantitativ kostnad-nytteanalyse i henhold til annet til femte ledd, under forutsetning at den kvalitative kostnad-nytteanalysen indikerer at den forventede nytten overstiger de forventede kostandene. Systemansvarlig skal ikke gå videre dersom kostnaden er vurdert å være høy eller nytten er vurdert å være lav.
2. Systemansvarlig skal utføre en kvantitativ kostnad-nytteanalyse av ethvert krav som er under vurdering for å stilles til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter, etter at en kvalitativ kostnad-nytteanalyse har blitt gjennomført i henhold til første ledd. En forutsetning for denne analysen er at en potensiell nytte er påvist gjennom den kvalitative kostnad-nytteanalysen.
3. Systemansvarlig skal oppsummere resultatene i en rapport innen tre måneder etter at kostnad-nytteanalysen er ferdigstilt. Rapporten skal:
 - (a) inkludere kostnad-nytteanalysen og en anbefaling til fortsatt håndtering,
 - (b) inkludere et forslag til varighet på overgangsperiode for å stille kravet til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter. Varigheten på overgangsperioden skal ikke overstige to år fra den dato da Norges vassdrags- og energidirektorat vedtar at kravet skal innføres.
 - (c) legges frem for offentlig høring i henhold til § 9.
4. Systemansvarlig skal, innen seks måneder etter at den offentlige høringen er avsluttet, forberede en rapport som beskriver utfallet av den offentlige høringen og gir en innstilling til hvorvidt det aktuelle kravet skal innføres for eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og eksisterende forbruksenheter. Norges vassdrags- og energidirektorat, eier av forbruksanlegg og nettselskap som påvirkes av innstillingen og (når relevant) tredjeparter skal varsles om rapportens innhold.

5. Innstillingen som systemansvarlig leverer til Norges vassdrags- og energidirektorat i henhold til fjerde ledd skal inneholde følgende:
- (a) en prosedyre for idriftsettelse, for at et eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter skal kunne påvise at nødvendige tiltak for å implementere (og etterleve) kravene har blitt iverksatt for aktuell(e) enhet(er),
 - (b) en overgangsperiode for å implementere (og etterleve) kravene. Varigheten på overgangsperioden skal ta hensyn til kategoriseringen av eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og eksisterende forbruksenheter, og eventuelle underliggende hindringer for å effektivt modifisere/bygge om nødvendig utstyr.

Paragraf 49

Prinsipper for kostnad-nytteanalyser

1. Nettselskap, eier av forbruksanlegg, og eier av et lukket distribusjonsnett skal bistå og bidra til kostnad-nytteanalyser som gjennomføres i henhold §§ 48 og 53. De skal overlevere den nødvendige informasjonen som etterspørres av aktuelt nettselskap eller systemansvarlig innen tre måneder etter at en forespørsel er mottatt, hvis ikke en lengre tidsperiode er avtalt.
- Systemansvarlig og aktuelt nettselskap skal bistå og bidra til kostnad-nytteanalyser som utarbeides av en eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett for å vurdere et potensielt unntak i henhold til § 52. De skal overlevere den nødvendige informasjonen som etterspørres av eieren eller den potensielle fremtidige eieren av forbruksanlegg eller nettselskapet/lukket distribusjonsnett innen tre måneder etter at forespørselen er mottatt, hvis ikke en lengre tidsperiode er avtalt.
2. En kostnad-nytteanalyse skall være i tråd med følgende prinsipper:
- (a) Systemansvarlig, eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett skal basere sine kostnad-nytteanalyser på ett eller flere av følgende beregningsprinsipper:
 - (i) netto nåverdi,
 - (ii) avkastningen på investeringen,
 - (iii) avkastningsgraden,
 - (iv) tiden som behøves for å nå et nullresultat,
 - (b) Systemansvarlig, eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett skal kvantifisere samfunnsøkonomisk nytte i form av økt forsyningssikkerhet, som i det minste skal inkludere:
 - (i) den tilhørende reduksjonen i sannsynlighet for avbrudd i strømforsyningen,
 - (ii) det forventede omfanget og den forventede varigheten på et slikt avbrudd i strømforsyningen,
 - (iii) den samfunnsøkonomiske kostnaden per time for et slikt avbrudd i strømforsyningen,
 - (c) Systemansvarlig, eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett skal kvantifisere nytten for det interne elmarkedet, grenseoverskridende handel og integrasjon av fornybare energikilder ut fra, i det minste, følgende aspekter:
 - (i) frekvenskvaliteten,

- (ii) reserver for balansering av systemet,
- (iii) levering av reaktiv effekt,
- (iv) flaskehalshåndtering,
- (v) tiltak for å forhindre systemsammenbrudd,
- (d) Systemansvarlig skal kvantifisere kostandene for å stille krav til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter, inkludert i det minste:
 - (i) de direkte kostnadene som resultat av at et krav implementeres,
 - (ii) kostnader som kan skyldes tap av muligheter,
 - (iii) kostnader som er et resultat av endringer i drift og vedlikehold.

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 forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter og for å innvilge unntak fra forordningen.

Mer spesifikt er hensikten med § 48 å detaljere kravene til prosessen som skal gjennomgås før noen av kravene i EU-forordningen kan stilles til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og eksisterende forbruksenheter, forutsatt at disse enhetene ikke gjennomgår vesentlige endringer. § 48 er en utdypning til § 4. Paragrafen klargjør at hvis krav skal stilles til eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller eksisterende forbruksenheter så må det påvises at dette er rasjonelt – først i en kvalitativ kostnad-nytteanalyse og deretter en kvantitativ kostnad-nytteanalyse.

§ 49 tydeliggjør prinsippene for hvordan kvantitative kostnad-nytteanalyser skal utføres. I tillegg til å være en del av prosessen som er beskrevet i § 48, så er disse analysene påkrevd som en del av underlaget ved søknad om unntak fra et eller flere krav i EU-forordningen iht. del V i forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Ved utarbeidelse av EU-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 forbruk. 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 (§ 48 og § 49) er allerede fullstendig definert i EU-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 tydeliggjøre det vi opplever som en liten utydelig begrepsbruk i forordningen. Del V i forordningen legger til rette for at både eieren eller den potensielle fremtidige

eieren av forbruksanlegg eller nettselskapet/lukket distribusjonsnett samt aktuelle nettselskap og systemansvarlig kan søke om unntak fra et eller flere krav i forordningen. En kostnad-nytteanalyse i tråd med § 49 skal da være en del av en slik søknad. § 49 annet ledd bokstav (a) til (c) samsvarer ikke helt med del V 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 (fos) uttrykker 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 samfunnsøkonomisk 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) 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/forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-loesninger/>

Statnett ser ikke at det refererte veiledningsmaterialet avviker fra kravene i EU-forordningen. Samtidig er eksisterende veiledningsmateriale ikke spesifikt relatert til kostnad-nytte-aspekter med krav til forbruksanlegg. 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 EU-forordningen for forbruk kan gjennomføres. Statnett anser en slik utvikling av veiledningsmateriale til å ligge utenfor den oppgaven vi er tildelt for å komme med anbefaling til implementering av forordningen.

Behov for koordinering med andre interessenter:

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forskriftstekst.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

KAPITTEL 2 - UNNTAK

Paragraf 50 til 55 – Unntak:

Engelsk forordningstekst

CHAPTER 2 **Derogations**

Article 50

Power to grant derogations

1. Regulatory authorities may, at the request of a demand facility owner or prospective owner, and a DSO/CDSO or prospective operator, relevant system operator or relevant TSO, grant demand facility owners or prospective owners, and DSOs/CDSOs or prospective operators, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units in accordance with Articles 51 to 53.
2. Where applicable in a Member State, derogations may be granted and revoked in accordance with Articles 51 to 53 by other authorities than the regulatory authority.

Article 51

General provisions

1. Each regulatory authority shall specify, after consulting relevant system operators, demand facility owners, DSOs, CDSOs, and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations pursuant to Articles 52 and 53. 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 transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units for which a request for a derogation has been filed pursuant to Articles 52 or 53 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 52

Request for a derogation by a demand facility owner, a distribution system operator or a closed distribution system operator

1. Demand facility owners or prospective owners, and DSOs/CDSOs or prospective operators, may request a derogation to one or several requirements of this Regulation for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems, or demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator and a relevant TSO.

2. A request for a derogation shall be filed with the relevant system operator and include:
 - (a) an identification of the demand facility owner or prospective owner, the DSO/CDSO or prospective operator, and a contact person for any communications;
 - (b) a description of the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit 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 49;
 - (e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade.
3. Within two weeks of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall confirm to the demand facility owner or prospective owner, or to the DSO/CDSO or prospective operator, whether the request is complete. If the relevant system operator considers that the request is incomplete, the demand facility owner or prospective owner, or the DSO/CDSO or prospective operator, shall submit the additional required information within one month from the receipt of the request for additional information. If the demand facility owner or prospective owner, or if the DSO/CDSO or prospective operator, 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, 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 51.
5. 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. That period may be extended by one month where the relevant system operator seeks further information from the demand facility owner or prospective owner, or from the DSO/CDSO or prospective operator, and by two months where the relevant system operator requests the relevant TSO to submit an assessment of the request for a derogation.
6. 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 demand facility owner or prospective owner, or from the DSO/CDSO or prospective operator, or from any other interested parties. The additional period shall begin when the complete information has been received.
7. The demand facility owner or prospective owner, or the DSO/CDSO or prospective operator, shall submit any additional information requested by the regulatory authority within two months of such request. If the demand facility owner or prospective owner, or if the DSO/CDSO or prospective operator, 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 demand facility owner or prospective owner, or the DSO/CDSO or prospective 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 demand facility owner or prospective owner, the DSO/CDSO or prospective operator, the relevant system operator and the relevant TSO.

10. 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 55(2).
11. For demand units within a demand facility or a closed distribution system connected at a voltage level of or below 1 000 V, a request for a derogation under this Article may be made by a third party on behalf of the demand facility owner or prospective owner, or on behalf of the CDSO or prospective operator. Such a request may be for a single demand unit or multiple demand units within the same demand facility or closed distribution system. In the case of the latter, and provided the cumulative maximum capacity is specified, the third party may substitute the details required by point (a) of paragraph 2 with their details.

Article 53

Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO

1. Relevant system operators or relevant TSOs may request derogations for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems, or demand units within a demand facility or a closed distribution system 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 transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit for which a derogation is requested and the total installed capacity and number of transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems, or demand units;
 - (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 49. If applicable, the cost-benefit analysis shall be carried out in coordination with the relevant TSO and any adjacent DSO.
3. Where the request for a derogation is submitted by a relevant DSO, 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 51.
4. Within two weeks from the day after the receipt of such request for assessment, the relevant TSO shall confirm to the relevant DSO whether the request for a derogation is complete. If the relevant TSO considers that it is incomplete, the relevant DSO 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.
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, 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 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 a derogation 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, demand facility 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 55(2).

Article 54

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 55

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.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Bemerk at dette er Statnetts utkast til forskriftstekst som kun er ment som en hjelp for å forstå forskriften. Den oversettelse som skal tas inn i norsk lovgivning vil bli foretatt av Utenriksdepartementet og vil erstatte Statnetts utkast.

Paragraf 50

Myndighet til å innvilge unntak

1. Norges vassdrags- og energidirektorat kan, ved søknad fra eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett, eller systemansvarlig, innvilge unntak fra én eller flere bestemmelser i denne forskrift for nye og eksisterende forbruk tilknyttet transmisjonsnettet, eksisterende distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, eksisterende distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet og eksisterende forbruksenheter iht. §§ 51 til 53.

Paragraf 51

Generelle bestemmelser

1. Norges vassdrags- og energidirektorat skal, etter høring hos systemansvarlig, nettselskap, eier av et forbruksanlegg, eier av lukket distribusjonsnett og andre berørte parter, angi kriteriene for å innvilge unntak i medhold av §§ 52 og 53. Kriteriene skal spesifiseres på Norges vassdrags- og energidirektorats sine nettsider, og skal være innmeldt til Europakommisjonen innen 9 måneder etter at denne forskrift har trådt i kraft. Kommisjonen kan kreve at det gjøres endringer i kriteriene, dersom Kommisjonen mener at kriteriene ikke er i tråd med denne forskrift. Muligheten til gjennomgå og endre kriteriene skal ikke påvirke allerede innvilgede unntak som fortsatt gjelder frem til tidspunktet da de utløper.
2. Hvis Norges vassdrags- og energidirektorat anser at det er nødvendig å endre kriteriene for å innvilge unntak i henhold til første ledd, så kan dette skje maksimalt én gang per år. Eventuelle endringer i kriteriene gjøres ikke gjeldende for søknader om unntak som allerede har blitt sendt inn til Norges vassdrags- og energidirektorat.
3. Norges vassdrags- og energidirektorat kan, dersom det har blitt søkt om unntak i henhold til §§ 52 og 53 i denne forskrift, bestemme at forbruk tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnettet, samt forbruksenheter ikke behøver å overholde de krav der det er søkt om unntak fra denne forskrift. Denne bestemmelsen gjelder fra dagen da søknaden har blitt innlevert, og inntil Norges vassdrags- og energidirektorat har fattet vedtak i saken.

Paragraf 52

Søknad om unntak fra eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett

1. Eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett kan, for sine enheter, søke om unntak fra et eller flere krav i denne forskrift.
2. En søknad om unntak skal sendes til systemansvarlig/aktuelt nettselskap og skal inkludere:

- (a) navnet på eier eller den potensielle fremtidig eieren som søker om unntak, og kontaktperson for kommunikasjon relatert til søknaden,
 - (b) en beskrivelse av enheten som søknaden vedrører,
 - (c) en henvisning til den bestemmelse eller de bestemmelser i denne forskrift som det søkes om unntak fra og en detaljert beskrivelse av det aktuelle unntaket,
 - (d) en detaljert begrunnelse for et eventuelt unntak med nødvendige underlagsdokumenter og en kostnad-nytteanalyse i henhold til § 49, og
 - (e) dokumentasjon som bekrefter at et eventuelt unntak ikke får negative konsekvenser for grenseoverskridende handel.
3. Systemansvarlig/aktuelt nettselskap skal i løpet av to uker fra søknad om unntak er mottatt, bekrefte overfor søker hvorvidt søknaden er fullstendig. Dersom systemansvarlig/aktuelt nettselskap anser at søknaden er ufullstendig, så skal søker oversende nødvendig kompletterende informasjon i løpet av en måned fra forespørselen om kompletterende informasjon er mottatt. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake.
4. Aktuelt nettselskap skal basert på kriteriene fastlagte av Norges vassdrags- og energidirektorat i henhold til § 51, i samråd med systemansvarlig og berørte nettselskap, vurdere søknaden om unntak og den medfølgende kostnad-nytteanalysen.
5. Systemansvarlig/aktuelt nettselskap skal i løpet av seks måneder fra det tidspunktet at en søknad om unntak er mottatt, videresende søknaden til Norges vassdrags- og energidirektorat sammen med vurderingen(e) som har blitt utarbeidet i tråd med fjerde ledd. Tidsfristen kan forlenges med en måned når aktuelt nettselskap etterspør ytterligere informasjon fra søker, og med to måneder når aktuelt nettselskap etterspør systemansvarliges vurdering av søknaden.
6. Norges vassdrags- og energidirektorat skal fatte vedtak om unntak i løpet av seks måneder fra søknaden er mottatt. Når Norges vassdrags- og energidirektorat trenger ytterligere informasjon fra søker eller fra øvrige interessenter, kan tidsfristen, før den utløper, forlenges med tre måneder. Den nye tidsfristen løper fra det tidspunktet da fullstendig informasjon er mottatt.
7. Søker skal levere tilleggsinformasjon som Norges vassdrags- og energidirektorat etterspør, innen to måneder etter mottatt forespørsel. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake, med mindre:
- (a) Norges vassdrags- og energidirektorat beslutter å forlenge den, eller
 - (b) søker sender inn en begrunnet vurdering til Norges vassdrags- og energidirektorat om at søknaden om unntak er å anse som fullstendig.
8. Norges vassdrags- og energidirektorat skal fatte begrunnede vedtak for alle søknader om unntak. Dersom Norges vassdrags- og energidirektorat innvilger et unntak, skal unntakets varighet spesifiseres.
9. Norges vassdrags- og energidirektorat skal informere søker, aktuelt nettselskap og systemansvarlig om sine vedtak om søknader om unntak.
10. Norges vassdrags- og energidirektorat kan oppheve et vedtak der unntak er innvilget, dersom omstendighetene og underliggende årsaker som lå til grunn for vedtaket ikke lenger er

gjeldende, eller dersom Europakommisjonen eller ACER har utstedt en begrunnet anbefaling om å oppheve et slikt vedtak i henhold til § 55 annet ledd.

11. For forbruksenheter innenfor et forbruksanlegg eller et lukket distribusjonsnett, med tilknytning på spenninger under 1000 V, kan en tredjepart søke om unntak i henhold til denne paragraf på vegne av eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett. Søknaden kan gjelde en forbruksenhet eller flere identiske forbruksenheter. Tredjeparten kan erstatte informasjonen som etterspørres i annet ledd bokstav (a) med sin informasjon forutsatt at den samlede maksimale ytelsen er spesifisert.

Paragraf 53

Søknad om unntak for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og forbruksenhet fra nettselskap eller systemansvarlig

1. Aktuelt nettselskap kan søke om unntak for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og forbruksenhet av spesifikke klasser som er tilknyttet, eller som skal tilknyttes, eget distribusjonsnett. Systemansvarlig kan søke om unntak for forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett og forbruksenheter av spesifikke klasser som er tilknyttet, eller som skal tilknyttes, transmisjonsnett.
2. En søknad om unntak skal sendes til Norges vassdrags- og energidirektorat, og skal inkludere:
 - (a) navnet på aktuelt nettselskap eller systemansvarlig som søker om unntak og kontaktperson for kommunikasjon relatert til søknaden,
 - (b) en beskrivelse av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller forbruksenheten som søknaden vedrører med opplysning om samlet ytelse for disse enheter og fordeling på antall enheter,
 - (c) en henvisning til den bestemmelse eller de bestemmelser i denne forskrift som det søkes om unntak fra og en detaljert beskrivelse av det aktuelle unntaket,
 - (d) en detaljert begrunnelse for et eventuelt unntak med nødvendige støttende dokumenter,
 - (e) dokumentasjon som bekrefter at et eventuelt unntak ikke får negative konsekvenser for grenseoverskridende handel, og
 - (f) en kostnad-nytteanalyse i henhold til kravene i § 49. Når det er relevant, skal kostnad-nytteanalysen gjennomføres i samråd med systemansvarlig og berørte nettselskap.
3. Norges vassdrags- og energidirektorat skal innen to uker etter at en søknad om unntak fra et nettselskap er mottatt, be systemansvarlig om å vurdere søknaden i henhold til kriteriene som er fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat i henhold til § 51.
4. Systemansvarlig skal innen to uker etter at en forespørsel om å vurdere en søknad om unntak er mottatt, bekrefte overfor det søkende nettselskapet hvorvidt søknaden er fullstendig eller ikke. Dersom systemansvarlig anser søknaden som ufullstendig, skal det søkende nettselskapet oversende nødvendig informasjon innen en måned fra tidspunktet at forespørselen om utfyllende informasjon er mottatt.
5. Systemansvarlig skal innen seks måneder fra det tidspunktet at en søknad er mottatt sende sin vurdering av søknaden, inkludert all relevant dokumentasjon, til Norges vassdrags- og energidirektorat. Tidsfristen på seks måneder kan forlenges med én måned, dersom systemansvarlig etterspør ytterligere informasjon fra det søkende nettselskapet.

6. Norges vassdrags- og energidirektorat skal fatte vedtak om unntak innen seks måneder fra søknaden er mottatt. Dersom et nettselskap søker om unntak, gjelder tidsfristen på seks måneder fra dagen da systemansvarliges vurdering av søknaden i henhold til femte ledd er mottatt.
7. Tidsfristen på seks måneder som det vises til i sjette ledd kan, før den løper ut, forlenges med ytterligere tre måneder, når Norges vassdrags- og energidirektorat etterspør ytterligere informasjon fra søker (nettselskap eller systemansvarlig) eller fra enhver annen interessent. Den nye tidsfristen løper fra dagen da komplett informasjon er mottatt.

Søker skal levere tilleggsinformasjon som Norges vassdrags- og energidirektorat etterspør, innen to måneder etter forespørselen er mottatt. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake, med mindre:
 - (a) Norges vassdrags- og energidirektorat beslutter å forlenge den, eller
 - (b) søker sender inn en begrunnet vurdering til Norges vassdrags- og energidirektorat om at søknaden om unntak er å anse som fullstendig.
8. Norges vassdrags- og energidirektorat skal fatte begrunnede vedtak for alle søknader om unntak. Dersom Norges vassdrags- og energidirektorat innvilger et unntak, skal unntakets varighet spesifiseres.
9. Norges vassdrags- og energidirektorat skal informere søker (nettselskap eller systemansvarlig) og ACER om sitt vedtak om en søknad om unntak. I tilfelle at søker er et nettselskap skal Norges vassdrags- og energidirektorat, i tillegg til å informere nettselskapet, også informere systemansvarlig.
10. Norges vassdrags- og energidirektorat kan fastsette ytterligere krav vedrørende utarbeidelsen av søknader om unntak. I tilfelle at det er aktuelt skal Norges vassdrags- og energidirektorat ta i betraktning oppdelingen mellom transmisjons- og distribusjonsnett og de forskjellige konsesjonærenes oppgaver på nasjonalt nivå. Norges vassdrags- og energidirektorat skal da også konsultere systemansvarlig, nettselskap, forbruksanlegg og andre interessenter (inkludert leverandører).
11. Norges vassdrags- og energidirektorat kan oppheve et vedtak der unntak er innvilget dersom forutsetningene som ligger til grunn for vedtaket ikke lenger er gjeldende, eller dersom Europakommisjonen eller ACER har utstedt en begrunnet anbefaling om å oppheve et slikt vedtak i henhold til § 55 annet ledd.

Paragraf 54

Register over unntak fra kravene i denne forskrift

1. Norges vassdrags- og energidirektorat skal føre et register over alle unntak som har blitt innvilget eller avslått. En fullstendig oversikt skal leveres til ACER, med kopi til ENTSO-E, minst én gang hver sjetten måned.
2. Registret skal først og fremst inneholde:
 - (a) kravet eller kravene som det har blitt innvilget eller nektet unntak fra,
 - (b) innholdet i unntaket,
 - (c) årsaken til at unntaket har blitt innvilget eller avslått, og

(d) konsekvensene som følge av at et unntak har blitt innvilget.

Paragraf 55 **Oppfølging av unntak**

1. ACER skal følge opp prosedyren for å innvilge unntak i samarbeid med Norges vassdrags- og energidirektorat. Norges vassdrags- og energidirektorat skal sørge for at den informasjon som er nødvendig for dette formålet blir levert til ACER.
2. ACER kan utstede en begrunnet anbefaling til Norges vassdrags- og energidirektorat om å oppheve et unntak som anses som uberettiget. Europakommisjonen kan også utstede en begrunnet anbefaling til Norges vassdrags- og energidirektorat om å oppheve et unntak som anses som uberettiget.
3. Europakommisjonen kan anmode ACER om å rapportere om hvordan første og annet ledd benyttes og årsakene til hvorfor anbefalinger om å oppheve unntak følges eller ikke følges.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene muliggjør at regulator (NVE) kan innvilge forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller forbruksenheten unntak fra ett eller flere krav i forskriften ved søknad fra eier eller en potensiell fremtidig eier av et forbruksanlegg eller nettselskap/lukket distribusjonsnett. Bestemmelsene muliggjør også at NVE kan innvilge spesifikke klasser av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller forbruksanlegg unntak fra ett eller flere krav i forskriften 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 EU-forordningen for tilknytning av forbruk 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 forskriften, og at forutsetningene og prosedyren for å få unntak innvilget er tydelig beskrevet i forskriften.

Da kravene i forskriften er utviklet blant annet med hensikt å tilrettelegge for at forbruk 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 EU-forordningen, og muligheter til valg har derfor vært begrensede (manglet). På bakgrunn av dette ønsker Statnett ikke å gi noen anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ved idriftsettelse av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller forbruksenheter som per i dag skal godkjennes av systemansvarlig iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 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.

Ved idriftsettelse av forbruk tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett eller forbruksenheter som per i dag ikke omfattes av systemansvarliges godkjenning er det opp til aktuelt nettselskap å avtale hvilke funksjonskrav en produksjonse enhet skal etterleve (dette inkluderer krav som avviker fra FIKS 2012).

Kravene i den nye forskriften 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 forskriften kun innvilges av NVE og ikke av systemansvarlig. Forskriften medfører generelt også krav til mer detaljert informasjon enn i dag for å få et unntak innvilget.

Med den nye forskriften vil det som tidligere ble håndtert av systemansvarlig eller av aktuelt nettselskap ved godkjenning av idriftsettelse i stedet bli tre separate aktiviteter som konsesjonær må gjennomføre, nemlig:

- 1) Få ev. unntak fra forskriften innvilget fra NVE.
- 2) Avtale de tekniske funksjonskrav som skal gjelde for enheten med systemansvarlig/aktuelt nettselskap – innenfor rammene i forskriften, 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 forskriftstekst.

Innspill og synspunkter fra referansegruppen

Systemansvarlig 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 bransjens diskusjoner på de ulike tema.

DEL VI – IKKE-BINDENDE VEILEDNING OG OVERVÅKNING AV IMPLEMENTERING

Paragraf 56 og 57 - Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering

Engelsk forordningstekst

Article 56

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 57

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 transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units 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 i forbruk og distribusjonsnett er forskjellig mellom de ulike landene i Europa. DCC 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 §§ 56 og 57 er faste. 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

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

DEL VII – AVSLUTTENDE BESTEMMELSER

Paragraf 58 og 59 – Avsluttende bestemmelser

Engelsk forordningstekst

Article 58

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 transmission-connected demand facilities, new transmission-connected distribution facilities, new distribution systems and new demand units 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 transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units 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 agreements between system operators and owners of new or existing demand facilities or operators of new or existing distribution systems subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

Article 59

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), Article 6, Article 51, Article 56 and Article 57, the requirements of this Regulation shall apply from three years after publication. This Regulation shall be binding in its entirety and directly applicable in all Member States.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sørge for at alle kontrakter forordningen regulerer tilpasses forordningskrav. 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

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

VEDLEGG I – REFERATER FRA REFERANSEGRUPPEMØTER

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr.1 for innføring av EU-forordning for tilknytning av forbruk.

Møtested/dato:
Oslo/10.09.2015

Deltakere:

Ellen Støm Juliussen	Skagerrak Nett
Sigurd Kvistad	Hafslund
Morten B. Nielsen	Hydro
Eilert Bjerkan	Enfo Consulting
Hans Habbestad	NEK
Astrid Ånestad	NVE
Eirik Eggum	NVE
Håvard Hansen	NVE
Stian Boye Skaatan	Statnett

Møteleder:
Stian Boye Skaatan

Fraværende:

Bjørn Aune	Helgelandskraft
Leif T. Aanensen	NEK
Arvid Bekjorden	Defo
Kjell Sand	The Norwegian Smartgrid Centre

Møtereferent/adm.enhet:
Stian Boye Skaatan

Kopi til:
Tore Granli Statnett

Vår referanse:

Neste møte:

Dato:
16.09.2015

Sign.:
.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Introduksjon og velkommen	Stian
2.	Presentasjonsrunde Forventninger fra deltakerne i referansegruppen var: • Lydhøre for deltakernes synspunkter • Lære om og lage riktig regelverk for DSR • Samhandling med RfG, Skagerrak sitter også i RfG gruppen og har intern kommunikasjon på dette • At ref.gruppen kommer frem til et levelig resultat	Alle

#	Sak	Ansvarlig
3.	Network Codes og Guidelines – hva er det? Se vedlagt presentasjon.	Stian
4.	Statnetts oppdrag og bransjens involvering Se vedlagt presentasjon.	Stian
5.	Introduksjon til DCC Se vedlagt presentasjon.	Stian
6.	Spilleregler Se vedlagt presentasjon.	Stian
7.	Arbeidet starter (introduksjon) Se vedlagt presentasjon. Generelle kommentarer: • TSO/DSO rolle. Her trengs det avklaringer på roller og myndighet. Dersom avklaringer ikke er nært forstående vil det være nødvendig å utarbeide forskjellige forslag til hvordan kravene skal tolkes og utarbeides ut i fra de forskjellige foreslåtte TSO/DSO rollene. • Grensesnitt for hvor tilknytningen gjelder. Ref.gruppen mener det er viktig å skape en felles forståelse for hvor kravene gjelder, og i hvilke tilfeller hvem kode som gjelder for hva. • Det ble også opplyst om at arbeidet med DSR er i gang ved et annet prosjekt i Statnett. Dette prosjektet vil rapportere til ref.gruppen, og bli benyttet inn i defineringen av krav. Prosjektet har allerede tatt utgangspunkt i en gitt TSO/DSO rolle.	Stian
7.1	Frekvenskrav Se vedlagt presentasjon. Viktige synspunkter var: • Virker å være relativt strengt. • Formålet med kravet, hva er det? • Vil være en bidragsyter til økte kostnader ved utbygging.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
7.2	Introduksjon til tema forbrukerfrakobling Se vedlagt presentasjon.	Stian
7.3	Samhandling med RfG Se vedlagt presentasjon. Ikke behov av felles møter, men det må være en viss samhandling mellom kodene. Dette gjelder også HVDC koden og ikke bare RfG.	Stian
7.4	Deltakere fra petroleumsindustrien og eventuelt flere fra industrien? Sender ut en forespørsel til Norsk Olje og Gass der vi etterspør deltakere. Sender ikke til Norsk Industri, da de allerede har nominert en kandidat.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Etablere elektronisk arbeidsrom for å dele dokumenter.	Stian	30.9.2015
2.	Sende forespørsel til Norsk Olje og Gass om deltakelse i referansegruppen.	Stian	30.9.2015
3.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	15.10.2015
4.	Legge frem en gjennomgang av innledende betraktninger rundt etableringen av forordningen for tilknytning av forbruk til referansegruppen.	Stian	31.10.2015
5.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian	31.10.2015

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 2 for innføring av EU-forordning for tilknytning av forbruk.

Møtested/dato:
Oslo/28.01.2016

Deltakere:
Ellen Strøm Juliussen
Sigurd Kvistad
Lars Ihler
Arvid Bekjorden
Morten B. Nielsen
Kjell Sand
Astrid Ånestad
Håvard Hansen
Eirik Eggum
Stian B. Skaatan
Anne Sofie R. Risnes
Elisabeth Østreng
Henrik Glette

Skagerak Nett
Hafslund Nett
NEK
DEFO
Hydro
The Norwegian Smartgrid Centre
NVE
NVE
NVE
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF

Deltakere via Skype:
Eilert Bjerkan
Bjørn Aune

Enfo Consulting
Helgelandskraft

Møteleder:
Stian Boye Skaatan

Fraværende:

Møtereferent/adm.enhet:
Stian Boye Skaatan

Kopi til:
Tore Granli Statnett

Vår referanse:

Neste møte:

Dato:
18.02.2016

Sign.:
Stian Boye Skaatan
.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Innledning • Ny forventet ikrafttredelse – Det er forventet at DCC vil endelig publiseres i <i>Official Journal of the European Union</i> før sommeren, og forhåpentligvis i løpet av mai/juni. • Endring i arbeidsmåte – Ingen tekstforslag på norsk vil bli presentert fremover med unntak av ytterligere noen artikler der Statnett allerede har gjort oversettelsen. I stedet vil fokus rettes mot å komme med de kritiske avklaringene og begrunne de verdier som skal brukes i Norge. NVE/OED fastsetter formen på hvordan dette skal tas inn i norsk lovgivning. • Aksjonspunkter fra forrige møte – 5 av 5 aksjonspunkter gjennomført.	Stian
2.	Innledende betraktninger Rask gjennomgang av de innledende betraktningene, se for øvrig presentasjon. <u>Kommentar:</u> • CDSO – en realitet i Norge dersom Prop.35 L (2015-2016) vedtas slik den står nå? Statnett tar kommentaren til følge og vil se nærmere på dette i arbeidet.	Stian
3.	Definisjoner Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Det ble en del diskusjoner rundt definisjonen av tilknytningspunkt, og om samleskinne skal anses som en del av transmisjonsnett eller distribusjonsnett. • Statnett vil utarbeide en tilleggstekst vedrørende spenningskrav og tilknytningspunkt som publiseres på elektronisk arbeidsrom. • Referansegruppen uttrykket ønske om at det blir lagd flere eksempelmodeller for hvor tilknytningspunktet er definert. • Til informasjon ble det opplyst at forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) har en definisjon av tilknytningspunkt. Og at IEC har en del relevante normer på området. <i>Fol § 1-4. punkt 43. Tilknytningspunkt: Punkt i overføringsnettet der det foregår innmating eller uttak av kraft, eller utveksling mellom nettselskap.</i>	Elisabeth

#	Sak	Ansvarlig
4.	Spenningskrav Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Diskusjon rundt hva som skal anses som 1 pu referanseverdi. – Hvem bør sette referanseverdien, TSO, NVE, nettselskaper? – Det bør tas hensyn til lokale forhold. – Som et ledd i den videre diskusjonen oppfordrer Statnett deltakerne i referansegruppen til å komme med skriftlige tilbakemeldinger og da gjerne med eksempel (se aksjonsliste). • Paragraf 13, ledd 1, 2 og 6, samt vedlegg 2 – Statnett hadde her en muntlig tolkning som bør utdypes og skrives ned. Denne bør så publiseres på elektronisk arbeidsrom, slik at referansegruppens deltakere får tatt en gjennomgang og gitt mulighet for å komme med kommentarer (se aksjonsliste). – Det ble også stilt spørsmål i hvor mye hjelp man kan forvente seg fra ENTSO-E og EU. Svaret på dette er at ENTSO-E jobber med å utvikle en del hjelpedokumenter som kan benyttes i arbeidet med å definere de nasjonale parameterne. Disse dokumentene vil bli tilgjengelig for deltakerne i referansegruppen etter endelig godkjenning i ENTSO-E, forventet rundt august 2016.	Elisabeth
5.	Frekvenskrav Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Enighet i gruppen om at dette må koordineres i synkronområdet, samt at det må koordineres mellom de ulike forordningene (RfG, DCC). Dette er spesielt viktig dersom nettselskapene skal stille krav til produksjon som er tilknyttet i distribusjonsnett. • Det ble også løftet opp at det må diskutere hvem som berøres av forordningene og hvordan unntak kan oppnås. Blant spørsmålene som ble stilt var: Når gjelder koden? Gamle vs nye nett? Hva ligger i "vesentlige" endringer? Hva er kostnadsdrivende krav for tilknytning av nytt forbruk? – Statnett vil komme tilbake til dette da en av arbeidspakkene som skal behandles i referansegruppen omhandler unntak, samt at det da vil være naturlig med en diskusjon rundt gyldigheten av kravene. Vi vil da se på konsekvenser og scenarier gitt ulike valg. • Tilbakemelding om at det ikke er konflikt mellom frekvenskrav i FoL og kravene til frekvens i forordningen: <i>FoL § 3-2. Spennings frekvens</i> <i>Systemansvarlig skal sørge for at spennings frekvens- og tidsavvik normalt holdes innenfor bestemmelser i nordisk systemdriftsavtale. Systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, sørge for at spennings frekvens normalt holdes innenfor 50 Hz ± 2%.</i>	Stian

#	Sak	Ansvarlig
6.	Diverse Se vedlagt presentasjon. • Fremdriftsplan og veien videre Ingen vesentlige innspill, annet enn at møtefrekvens og lengde på møter bør være hensiktsmessig utformet. Skype fungerer fint. • Definerte og udefinerte krav Fikk her litt tekniske problemer så Eilert og Bjørn gikk glipp av presentasjonen rundt dette. Statnett tilgjengeliggjør liste over tekniske krav som ikke er endelig definert i forordningen, ellers ingen vesentlige innspill.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte.	Stian	Løpende
2.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er ufullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	18.2.2016
3.	Utarbeide tilleggstekst til spenningskrav.	Elisabeth/ Stian	18.2.2016
4.	Komme med tilbakemeldinger på det presenterte materialet som ligger ute på eRoom - hovedsakelig det som går på spenningskrav og frekvenskrav.	Deltakere i referansegruppen	6.3.2016

Fullførte aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Etablere elektronisk arbeidsrom for å dele dokumenter.	Stian	Fullført
2.	Sende forespørsel til Norsk Olje og Gass om deltakelse i referansegruppen.	Stian	Fullført
3.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
4.	Legge frem en gjennomgang av innledende betraktninger rundt etableringen av forordningen for tilknytning av forbruk til referansegruppen.	Stian	Fullført
5.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian/ Elisabeth	Fullført

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 3 for innføring av EU-forordning for tilknytning av forbruk.

Møtested/dato:
Oslo/29.08.2016

Deltakere:
Ellen Strøm Juliussen
Sigurd Kvistad
Lars Ihler
Arvid Bekjorden
Morten B. Nielsen
Bjørn Aune
Geir-Helge Hansen
Astrid Ånestad
Håvard Hansen
Stian B. Skaatan
Steinar Aksnes
Roar Kristensen
Olga Ingrid M. Steinsholt
Kari Dalen
Stefan Ring

Skagerak Nett
Hafslund Nett
NEK
DEFO
Hydro
Helgelandskraft
Total E&P Norge
NVE
NVE
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF

Møteleder:
Stian Boye Skaatan

Fraværende:
Kjell Sand
Eilert Bjerkan

The Norwegian Smartgrid Centre
Enfo Consulting

Møtereferent/adm.enhet:
Stian Boye Skaatan

Kopi til:
Tore Granli Statnett SF

Vår referanse:

Neste møte:
Uke 48 – se egen doodle/innkalling

Dato:
01.09.2016

Sign.:
Stian Boye Skaatan
.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Innledning • DCC endelig publisert – DCC publisert i Official Journal of the European Union, og er dermed gjeldene fra 07.09.19! • Aksjonspunkter fra forrige møte – Se presentasjon. • Status på arbeidspakker – Håper på å kunne lukke 5 arbeidspakker (Spennings, frekvens, reaktiv effekt, frakobling og gjeninnkobling, og vern og kontroll) etter tilbakemeldinger mottatt fra deltakerne i referansegruppen.	Stian
2.	Kort om Guideline for System Operation (SO GL) og Emergency and Restoration (ER) Gjennomgang av Statnett sitt arbeid med driftskodene, og konsekvenser av disse, se for øvrig presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Selv om regelverket (ER) retter seg mot Statnett, men virkemidlene vil berøre nettselskapene og sluttbrukere. Hafslund oppfordrer Statnett til å ha god dialog om virkemiddelbruken med de som blir 'rammet' av virkemidlene. • Regelverket er utviklet med sluttbruker i fokus, mye burde derfor være ivarettatt i utviklingen av regelverket. • High priority grid user vil bli definert, og hensyntatt under nødsituasjon. • Det blir endringer i hvem som skal avgjør klager på NVEs avgjørelser. • Viktig med standisering av datautvekslingen. Statnett er med, men NEK ønsker at flere nettselskaper gir innspill. • Utveksling av sanntidsdata f.eks. om utkoblinger kan få konsekvenser for markedspriser.	Olga Ingrid
3.	Introduksjon til Demand Respons prosjektet i Statnett Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Statnett jobber med markedsløsning knyttet opp mot teknikken. • Viktig å huske på at utkobling av aggregert last skjer ute hos et nettselskap, slik at det er viktig at det god dialog og informasjonsutveksling. • Hvem kan ta rollen som en aggregator? – dette styres ikke av Statnett, men reguleres av myndighetene. • Til neste møte ønskes mer informasjon om Agder/Statnett-løsningen for utkobling av forbruk.	Kari

#	Sak	Ansvarlig
	Undersøkelser viser opp mot 2,5 kW som er mulig bak fleksibel utkobling. Store muligheter.	
4.	Spenning og tilknytningspunkt Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> 'Referansepenning' er mer nøkkel for å finne riktig tabell. Pu-verdiene er referert referansespenning i tilkoblingen. - Sjekk teksten slik at den ikke låser for å etablere en ny innmating i eksisterende nett med relativt lave spenninger (126 kV). - NVE kan klargjøre definisjonen for transmisjonsnettet i neste bransjeforum. - Nettselskapene klarer kravet i dag. - Trinningen av transformatoren mot transmisjonsnettet fungerer ut fra settpunkt for spenningen på samleskinnen på nedspentsiden av transformatoren. - Ønske om at det lages en skjematisk gjennomgang av Statnetts tolkning av paragraf 13.	Stian
5.	Reaktiv effekt Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> - Formålet med bestemmelsen virker noe uklar. - Bestemmelsen regulerer fast MVar ut fra maks effekt. $\cos \varphi$ i driften vil derfor være en annen enn 0,9. - Dobbeltrolle netteier og TSO er dårlig beskrevet. - Kan TSO benytte all reaktiv kompensering uansett eierskap? <i>I hennhold til SO GL kapittel 2 skal TSOen ha rett til å bruke alle tilgjengelige transmisjonstilknyttet reaktiv effektreserver innenfor sitt kontrollområde til å effektivt styre den reaktive effekten.</i> 48 % er greit. Ingen tekniske problemer med bestemmelsene. - Annet ledd: Kan importere, ikke eksportere (trenger ikke være null) - Tredje ledd: Forstår ikke hensikten, og forstår ikke bruken av bestemmelsen i praksis. - Alle enig om at kravet i seg selv er greit. Går mer på hvordan dette skal bli i driften, ref SO GL. Og en koordinering med bransjen på kravene i SO GL bør komme på plass.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	Ellers enig i det som står om analyse, medtode, fordi om bansjen sliter litt med å forstå meningen med disse kravene. Ingen kommentar fra ref.gr vedrørende å definere disse analyser og metoden før eller etter oversendelse til NVE.	
6.	Ansvar og roller Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> - Ulike krav i ulike selskaper skaper konkurransevridding. - Kravene må settes ut fra et kraftsystemperspektiv, ikke som diskusjon mellom nettselskap og hver enkelt utbygger. Frekvenskravene vil bli satt av systemansvarlig, men hva med krav til spenning, reaktiv effekt og informasjonsevne ønsker nettselskapene å avtale dette? - Tilknytningsplikt og anleggsbidrag omfattes ikke av det nye regelverket. - Krav til reaktiv effekt blir revurdert, men er det fortsatt ønskelig med et fast krav. - Anbefaling er at faste krav (generelle krav) bør settes av systemansvarlig, godkjenning av idriftsettelsen kan gjøres av DSO. - Nytt regelverk vil gi bedre oversikt over ny småskala produksjon i distribusjonsnettet. - Viktig med bruk av standarder for alle mindre anlegg. - Gjelder nytt anlegg og vesentlige endringer i eksisterende anlegg. - Forbrukerfleksibilitet fremskaffet av Statnett, men som er plassert i distribusjonsnettet. Skal systemansvarlig fastsette kravene her også? Er det foreslåtte ansvarsdelingen hensiktsmessig for forbrukerfleksibilitet, selv om det kanskje passer bra for tilknytning av produksjon. - Kan systemansvarlig kreve å få benytte av fleksibilitet/systemtjenester i forbruk? - Kan systemansvarlig gå inn å 'ta' fleksibilitet som DSOen har avtalt med forbrukere/aggregatorer. Må samkjøres med deltagelse i markedene. - Det som kan legges lokalt bør håndteres lokalt, men reglene må være like. - Statnett som netteier og systemansvarlig, viktig å skille på rollen.	Stefan
7.	Fakobling og gjeninnkobling Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> Vernet skal kunne ta ut forbruket i trinn.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	- Hva med hendelsesstyrte systemvern? Kan vi fortsette med det når det ikke er regulert i det nye regelverket? - Merk feil på dokument/lysark (tredje ledd), gjelder ikke <u>forbruksanlegg</u> men <u>distribusjonsnett</u>! - SO GL bør ha god dialog med bransjen. Det er i dette regelverket de 'vanskelige' diskusjonen. - Vi kan bruke TUF som begrep videre for 'block loading'.	
8.	Vern og kontrollsystem Se vedlagt presentasjon. <u>Kommentarer:</u> - Bestemmelsen er ubalansert. Transmisjonsnettet er gitt prioritet, men det er også innstillinger i overliggende som har betydning for distribusjonsnettet. - Bruk kontrollanlegg som begrep istedenfor kontrollsystem.	Stian
9.	Vidre plan og fremdrift Se vedlagt presentasjon.	Stian
10.	Tilbakemeldinger/diskusjoner Se vedlagt presentasjon. - Frist for tilbakemeldinger (gjerne skriftlig) på det som er gjennomgått i møtet og sendt ut via eRoomer satt til <u>23.09.2016</u>. - Det er viktig å få til en diskusjon med SO GL. Det er der de 'vanskelige' diskusjonene vil stå, og det er der bransjen vil ha sine synspunkter. - Litt udelte meninger om en- eller todagersmøte, men vi tar sikte på at neste møte i uke 48 vil bli et 3 timers møte. Vil her være mulig å delta på skype.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte.	Stian	Løpende
2.	Komme med tilbakemeldinger på det presenterte materialet som ligger ute på eRoom.	Deltakere i refereansegruppen	23.9.2016
3.	Lage skjematisk gjennomgang av Statnetts tolkning av paragraf 13.	Stian	16.09.2016
4.	Løfte koordinering med SO GL, slik at bransjen også her blir inkludert i diskusjoner som har påvirkning på bransjen.	Stian	16.09.2016
5.	Sjekk teksten til paragraf 13, slik at den ikke låser for å etablere en ny innmating i eksisterende nett med relativt lave spenninger (126 kV).	Stian	16.09.2016
6.	Til neste referansegruppemøte inkludere mer informasjon om Agder/Statnett-løsningen for utkobling av forbruk.	Stian/Kari	Neste ref.gr.møte

Fullførte aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Etablere elektronisk arbeidsrom for å dele dokumenter.	Stian	Fullført
2.	Sendte forespørsel til Norsk Olje og Gass om deltakelse i referansegruppen.	Stian	Fullført
3.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
4.	Legge frem en gjennomgang av innledende betraktninger rundt etableringen av forordningen for tilknytning av forbruk til referansegruppen.	Stian	Fullført
5.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian/ Elisabeth	Fullført
6.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er ufullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
7.	Utarbeide tilleggstekst til spenningskrav.	Stian/ Elisabeth	Fullført

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 4 for innføring av EU-forordning for tilknytning av forbruk.

Møtested/dato:
Oslo/06.01.2017

Deltakere:
Ellen Strøm Juliussen
Sigurd Kvistad
Lars Ihler
Morten B. Nielsen
Bjørn Aune
Geir-Helge Hansen
Håvard Hansen
Stian B. Skaatan
Roar Kristensen

Skagerak Nett
Hafslund Nett
NEK
Hydro
Helgelandskraft
Total E&P Norge
NVE
Statnett SF
Statnett SF

Møteleder:
Stian Boye Skaatan

Fraværende:
Astrid Ånestad
Kjell Sand
Eilert Bjerkan

NVE
The Norwegian Smartgrid Centre
Enfo Consulting

Møtereferent/adm.enhet:
Roar Kristensen/
Stian Boye Skaatan

Kopi til:
Tore Granli
Anne Sofie Ravndal Risnes

Statnett SF
Statnett SF

Vår referanse:

Neste møte:
April/mai

Dato:
10.01.2017

Sign.:
Stian Boye Skaatan

.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Innledning • Status, møteplan og fremdrift - Se presentasjon. • Nordisk samarbeid - Se presentasjon.	Stian
2.	Generelle krav til plan og idriftsettelse Se presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Simuleringsmodeller og analyser. Gruppen mener det bør tydeliggjøres at konsesjonær 'kun' skal levere data slik at analysemodeller kan etableres, ikke selve modellen for eget anlegg. • Hvordan kan det sikres at konsesjonærene får beskjed om at den overordnede modellen er oppdatert av andre konsesjonærer, som kan ha innvirkning på de enkelte konsesjonærene. • Det bør komme frem avgrensinger nedover i distribusjonsnettet. • I hvilken grad vil konsesjonærene bli involvert i utarbeidelsen av detaljene for data som skal meldes inn? Bør tydeliggjøres. • Forordningsteksten er tung å lese og forstå. Det bør derfor være en mer konkret veiledningstekst. Når kommer de ulike bestemmelsen til anvendelse? Gjelder alle bestemmelsene. Ønsker seg en praktisk sjekkliste. • Kan det tydeliggjøres noe mer om hva som gjelder når man stenger ned anlegg som allerede har en permanent driftstillatelse, og for deretter starte opp samme anlegget (uten endringer) på et senere tidspunkt. • I veilederen bør det kunne vise til etablerte standarder. Dette arbeidet kommer i neste fase. • Kan det tydeliggjøres grenselinjen for hvor langt det nye regelverket vil gjelde for landtilknyttede offshore anlegg, petroleumsloven eller energiloven? • Har Norge noen ekstra utfordringer med våre offshore anlegg sett i lys av den nye regelverk? - Statnett setter opp et aksjonspunkt på å komme med nødvendige tydeliggjøringer i henhold til innspillene over. <u>Sidespor:</u> • Total stiller spørsmål ved hvordan det blir med driften av reaktiv kompenseringsutstyr som følge av reguleringen som er omtalt i SO GL (§ 29 sjettedde).	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	- Etter Statnetts syn er driften av anleggene regulert SO GL. Vi mener at denne diskusjonen ikke hører inn under diskusjoner rundt kravene i DCC og kravene som anleggene skal ha når man knytter seg til transmisjonsnettet. Innspillet er tatt med videre internt i Statnett og vil bli en del av diskusjonen med bransjen som kommer rundt implementeringen av SO GL.	
3.	Generelle krav til kost-nytte analyse og unntak Se presentasjon. • Kost-nytteanalyse – Ingen vesentlige innspill • Unntak – Ingen vesentlige innspill på selve innholdet i forordningen, men det ble en diskusjon rundt tilknytningsplikt til sjøkabler ut til offshore installasjoner, og om saksgangen i konsesjonsbehandlingen vil endres grunnet det nye regelverket.	Stian
4.	Generelle krav til kravetterlevelse Se presentasjon. <u>Kommentarer:</u> • Standard for informasjonsutveksling kommer (NEK). • Harmoniske reguleres av forskrift om leveringskvalitet. Det er nettselskapet som må oppfylle kravene i FOL, og nettselskapet må peke på hvem som skal utbedre.	Stian
5.	Tilbakemeldinger Tilbakemeldinger på underlaget og diskusjonene i møtet sendes Stian før 1.3.2017. Generell kommentar: • I underlagsdokumentene er det en fast sammenlikning med dagens regelverk. Det er ønske om at sammenlikningen bør være med dagens praksis ikke bare med dagens regelverk.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte.	Stian	Løpende
2.	Komme med tilbakemeldinger på det presenterte materialet som ligger ute på eRoom.	Deltakere i refereansegruppen	01.03.2017
3.	Tydeliggjøring av innholdet i bakgrunnsdokumentet til "generelle krav til plan og idriftsettelse".	Stian	01.03.2017
4.	Sjekk teksten til paragraf 13, slik at den ikke låser for å etablere en ny innmating i eksisterende nett med relativt lave spenninger (126 kV). Gjenstående fra forrige møte.	Stian	01.03.2017
5.	Til neste referansegruppemøte inkludere mer informasjon om Agder/Statnett-løsningen for utkobling av forbruk. Gjenstående fra forrige møte.	Stian/Kari	Neste ref.gr.møte

Fullførte aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Etablere elektronisk arbeidsrom for å dele dokumenter.	Stian	Fullført
2.	Sende forespørsel til Norsk Olje og Gass om deltakelse i referansegruppen.	Stian	Fullført
3.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
4.	Legge frem en gjennomgang av innledende betraktninger rundt etableringen av forordningen for tilknytning av forbruk til referansegruppen.	Stian	Fullført
5.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian/ Elisabeth	Fullført
6.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er ufullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
7.	Utarbeide tilleggstekst til spenningskrav.	Stian/ Elisabeth	Fullført
8.	Løfte koordinering med SO GL, slik at bransjen også her blir inkludert i diskusjoner som har påvirkning på bransjen.	Stian	Fullført
9.	Lage skjematisk gjennomgang av Statnetts tolkning av paragraf 13.	Stian	Fullført

Møtereferat

Sak: Referansegruppemøte nr. 5 for innføring av EU-forordning for tilknytning av forbruk.

Møtested/dato:
Oslo/13.06.2017

Deltakere:
Thommas Ranvik Eriksen
Bjørn Aune
Geir-Helge Hansen (Dag 1)
Anders Sivertsgård (Dag 1)
Astrid Ånestad
Håvard Hansen
Gaute Bremsnes (Dag 2)
Stian B. Skaatan
Roar Kristensen
Kari Dalen (Dag 2)

Skagerak Nett
Helgelandskraft
Total E&P Norge
Energi Norge
NVE
NVE
Enfo Consulting
Statnett SF
Statnett SF
Statnett SF

Møteleder:
Stian Boye Skaatan

Fraværende:
Ellen Strøm Juliussen
Morten B. Nielsen
Sigurd Kvistad
Lars Ihler
Kjell Sand
Eilert Bjerkan

Skagerak Nett
Hydro
Hafslund Nett
NEK
The Norwegian Smartgrid Centre
Enfo Consulting

Møtereferent/adm.enhet:
Roar Kristensen/
Stian Boye Skaatan

Kopi til:
Tore Granli
Statnett SF

Vår referanse:

Neste møte:

Dato:
14.06.2017

Sign.:
Stian Boye Skaatan
.....

Saksliste

#	Sak	Ansvarlig
1.	Innledning Se egen presentasjon. - Utsatt leveranse for RfG og HVDC til ut året. - DCC skal fortsatt leveres i august.	Stian
2.	Generelle øvrige krav Statnett gikk gjennom alle bestemmelsene for 'Øvrige krav'. <u>Øvrige bestemmelser</u> Se egen presentasjon - § 2 Definisjoner: Byttet definisjonen mellom forbruksanlegg og forbruksenhet. Statnett vil oppdatere samledokument med disse definisjonene. - § 6 Pumpekraftverk skal følge kravene i RfG. - § 9 anbefalingene for rolle og ansvarsfordeling og ev. bruk av vedtak fra systemansvarlig er mindre viktig for DCC enn det er for RfG, da forbruket som omfattes av DCC er knyttet til transmisjonsnettet. - Helgelandskraft er skeptisk til at tilknytningsavtalen skal forhandles hver gang for å få inn de nødvendige kravene overfor en ny kunde. Helgelandskraft mener systemet taper mye på en avtaleløsning, og er redd det vil føre til svakere krav til anleggene. Det bør være en tydelig oppstilling av krav som nettselskapene kan møte kundene med (og at dette er en problemstilling som går ut over tilknytning til transmisjonsanlegg). Det er ønskelig med en tydeliggjøring og 'forankring' som er tilsvarende det vi har i dag med FIKS. - Total er opptatt av bruken av de reaktive reservene i den operative driften. Statnett presiserte at bruken av anleggene (f.eks. reaktivt bidrag) reguleres ikke av DCC, men av SO GL. Det kan ev. søkes unntak for at nye anlegg skal følge kravene i DCC for reaktiv effektdimensjonering. Total mener reaktive kompenseringer som industrien har investert i selv, må de kunne styre selv. - SO GL er godkjent i Cross Border Meeting (godkjent av alle land), men den er ikke publisert/gjeldende. <u>Vesentlige endringer § 4</u> Se egen presentasjon. - Dagens tilknytningskontrakt mot Statnett har liten grad av tekniske forhold. - SO GL krever at det lages en kontrakt med alle significant grid user (SGU), men dette er ikke det samme som dagens tilknytningskontrakt. - NVE informerte om at det kanskje vil åpnes for at begrepet 'regionalnett' fortsatt kan beholdes. Dette vil ev. komme frem av kommende endringer i fos. - Eksisterende distribusjonsnett defineres som eksisterende selv når det kommer nytt innmatingspunkt fra transmisjonsnettet.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	<u>Spenningskvalitet § 20</u> Se egen presentasjon. - Hvordan håndteres nye kunder når enkelte kvalitetsparametere allerede er fylt opp. Statnett mener dette håndteres av dagens regulering gjennom Fol. - Det er lagt opp til at bestemmelsen skal harmoniseres i Norden, og det er et pågående nordisk samarbeid på dette. Konklusjonen fra dette arbeidet kommer først i slutten av august, og vil bli videresendt til NVE ved leveranse. <u>Simuleringsmodeller § 21</u> Se egen presentasjon. - Kravene henger sammen med bestemmelsen om kravetterlevelse. - Helgelandskraft informerte om at mindre forbrukskunder normalt ikke har egne simuleringsmodeller for egne anlegg. Utveksling av data fra anlegg burde være tilstrekkelig. I Statnetts anbefalinger fremgår det at dette er et område som må sees på etter implementering.	
3.	Gjennomgang av helhet <u>Frekvenskrav</u> Se egen presentasjon. - Ønsker tilbakemelding fra deltagerne om grensene for hvilke frekvenser som kan tolereres, ut over den tabellen som ligger i DCC. - Tilbakemeldingen har sammenheng med hvilke separatnettsegenskaper som skal stilles overfor produksjon. - Total mener at større forbrukere ønsker å kunne trippe eget følsomt utstyr, men at nettet henger inne ved større endringer i frekvens. - Diskusjon om hva forbruksutstyr tåler av endringer i frekvens. Hva finnes av IEC-normer for normalt forbruksutstyrs tålegrense for frekvens? <u>Spenningsstabilitet</u> Se egen presentasjon, inkludert med figur om tilknytningspunkt. - Ingen vesentlig nye innspill til tolkningen eller anbefalingen. - Spenningsreferansen i distribusjonsnettet kan settes av DSO. <u>Reaktiv effekt</u> Se egen presentasjon. - Ingen nye innspill til tolkningen eller anbefalingen. - Bruken av de reaktive reservene bør ha en bransjeinvolvering (SO GL). - Kravene vi diskuterer og anbefaler gjelder for forbruk tilknyttet transmisjonsnettet. Hvordan dette tas videre nedover i systemet, er noe mer uklart.	Stian

#	Sak	Ansvarlig
	<u>Vern, kontrollanlegg og informasjonsutveksling</u> Se egen presentasjon. - Ingen vesentlige nye innspill til anbefalingen. Mange faste krav, og lite som skal defineres. - Total mener det er viktig å være klar over at det kan ligge markeds sensitiv informasjon i 'vanlig' data fra lastuttak til petroleumsinstallasjoner. <u>Frakobling og gjeninnkobling</u> Se egen presentasjon. - Ingen nye innspill til anbefalingen. <u>Kravetterlevelse</u> Se egen presentasjon. - Ingen vesentlige nye innspill til anbefalingen. - Dette blir en endring av dagens system, selv om Fosweb har økt fokus på å få inn dokumentasjon. - Statnett ønsker ikke gjøre en kostnad-nyttevurdering for å kunne gjøre DCC gjeldende for eksisterende anlegg. - Unntak fastsettes av NVE. EU-kommisjonen kan be nasjonal regulator vurdere saken en gang til.	
4.	Forbrukerfleksibilitet <u>Orientering om forbrukerfleksibilitet i Statnett (v/Kari).</u> Se egen presentasjon. - DCC-regelverket har mest fokus på tekniske krav ved tilknytning. - Det kan komme et eget EU-regelverk for forbrukerfleksibilitet. - Det må klargjøres utveksling av informasjon, kostnadsdeling og avtaleløsning mellom balanseansvarlig og aggregatorer. - Effekttariff med tidsstyring vil virke uheldig for nettet når ny teknologi innføres, da man vil få store effektøkninger på det tidspunktet høyprisen går ned (f.eks. kl 18). - Det kommer løsninger med styringer forbruk som har andre drivere enn salg inn til Statnetts reservemarkeder, men dette blir et tilleggselement som aggregatorer kan fange opp og benytte. - Forbrukerfleksibilitet vil få stor betydning for fremtidige nettinvesteringer. - Med nye AMS-målere vil det for nettselskapene bli mulighet for å få bedre oversikt over kundens faktiske maksimale effektuttak. <u>Gjennomgang av bestemmelser for forbrukerfleksibilitet i DCC (v/Stian).</u> Se egen presentasjon. - Større krav til kravetterlevelse for anlegg over 1000V. - Spørsmål til § 28 h) om skifte av volum i timen må det da være en kontrakt med TSO.	Kari/Stian

#	Sak	Ansvarlig
	- Uheldig dersom det introduserer større nettproblemer enn det vi har i dag, med nye løsninger for forbrukerfleksibilitet. Nettselskapenes behov er ikke godt dekket av bestemmelsene for forbrukerfleksibilitet i DCC.	
5.	Tilbakemeldinger Det sendes ut et samledokument for arbeidet. Dette samlenotatet bes gruppens representater komme med tilbakemeldinger på, og da gjerne innen 30.7.2017. Frist for skriftlig tilbakemelding på det som er gjennomgått i referansegruppemøte nr 5 er gitt til 7.7.2017.	Stian

Aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Komme med tilbakemeldinger på det presenterte materialet som ligger ute på eRoom.	Deltakere i referansegruppen	31.06.2017
2.	Tydeliggjøring av innholdet i bakgrunnsdokumentet til "generelle krav til plan og idriftsettelse".	Stian	Til samle-notat

Fullførte aksjonspunkter

#	Aksjon	Hvem	Når
1.	Etablere elektronisk arbeidsrom for å dele dokumenter.	Stian	Fullført
2.	Sende forespørsel til Norsk Olje og Gass om deltakelse i referansegruppen.	Stian	Fullført
3.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er fullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
4.	Legge frem en gjennomgang av innledende betraktninger rundt etableringen av forordningen for tilknytning av forbruk til referansegruppen.	Stian	Fullført
5.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte	Stian/ Elisabeth	Fullført
6.	Tilgjengeliggjøre Statnetts vurdering av hvilke tekniske funksjonskrav som er ufullstendig definert i DCC i elektronisk arbeidsrom.	Stian	Fullført
7.	Utarbeide tilleggstekst til spenningskrav.	Stian/ Elisabeth	Fullført
8.	Løfte koordinering med SO GL, slik at bransjen også her blir inkludert i diskusjoner som har påvirkning på bransjen.	Stian	Fullført
9.	Lage skjematisk gjennomgang av Statnetts tolkning av paragraf 13.	Stian	Fullført
10.	Klargjøre forslag til kravtekster og bakgrunnsmateriale for diskusjoner i neste referansegruppemøte.	Stian	Fullført
11.	Sjekk teksten til paragraf 13, slik at den ikke låser for å etablere en ny innmating i eksisterende nett med relativt lave spenninger (126 kV).	Stian	Fullført
12.	Til neste referansegruppemøte inkludere mer informasjon om Agder/Statnett-løsningen for utkobling av forbruk.	Stian/Kari	Fullført