



Høringsparter

Kravanmeldelse - RfG

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
8. juli 2022

Forfatter:
SUD/FBN

ANMELDELSE AF ÆNDRING AF RFG-KRAV (HØRINGSUDGAVE JULI 2022)

Indhold

1. Indledning og proces	3
1.1 Processen for ændring af krav	3
2. Indstilling til godkendelse.....	5
3. Retsgrundlag	6
4. Beskrivelse af kravændringer	7
4.1 Logning af hændelser	8
4.2 Anvendelse af Uc vs. 1 pu	10
4.3 Rettet tekst i bilag 1 #1	13
4.4 Rettet tekst i bilag 1 #2	16
4.5 Asymmetrisk fejlstrømsinjektion	17
4.6 Rampe for aktiv effekt efter Fault-Ride-Through (Rampe for P efter FRT).....	18
4.7 Aftale om anvendelse af viklingskobler inden ION	19
4.8 FRT: togglng	20
4.9 FRT: OVFR - Over Voltage Fault Ride Through	21
4.10 FRT for gentagende fejl.....	22
4.11 Power Oscillation Damping (POD)/(FPO) for PPM	23
5. Præciseringer af krav fra Energinet, som skal aftales.....	24
5.1 Initiering af logning	24
5.2 Spændingskontrol – Q prioritet	24
5.3 Simulering af Q-U/Pn krav for synkrone anlæg	25
5.4 Simulering af Q-U/Pn krav for asynkrone anlæg	25
5.5 FRT-overgang	26
6. De konkrete ændringer	26

7. Høring og inddragelse af aktører.....	26
7.1 Høringsparter.....	27

Bilag:

- Bilag 1: RfG Bilag 1: Krav fastsat i henhold til RfG, version 1B (høringsudgave)
- Bilag 2: Skema til høringskommentarer

1. Indledning og proces

Energinet anmeldte den 17. maj 2018 til Forsyningstilsynet de krav, som Energinet har fastsat i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/631 af 14. april 2016 om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg (Requirements for Generators, herefter RfG).

Forsyningstilsynet har den 19. november 2018 godkendt Energinets anmeldte krav efter RfG artikel 13-28, jf. RfG artikel 7.

Med udgangspunkt i udviklingen i det kollektive elforsyningssystem, herunder den hurtige grønne omstilling, øget elektrificering i flere brancher, de national politiske initiativer, den stærkt forøgede forespørgsel for tilslutning af produktionsanlæg til det kollektive elforsyningssystem og som følge af akkumuleret erfaring og læring ønsker Energinet at revidere en afgrænset del af tilslutningskravene for produktionsanlæg.

1.1 Processen for ændring af krav

Energinet ønsker ved udarbejdelsen af Energinets nye krav til produktions- og forbrugsanlæg at inddrage de relevante aktører, som RfG'en foreskriver. Inddragelsen sker både ved aktørmøder af forskellig art og ved Energinets efterfølgende skriftlige, offentlige høringer af ændringerne.

Aktørmøder giver Energinet mulighed for at få uddybende forklaringer fra aktørerne om, hvordan nye krav f.eks. kan opfattes som uklare eller urimeligt byrdefulde for aktørerne. Energinet inddrager dialogen og aktørernes feedback fra aktørmøderne i refleksioner over nødvendigheden af kravene og tilpasser i fornødent omfang krav, så de bliver tydeligere og/eller i forhold til tekniske specifikke detaljer.

Aktørmøder har dermed altid udgjort en væsentlig del af Energinets arbejde med at udvikle og formalisere nye krav til anlæg tilsluttet det kollektive elforsyningssystem og efterfølgende forberede disse krav til godkendelse. Bredt set har omfanget og kompleksiteten af opgaven med fastsættelse af nye krav hidtil haft stor indvirkning på antallet af aktørmøder og afviklingsperioden herfor.

I nærværende proces for ændring af tilslutningskrav har processen været noget anderledes end normalt, forårsaget af de aktuelle udefrakommende betingelser. En meget sent annonceret fælles europæisk opdatering af forordningen EU 2016/631 (RfG) i regi af ACER med opstart i september 2022 kan medføre en meget ufordelagtig længerevarende periode for elsystemet, hvor vedligehold af nationale krav ikke anses for effektivt eller muligt.

Den europæiske proces ledet af ACER er berammet til minimum 2 år. Da ACER's opdatering af forordningen vil introducere ændringer for både udtømte og ikkeudtømte krav, vil der efter ACER's annoncerede minimum 2 års arbejdstid skulle inkluderes endnu en europæisk/national tidsperiode og eventuel proces for fastsættelse og implementering af nye eller ændrede hhv. udtømte og ikkeudtømte krav. Dette vil formodentligt tage minimum yderligere 1-2 år.

Energinet vurderede, at de kravopdateringer, som man ønskede at foretage for nuværende med henblik på at opretholde stabil drift af elsystemet, ikke kunne afvente færdiggørelse af denne langvarige proces, der totalt anslås til minimum 3-4 år. Særligt den hastigt forandrende anlægsmasse, som fremgår af Energistyrelsens pipelineliste, nødvendiggør en rettidig og nødvendig tilpasning af kravene.

Det skal i forbindelse med udarbejdelse og implementering af nye eller reviderede tilslutningskrav erindres, at de godkendte tilslutningskrav i udgangspunktet kun vil finde anvendelse på nye produktionsanlæg.

Nye produktionsanlæg er i denne forbindelse produktionsanlæg, som idriftsættes efter Forsyningstilsynets godkendelse af nye krav. En vigtig pointe og en reel bekymring er her den uhørt store mængde af produktionsanlæg, som ønsker tilslutning hurtigst muligt (Energistyrelsens pipelineliste), som medfører et skærpet fokus på opdatering af nationale tilslutningskrav.

Energinet besluttede derfor at starte processen med opdatering af udvalgte, nationale krav. Der blev derfor gennemført en koncentreret række arbejdsgruppemøder dedikeret til drøftelse af disse udvalgte krav over en relativt kort tidsperiode for at tage højde for både sommerferieperioden og målet om at anmelde krav til regulator inden opstart af den europæiske proces. Det skal bemærkes, at Energinet havde planlagt en anden og mere tidsmæssig udstrakt proces for opdatering af forordningskrav i 2022, inden ACER annoncerede deres proces.

Det kan naturligvis ikke forudsiges, hvordan ACER's endelige ændringer udmøntes kravmæssigt, eller i hvilket format den efterfølgende gennemførelse vil blive eksekveret. Der er dog en forventning om, at den grønne omstilling på europæisk niveau vil medføre flere og skærpede krav til elaktørerne.

Følgende elementer har indgået i vurderingen af behovet for ændringsforslag af eksisterende krav samt til introduktion af nye krav:

- Den praktiske anvendelse af de godkendte krav
- Udviklingen i det kollektive elforsyningssystem
- Energinet og aktørernes erfaringer med eksisterende krav.

Forløbet har været som følger:

- 20-04-2022: Online opstartsmøde annonceres på Energinets hjemmeside, inklusive invitation til arbejdsgruppen med datoer for planlagte møder, arbejdsgruppens formål og varsling af en aktørspørgeundersøgelse.
- 10-05-2022: online opstartsmøde
- 18-05-2022: arbejdsgruppemøde 1
- 24-05-2022: arbejdsgruppemøde 2
- 31-05-2022: arbejdsgruppemøde 3
- 17-06-2022: signalliste (ekstramøde, hvis relevans blev besluttet 31-05-2022)
- Energinet høring og fremsendelse til Forsyningstilsynet inden den 01-09-2022

På Energinets online opstartsmøde blev følgende gennemgået:

- Præmissen for revisionen, det korte forløb og begrænsede antal møder, som forklaret ovenfor
- De daværende udvalgte krav til revision
- Gennemgang af aktørspørgeundersøgelse, adressering af spørgsmål og begrundelse for Energinets beslutning om ikke at opdatere eventuelle krav. Bemærk, at Energinet ikke garanterede, at de indmeldte krav ville blive taget op til revision. Formålet var at afdække, om opdatering af yderligere krav burde overvejes. Valg af den endelige opdatering blev foretaget under hensyntagen til det samlede elsystem, forsyningssikkerheden og overholdelse af europæisk fastsatte regler.
- Orientering om forventet meget begrænset forberedelsestid og sen udsendelse af arbejdsdokumenter
- Arbejdsgruppemøder i form af fysiske møder fra kl. 10.00 til 15.00 på Energinets hovedkontor.

Arbejdsgruppemøderne blev planlagt og afholdt som dedikerede fysiske møder uden adgang til onlinedeltagelse, da denne form for hybridmøde af erfaring oftest er både teknisk og udbyttømæssigt utilfredsstillende. Det komprimerede forløb påvirkede også Energinets forberedelse og resulterede i sen distribution af arbejdsmaterialet, som typisk blev fremsendt dagen før mødedagen.

I retrospektiv har det naturligvis i udgangspunktet været utilfredsstillende for alle implicerede med den utraditionelle og meget korte forberedelsestid. Alle krav er dog, som i tidligere forløb, blevet drøftet gentagne gange på de enkelte arbejdsgruppemøder og slutteligt gennemgået på det sidste, opsamlende arbejdsgruppemøde.

Den videre proces frem mod godkendelse af de fremsatte krav giver interessenterne mulighed for at kommentere og komme med eventuelle ændringsforslag til disse, dels i Energinets høring og herefter i Forsyningstilsynets offentlige høring.

2. Indstilling til godkendelse

Det fremgår af RfG artikel 7, stk. 7, at hvis den relevante systemoperatør eller den relevante TSO ønsker at ændre de krav eller metoder, der er fastsat og godkendt af den regulerende myndighed (Forsyningstilsynet) i henhold til stk. 1 og 2, gælder stk. 3-8 for den foreslåede ændring.

Forsyningstilsynet har den 19. november 2018 godkendt Energinets krav fast i henhold til RfG, beskrevet i det anmeldte Bilag 1

Det følger af RfG artikel 7, stk. 6, at den kompetente enhed/regulerende myndighed (Forsyningstilsynet) skal godkende forslagene, for at disse kan bringes i anvendelse, og at der skal træffes afgørelse senest 6 måneder efter anmeldelsen af forslaget.

Energinet indstiller til godkendelse, at de nationalt godkendte krav i RfG ændres med en ny version af RfG bilag 1, se bilag 1 til denne anmeldelse.

De specifikke kravændringer er beskrevet i afsnit 5 *Beskrivelse af ændringen af kravene*.

Det er Energinets vurdering, at de anmeldte krav kan indstilles til godkendelse, idet de opfylder principperne i RfG artikel 7, stk. 3 om proportionalitet, ikkediskrimination, gennemsigtighed og samlet effektivitet. Derudover er det Energinets vurdering, at kravene opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende vilkår, der er gennemsigtige, objektive, rimelige, ikkediskriminerende og offentligt tilgængelige.

Kravene er udarbejdet under hensyn til at Danmarks elforsyning skal tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynene i elforsyningslovens § 1, herunder særligt i forhold til at sikre elforsyningssikkerheden i Danmark fremtiden ved at præcisere krav og i nødvendigt omfang for at udvide kravene til at forhøje og understøtte systemstabiliteten og robustheden i elforsyningssystemet.

Det fremgår af RfG artikel 7, stk. 7, 2. pkt., at relevante TSO'er, der foreslår en ændring, tager højde for eventuelle berettigede forventninger, som anlægsejere, udstyrsproducenter og andre interesseparter måtte have, og som var baseret på de oprindeligt fastsatte eller aftalte krav og metoder.

Energinet indstiller, at de nye krav skal gælde for produktionsanlæg, som tilsluttes efter Forsyningstilsynets godkendelse heraf, og for eksisterende produktionsanlæg (tilsluttet før godkendelsestidspunktet), som er væsentligt ændret i overensstemmelse med principperne i den procedure, som er fastsat i RfG artikel 4.

3. Retsgrundlag

De lovgivningsmæssige aspekter i RfG, herunder godkendelsen af krav efter RfG er fastsat i RfG artikel 7:

"1. Generelle krav, der skal fastsættes af relevante systemoperatører eller TSO'er i henhold til denne forordning, godkendes af den af medlemsstaten udpegede enhed og offentliggøres. Den udpegede enhed er den regulerende myndighed, medmindre medlemsstaten fastsætter andet.

2. Hvad angår anlægsspecifikke krav, der skal fastsættes af relevante systemoperatører eller TSO'er i henhold til denne forordning, kan medlemsstaten fastsætte, at disse skal godkendes af en udpeget enhed.

3. Når denne forordning anvendes, skal medlemsstaterne, de kompetente enheder og systemoperatørerne:

- a) anvende proportionalitetsprincippet og princippet om ikke-diskrimination*
- b) sikre gennemsigtighed*
- c) anvende princippet om optimering mellem den højeste samlede effektivitet og de laveste samlede omkostninger for alle involverede parter*
- d) respektere det ansvar, der er pålagt den relevante TSO med henblik på at sikre systemsikkerheden, herunder i henhold til kravene i national lovgivning*
- e) høre de relevante DSO'er og tage højde for eventuelle virkninger for deres systemer*

- f) tage højde for anerkendte europæiske standarder og tekniske specifikationer.

4. Den relevante systemoperatør eller TSO fremsender et forslag om de generelle krav eller de metoder, de anvender til at beregne eller fastsætte disse krav, til godkendelse hos den kompetente enhed senest to år efter denne forordnings ikrafttræden.

5. Hvis den relevante systemoperatør, den relevante TSO, anlægsejeren og/eller DSO'en i henhold til denne forordning skal nå til enighed, skal de tilstræbe at opnå dette senest seks måneder efter, at en af parterne har fremlagt det første forslag for de andre parter. Hvis de ikke når til enighed inden for denne frist, kan den enkelte part anmode den relevante regulerende myndighed om at træffe en afgørelse senest inden seks måneder.

6. De kompetente enheder træffer afgørelse om forslagene til krav og metoder senest seks måneder efter, at de har modtaget sådanne forslag.

7. Hvis den relevante systemoperatør eller TSO vurderer, at det er nødvendigt at ændre de krav eller metoder, der er fastsat og godkendt i henhold til stk. 1 og 2, gælder kravene i stk. 3-8 for den foreslåede ændring. Systemoperatører og TSO'er, der foreslår en ændring, tager højde for eventuelle berettigede forventninger, som anlægsejere, ejere af jævnstrømsforbundne elproducerende anlæg, udstyrsproducenter og andre interesseparter måtte have, og som var baseret på de oprindeligt fastsatte eller aftalte krav og metoder.

8. Enhver part, der ønsker at klage over en relevant systemoperatør eller TSO i forbindelse med den pågældende operatørs forpligtelser i henhold til denne forordning, kan indbringe en klage for den regulerende myndighed, som i sin egenskab af tvistbilægelsesmyndighed skal træffe en afgørelse senest to måneder efter modtagelsen af klagen. Denne periode kan forlænges med yderligere to måneder, hvis den regulerende myndighed ønsker yderligere oplysninger. Den forlængede periode kan forlænges yderligere med klagerens samtykke. Den regulerende myndigheds afgørelse har bindende virkning, medmindre og indtil den underkendes efter påklage.

9. Hvis et krav i denne forordning skal fastsættes af en relevant systemoperatør, som ikke er TSO, kan medlemsstaten fastsætte, at TSO'en i stedet får ansvaret for at fastsætte det eller de pågældende krav."

Retsgrundlaget for de enkelte krav fremgår af bilag 1, hvor eksisterende krav og nye krav ligeledes er fremhævet som registrerede ændringer.

4. Beskrivelse af kravændringer

Energinet indstiller til godkendelse, at de nationalt godkendte krav i RfG ændres med en ny version af RfG bilag 1, se bilag 1 til denne anmeldelse.

4.1 Logning af hændelser

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene til logning af hændelser i henhold til RfG artikel 15, stk. 6, litra b, ii, ændres.

Eksisterende krav:

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i nettilslutningspunktet ved fejl i det kollektive elforsyningssystem.

Anlægsejer installerer i nettilslutningspunktet et logningsudstyr (fejlskriver), der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase i anlægget
- Strøm for hver fase i anlægget
- Aktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for anlægget (kan være beregnet størrelser)
- Frekvens for anlægget
- Frekvensafvigelser
- Hastighedsafvigelser (synkrongenerator)
- Aktivering af intern beskyttelse

Specifikke krav til målinger beskrives i nettilslutningsaftalen.

Logningen skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelsen til 60 sekunder efter hændelsestidspunktet.

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den systemansvarlige virksomhed ved opstart af anlægget.

Alle målinger og data, der skal opsamles iht. TF 5.8.1 skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det kollektive elforsyningssystem.

Logningen skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden og den systemansvarlige virksomhed skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer.

Ændret krav:

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i tilslutningspunktet ved fejl i det kollektive elforsyningssystem og tilsluttet anlæg.

Anlægsejer skal installere et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for anlægget
- Strøm for hver fase for anlægget
- Aktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelse)
- Reaktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelse)
- Frekvens for anlægget (kan være beregnede størrelse, kan være rotorhastighed (synkrongenerator))
- Aktivering af interne beskyttelsesfunktioner

Specifikke krav til måling, her initiering af logning, kan beskrives i nettilslutningsaftalen.

Logningen skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier med angivet tid før (-) og efter (+) efter hændelsestidspunktet.

Logning af hændelser differentieres med udgangspunkt i anlæggets nominelle effekt.

Følgende logninger/filer skal på efterspørgsel leveres:

Nominel effekt [MW]	Tidsserie [s]	Type	Sample-frekvens
$3 \leq P < 10$	-10 til +60	Slow scan	50 Hz, RMS-værdier
$10 \leq P < 25$	-10 til +60	Slow scan	50 Hz, RMS-værdier
$10 \leq P < 25$	-0,25 til +2,75	Fast scan	Minimum 1 kHz
$P \geq 25$	-10 til +60	Slow scan	50 Hz, RMS-værdier
$P \geq 25$	-3 til +60	Fast scan	Minimum 1 kHz

Note: Ved fast scan logges kun spændinger og strømme.

Alle målinger og data, der skal opsamles, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det kollektive elforsyningssystem.

Logningen skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Den relevante DSO og/eller Energinet skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer.

Begrundelse for ændring:

Dette krav omhandler generering af logninger, TFR-filer.

Indledningsvist skal det pointeres at der i denne ændring er tale om en lempelse af det eksisterende krav.

Med udgangspunkt i den forventede udvikling i det kollektive elforsyningssystem, herunder en markant forøgelse af energiproduktion fra alle VE-produktionsanlæg, vurderes det ikke fordelagtigt at ændre tærskelværdien for, hvornår et produktionsanlæg skal kunne generere en logning med udvalgte data. Dog differentieres kravene til TFR-filerne med udgangspunkt i anlæggets nominelle effekt således, at de mindste anlæg, her med nominel effekt mellem 3 MW og 10 MW, får de mindst restriktive krav. Derefter kommer ligeledes specifikke krav til anlægsstørrelserne mellem 10 MW og 25 MW og endelig krav for produktionsanlæg ≤ 25 MW.

Det er forventningen og intentionen, at filerne, som kræves for produktionsanlæg mellem 3 MW og 10 MW samt 10 MW og 25 MW, kan genereres af den standardbeskyttelse beregnet til beskyttelse af produktionsanlægget.

Det skal desuden bemærkes, at fast scan-filen for anlæg ≤ 25 MW også reduceres i forhold til det nuværende krav. Ændringen indebærer, at tiden før hændelsen reduceres fra 10 til 3 sekunder, så den samlede tidsserie repræsenterer tiden - 3 til + 60 sekunder med udgangspunkt i hændelsens starttidspunkt.

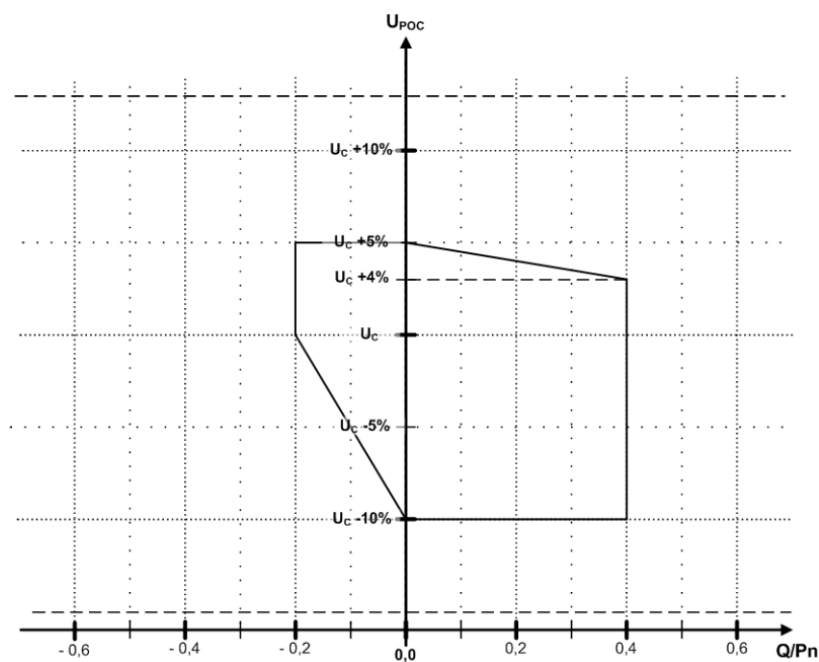
Som et led i den grønne omstilling og transformationen til et effektelektronikdomineret elforsyningssystem er evnen til kortlægning af hændelser, som på den ene eller anden måde påvirker det kollektive elforsyningssystem, vital. Generering af logninger i bred forstand er essentiel som kildemateriale i forbindelser undersøgelse af hændelser i det kollektive elforsyningssystem. Genereringen af den individuelle fil fra det enkelte produktionsanlæg er særdeles værdifuld for anlægsejer og essentiel for den relevante systemoperatør som en relevant del til at afklare en hændelsesforløb, som enten produktionsanlægget har forårsaget eller ageret/responderet på.

4.2 Anvendelse af U_c vs. 1 pu

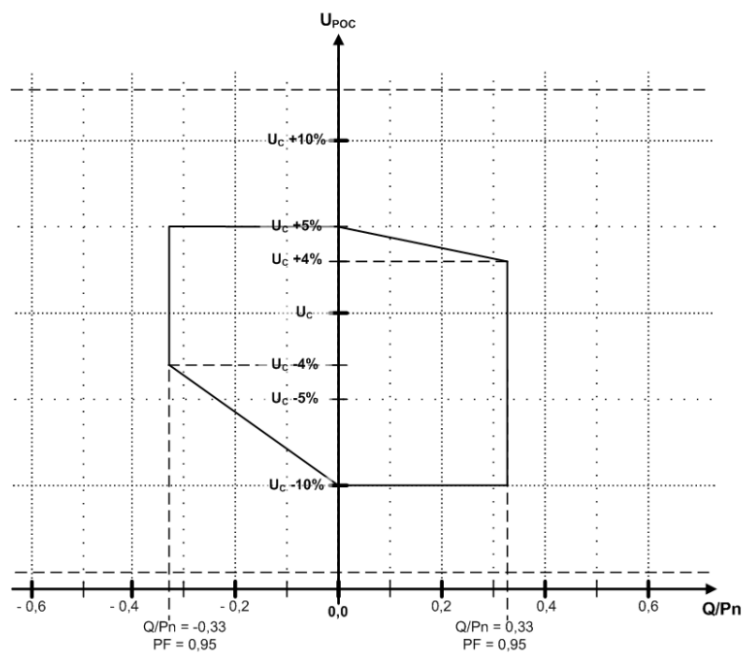
Energinet indstiller til godkendelse, at enheden ændres fra at være U_c til pu i kravene, som viser U_c i henhold til RfG artikel 18, stk. 2, litra b), nr. ii, figur 7 og tabel 8, og RfG artikel 21, stk. 3, litra b), nr. ii, figur 8 og tabel 9, og RfG bilag 1.D figur U-QPn (SGPM) og U-QPn (PPM).

Eksisterende krav:

RfG Bilag 1.D (version 1 af 19-11-2018), U-QPn for SPGM:



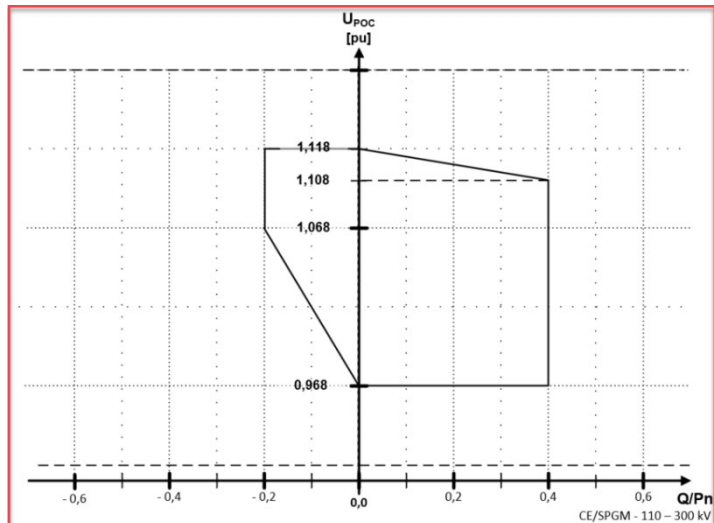
RfG Bilag 1.D (version 1 af 19-11-2018), U-QPn for PPM:

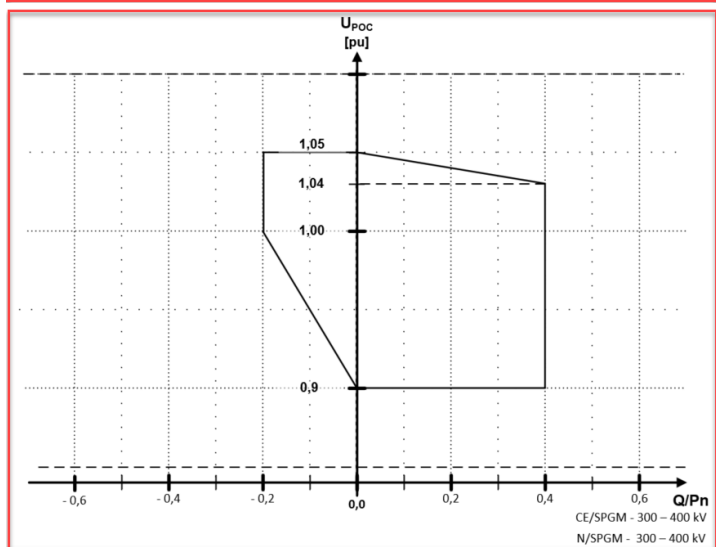
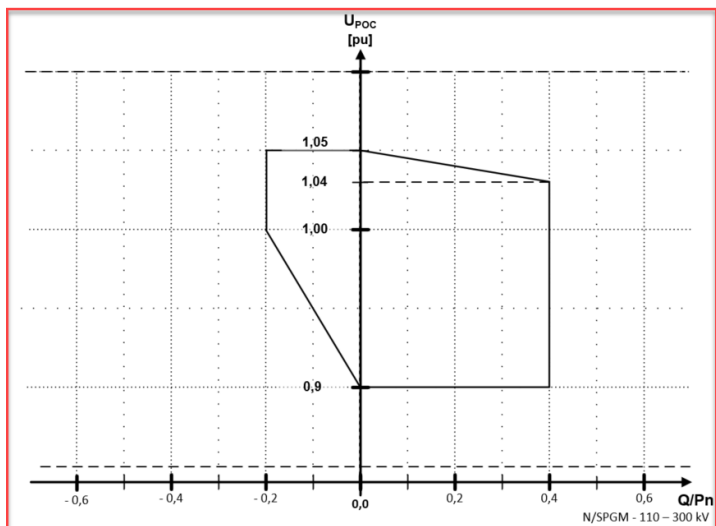


Ændret krav:

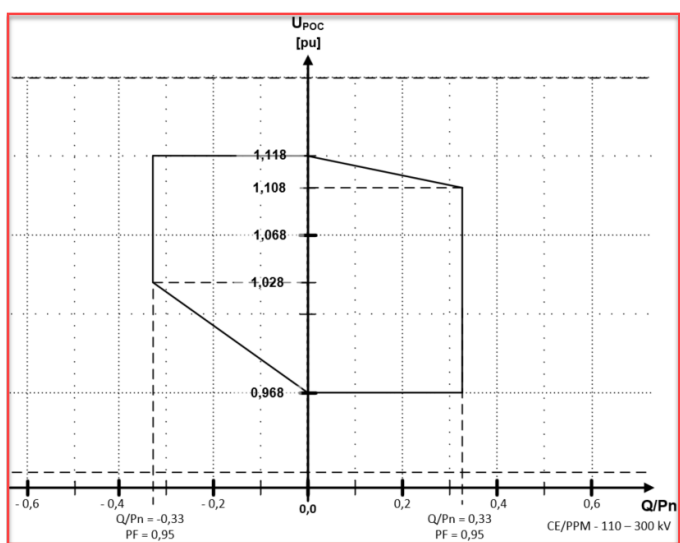
Figurene under SPGM og PPM illustrer krav til reaktive egenskaber for CE/systemspændingerne.

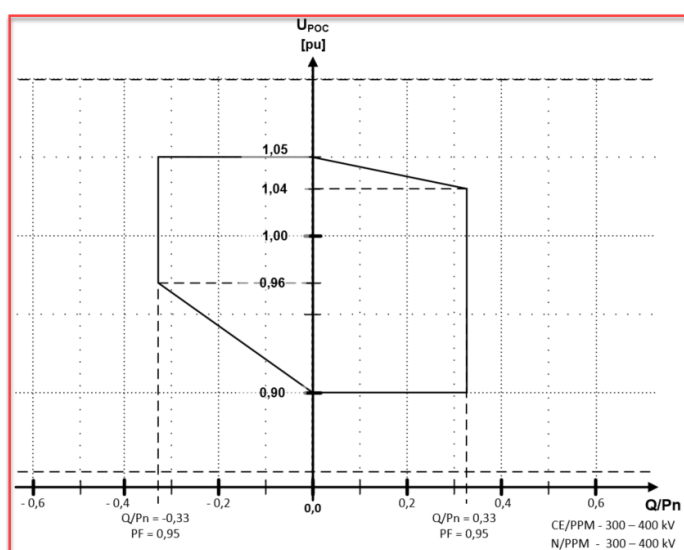
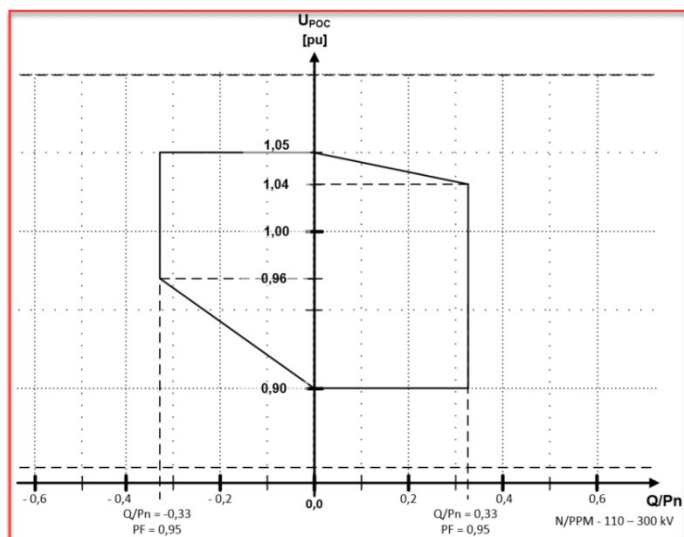
SPGM:





PPM





Begrundelse for ændring:

U_c udskiftes med en specifik pu-værdi.

Energinet har erfaret, at der i nogle situationer kunne opstå misforståelser i forhold til kravet U_c , som endvidere også har givet anledning til u hensigtsmæssig og ukorrekt fortolkning og forståelse af kravet. Ændringen påvirker således ikke det funktionelle krav, men er af mere informativ karakter.

4.3 Rettet tekst i bilag 1 #1

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 20, stk. 2, litra b, ændres.

Eksisterende krav:

CE:

IQ/In linear from 0% - 100% at U_{pgc} : 0,85 p.u to 0,5p.u.

N:

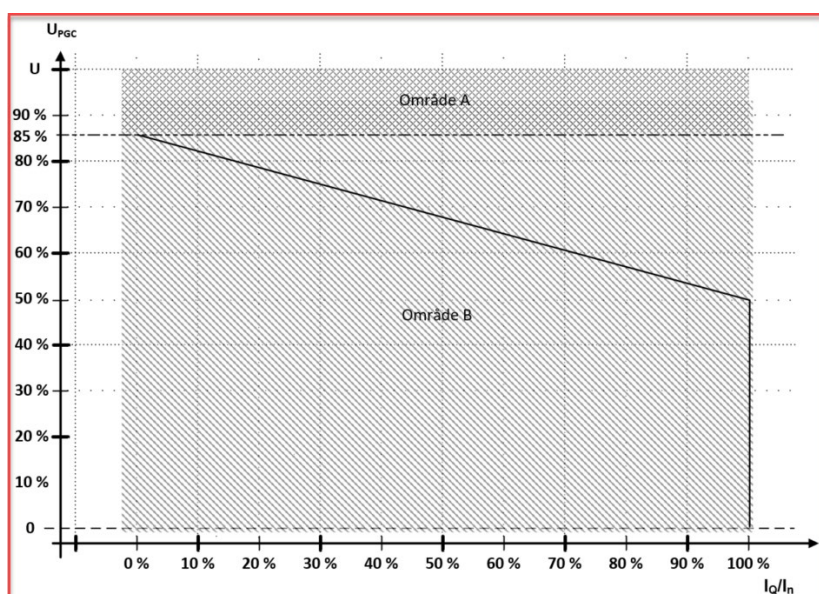
IQ/In linear from 0% - 100% at U_{pgc} : 0,90 p.u to 0,5p.u.

Reguleringen skal følge Figur X, så den reaktive tillægsstrøm (synkronkomponenten) efter 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$. På figur x angiver y-aksen den anvendte styrespænding for 50 Hz komponenten.

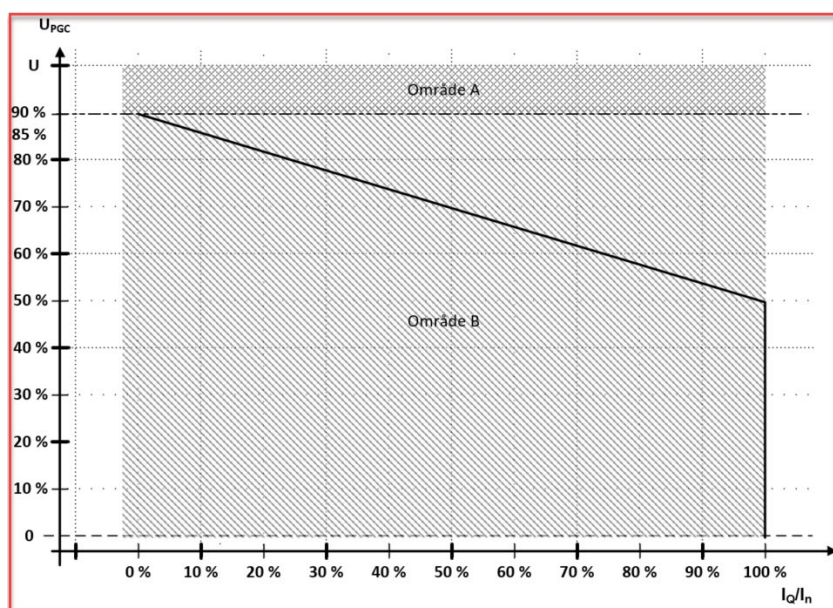
Med hensyn til styringskoncept for levering af reaktiv tillægsstrøm under spændingsdyk er det op til PPM-leverandøren at specificere, hvilken styrespænding der benyttes. Dette kan være mindst eller højeste yderspænding, respektive fasespænding. Alternativt kan den synkrone spændingskomponent benyttes, så længe karakteristikken angivet på Figur X kan overholdes for trefasefejl og på bortkobling af alle typer af asymmetriske fejl.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

CE:



N:



Ændret krav:

CE:

IQ/In linear from 0% - 100% at Upoc: 0,85 p.u to 0,5p.u.

N:

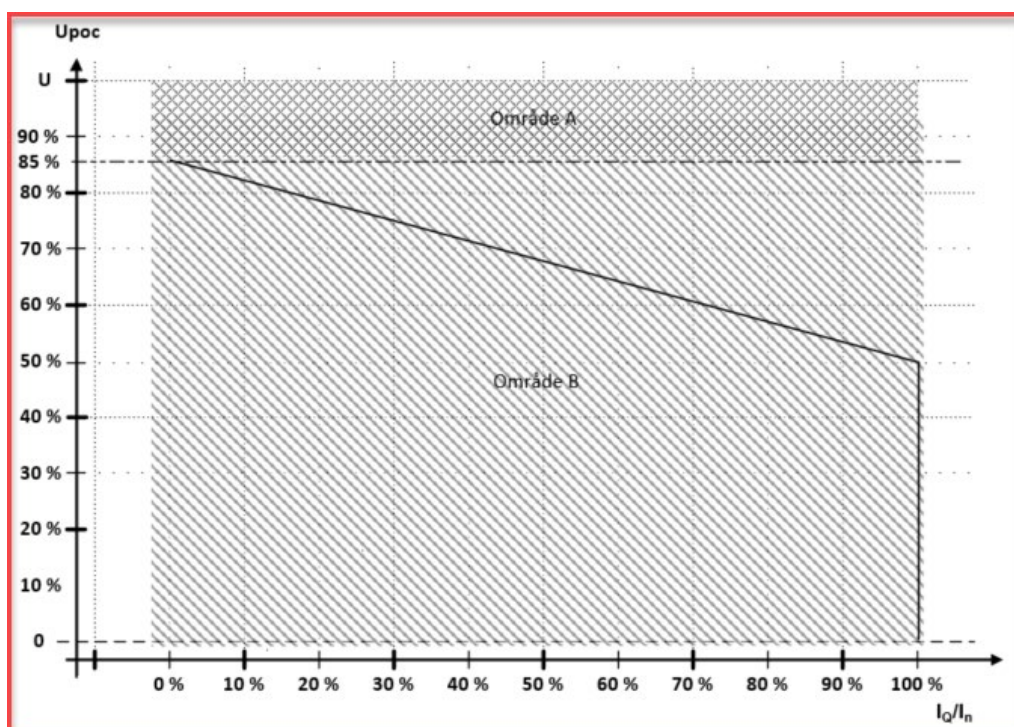
IQ/In linear from 0% - 100% at Upoc: 0,90 p.u to 0,5p.u.

Reguleringen skal følge den relevante karakteristik angivet på de to figurer herunder, for hhv. CE og N, så den reaktive tillægsstrøm (synkronkomponenten) efter 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$. På figurerne herunder, hhv. CE og N angiver y-aksen den anvendte styrespænding for 50 Hz komponenten.

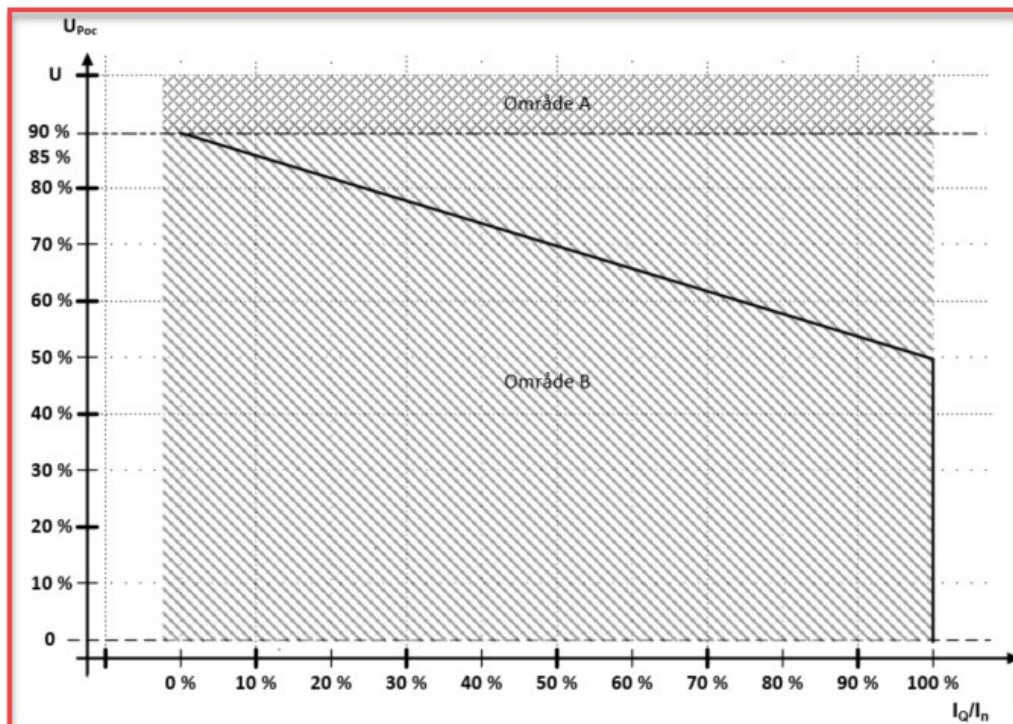
Med hensyn til styringskoncept for levering af reaktiv tillægsstrøm under spændingsdyk skal anlægsejer (evt. via PPM-leverandøren) specificere, hvilken styrespænding der benyttes. Dette kan være mindst eller højeste yderspænding, respektive fasespænding. Alternativt kan den synkrone spændingskomponent benyttes, så længe den relevante karakteristik angivet på de to figurer herunder, for hhv. CE og N, kan overholdes for trefasefejl og på bortkobling af alle typer af asymmetriske fejl.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

CE:



N:



Begrundelse for ændring:

Præcisering af figurerne i teksten og spændingen på y-aksen i figurerne anses for en rimeligt simpel ændring, men gøres i et forsøg på at undgå misforståelse af kravet. I nogle tilfælde har det nuværende krav givet anledning til uhensigtsmæssig og ukorrekt fortolkning og forståelse af kravet. Ændringen påvirker således ikke det funktionelle krav, men er af mere informativ karakter.

Figurerne for henholdsvis CE og N konsekvensrettes således også med opdateret tekst for y-aksen.

4.4 Rettet tekst i bilag 1 #2

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 20, stk. 2, litra b), nr. ii, ændres.

Eksisterende krav

CE:

$U_c < 0,85$ pu: start

$U_c > 0,85$ pu: start

N

$U_c < 0,90$ pu: start

$U_c > 0,90$ pu: start

Karakteristik af fast fault current er specificeret under RfG artikel 20, stk. 2, litra b).

Ændret krav

CE:

$U < 0,85$ pu: start

$U > 0,85$ pu: start

N:

$U < 0,90$ pu: start

$U > 0,90$ pu: start

Karakteristik af fast fault current er specificeret under RfG artikel 20, stk. 2, litra b).

Begrundelse for ændring

U_c udskiftes med en specifik pu-værdi. Dette gøres i et forsøg på at undgå misforståelse af kravet, da U_c i nogle tilfælde gav anledning til uhensigtsmæssig og ukorrekt fortolkning og forståelse af kravet. Ændringen påvirker således ikke det funktionelle krav, men er af mere informativ karakter.

4.5 Asymmetrisk fejlstrømsinjektion

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 20, stk. 2, litra c), ændres.

Det skal bemærkes, at når den anmeldte tekst kan ændres, ændres kravet om asymmetrisk fejlstrøm i udgangspunktet kun for transmissionstilsluttede produktionsanlæg.

Eksisterende krav:

Ingen krav om asymmetrisk fejlstrømsinjektion for nuværende.

Bemærkning:

Det fremgår af de godkendte krav i dag, jf. RfG artikel 20, stk. 2, litra b), at symmetrisk FFC skal leveres både ved symmetriske og asymmetriske fejl.

Ændret krav:

Med hensyn til symmetrisk fejlstrømsinjektion skal produktionsanlægget levere reaktiv tillægsstrøm, jf. karakteristikken i RfG artikel 20, stk. 2, litra b). Ved 1-fasede og 2-fasede fejl skal den synkrone spændingskomponent benyttes som styrespænding for den reaktive tillægsstrøm (I_Q/I_n).

Med hensyn til asymmetrisk fejlstrømsinjektion kan dette aftales med Energinet, i det omfang teknologien har mulighed for at respondere med asymmetrisk fejlstrøm i forbindelse med asymmetriske fejl, så længe krav til symmetrisk fejlstrømsinjektion overholdes.

Bemærkning:

Ændringen er i forhold til Energinets anmeldelse gældende for transmissionstilsluttede produktionsanlæg.

Begrundelse for ændring:

Det fremgår af de godkendte krav i dag, jf. RfG artikel 20, stk. 2, litra b), at symmetrisk FFC skal leveres både ved symmetriske og asymmetriske fejl. Dette er desuden underbygget af Forsyningstilsynets oprindelige afgørelse for godkendelse af Energinets krav i medfør af RfG.

Med den ønskede ændring ønsker Energinet at åbne for anvendelsen af asymmetrisk fejlstrømsinjektion på kontrolleret vis. Dette gøres i udgangspunktet ved at vurdere og validere aktørernes individuelle anlægsegenskaber og for at kunne drage bedst nytte af relevante anlægsegenskaber i produktionsanlæg.

I henhold til definitionerne under RfG artikel 20, stk. 3 litra a) skal det være muligt at indstille tiden T2 til mellem 5 og 30 sekunder. Derudover gælder det, at den maksimale gradient under reguleringen (mellem T0 og T2) ikke må overstige 25 % af Pn/s.

Begrundelse for ændring:

Der er som udgangspunkt normalt brug for, at anlæg efter FRT hurtigt returnerer til niveauet af aktiv effekt som før hændelsen. Denne funktion skal sikre og derved forbedre det for nuværende gældende krav, at anlæg i forbindelse med Post Fault Active Power Recovery (PFAPR) og anlæggets indsvingningsforløb har et begrænset oversving af aktiv effekt samt anvender niveauet for aktiv effekt som før hændelsen. Desuden giver funktionen mulighed for at indpasse en anlægsspecifik systemafhængig effektgradient.

4.7 Aftale om anvendelse af viklingskobler inden ION

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii), ændres.

Eksisterende krav:

Driftsmode betinget af ydelseslevering.

Produktionstelegraf anvendes til drifts- og driftspunktændringer.

For et transmissionstilsluttet anlæg af kategori D fastsættes den maksimalt tilladelige størrelse af maskintransformers/nettransformerens kortslutningsreaktans i samarbejde med den systemansvarlige virksomhed på baggrund af anlægsejerens anlægsstudier og stabilitetsanalyser. Den tilladelige værdi skal fremgå af nettilslutningsaftalen for anlægget.

Hvor der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, kan det aftales med den systemansvarlige virksomhed, at viklingskobleren må anvendes til opfyldelse af krav til reaktive reguleringsegenskaber. Hvis aftale indgås, skal det fremgå af nettilslutningsaftalen for anlægget.

Hvis der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, er anlægsejer ansvarlig for den rette koordinering mellem anlæggets reaktive reguleringsfunktioner og viklingskoblerregulering.

Ændret krav:

Driftsmode betinget af ydelseslevering.

Produktionstelegraf anvendes til drifts- og driftspunktændringer.

For et transmissionstilsluttet produktionsanlæg fastsættes den maksimalt tilladelige størrelse af maskintransformers/nettransformerens kortslutningsreaktans i samarbejde med Energinet på baggrund af anlægsejerens anlægsstudier og stabilitetsanalyser.

Den tilladelige værdi skal fremgå af nettilslutningsaftalen (evt. af et bilag), inden produktionsanlægget tildes EON.

Hvor der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, kan det aftales med Energinet, om viklingskobleren må anvendes til opfyldelse af krav til reaktive reguleringsegenskaber. Hvis aftale indgås, skal det fremgå af nettilslutningsaftalen (evt. af et bilag) for produktionsanlægget, inden produktionsanlægget tildes EON.

Hvis der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, er anlægsejer ansvarlig for den rette koordinering mellem anlæggets reaktive reguleringsfunktioner og viklingskoblerregulering.

Begrundelse for ændring:

Ændringen gennemføres, da de omtalte anlægskomponenter ikke er designet/dimensioneret ved indgåelse af nettilslutningsaftalen, og kravet kan således ikke overholdes i nuværende ordlyd. Det tekniske krav er fortsat det samme, men der er taget højde for tidspunktet for frembringelse af relevant data samt allokeret dette en separat plads, som forventes at ske i et bilag til nettilslutningsaftalen.

4.8 FRT: toggling

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 20, stk. 3, litra a), ændres.

Eksisterende krav:

Anlægget skal efter et indsvingningsforløb levere normalproduktion senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i nettilslutningspunktet er tilbage i området kontinuert drift. Effektreguleringen skal ske med en gradient på 20 % af anlæggets nominelle effekt.

Ændret krav:

Produktionsanlægget skal efter et indsvingningsforløb levere normalproduktion senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i tilslutningspunktet er tilbage i området kontinuert drift. Effektreguleringen skal ske med en gradient på 20 % af anlæggets nominelle effekt.

Efter endt FRT-forløb og spændingen er normaliseret i normaldriftsområdet, holdes produktionsanlægget i FRT-mode i yderligere 500 ms.

Med henblik på at sikre, at anlæg ikke toggler ind og ud af FRT-mode, skal produktionsanlægget kunne indstilles til at blive i FRT-mode mellem 100 - 500 ms. efter spændingen i tilslutningspunktet er normaliseret i normaldriftsområdet.

Medmindre andet aftales med Energinet, skal denne funktionalitet være aktiveret og indstillet til 500 ms.

Funktionen skal kunne deaktiveres.

Begrundelse for ændring:

Funktionaliteten skal afhjælpe FRT toggling, hvilket vil sige, at produktionsanlægget efter en fejl, hvor FRT har været anvendt, ikke skifter mellem normaldrift og FRT-mode grundet marginal lav systemspænding/måling.

Funktionaliteten skal således bidrage til sikker, forudsigelig og stabil anlægsdrift efter en hændelse i det kollektive elforsyningssystem. Anvendelse af hysteresis er ikke fundet fordelagtig i denne situation.

4.9 FRT: OVFR – Over Voltage Fault Ride Through

Under de nuværende krav er der ikke fastsat krav for Over Voltage Fault Ride Through (OVFR) i hverken RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) eller RfG artikel 16, stk. 3, litra a), nr. i).

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG artikel 16, stk. 3, litra a), nr. i), suppleres med krav til OVFR.

Eksisterende krav:

Der er ikke anmeldt eller godkendt krav for OVFR.

I tillæg til det eksisterende krav i RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG artikel 16, stk. 3, litra a), nr. i), tilføjes:

[Eksisterende krav for RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG artikel 16, stk. 3, litra a), nr. i)]

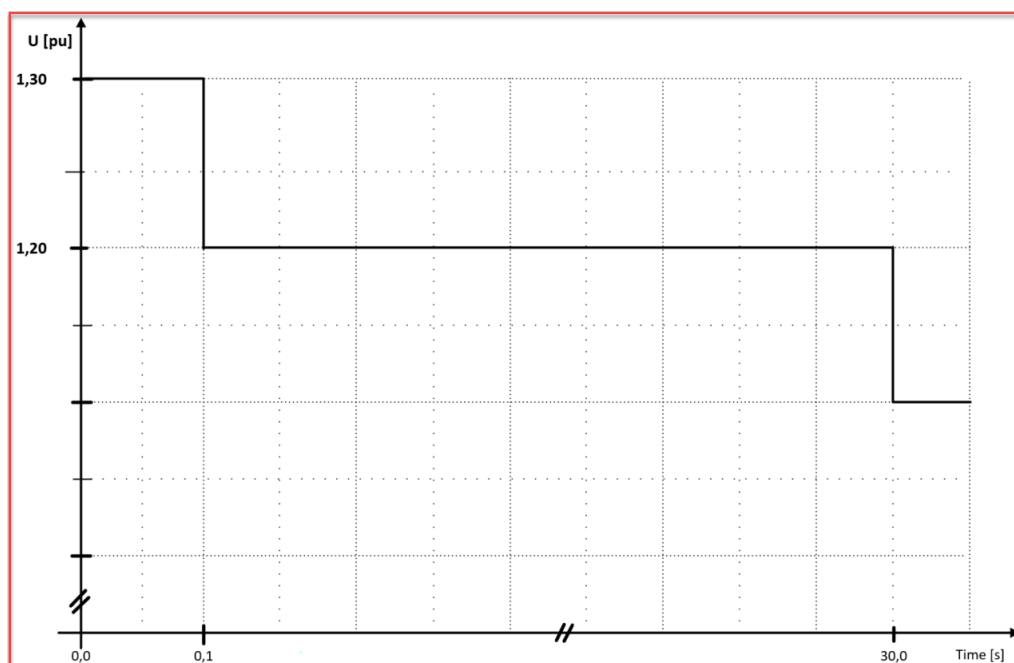
Produktionsanlægget skal forblive tilkoblet og i drift under spændingshændelsen.

Kravet til OVFR er gældende for symmetriske såvel usymmetriske spændingshændelser.

Den højeste fase-fase eller fase-jord spænding (effektivværdi) skal indgå i spændingsevalueringen.

Spænding og tid som definerer OVFR-profilen:

- 1,3 p.u. i 100 ms.
- 1,2 p.u. i 30 sek.



Figur 1: OVFR-profil for transmissionstilsluttede generatorer samt distributionstilsluttede generatorer, type B, C og D.

U er i forbindelse med OVFR den maksimale tilladte systemdriftsspænding, kontinuerle eller tidsbegrænsede spænding, for hvilken der repræsenterer den højeste værdi.

Begrundelse for ændring:

Med den accelererende tilslutning af VE-produktion i det samlede kollektive elforsyningssystem, ser Energinet det som nødvendigt at introducere OVFRT som et tilslutningskrav i denne revisionsperiode for derved reelt at opnå de nødvendige anlægsegenskaber inden for en acceptabel tidshorisont.

Kravet til OVFRT skal sikre, at produktionsanlæg af type B, C og D ikke bortkobler fra det kollektive elforsyningssystem i forbindelse med korte forløb, hvor systemspændingen kortvarigt er over den maksimalt tilladte driftsspænding.

Overspændingssituationerne kan opstå ved forskellige scenarier, eksempelvis ved bortkobling af fejl (fault clearing), fase til jord fejl, udfald af betydelig mængde af produktion eller forbrug, kobling af reaktive komponenter m.fl.

Flere lande har allerede introduceret tilslutningskrav for OVFRT-egenskaber i de respektive nationale tilslutningskrav, flere i forbindelse med implementering af EU-forordningen. Dertil anvendes OVFRT også i andre landes elektricitetssystemer uden for de synkronområder, vi normalt fastsætter krav sammen med.

4.10 FRT for gentagende fejl

Under de nuværende krav er der ikke fastsat krav for FRT for gentagende fejl, hverken i RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) eller RfG 16, stk. 3, litra a), nr. i).

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG 16, stk. 3, litra a), nr. i), suppleres med krav til FRT for gentagende fejl.

Eksisterende krav:

Der er ikke anmeldt krav i forhold til gentagende fejl.

I tillæg til det eksisterende krav i RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG 16, stk. 3, litra a), nr. i), tilføjes:

[Eksisterende krav for RfG artikel 14, stk. 3, litra a), nr. i) og RfG artikel 16, stk. 3, litra a), nr. i)]

Gentagende fejl i det kollektive elforsyningssystem, spændingsdyk, må ikke udkoble produktionsanlægget, medmindre de allerede fastsatte krav i Bilag 1.C overskrides.

Produktionsanlægget skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødforsyning og andet til at opfylde nedenstående, gældende for alle typer at systemfejl, spændingsdyk, i tilfælde af individuelle fejl og gentagende fejl, hvor langsom og hurtig genindkobling anvendes:

- Produktionsanlægget skal blive i drift i tilfælde af gentagende fejl, hvor det akkumulerede spændingsdyk, inden for et 10-sekunders vindue, ikke overskrider robusthedskravene jf. Bilag 1.C i forhold til dybde og tid af spændingsdyk.
 - o Yderligere skal anlægget som minimum kunne klare 2 spændingsdyk til mellem 0.0-0.6 pu inden for 2 sekunder, hver af varighed op til 150 ms og adskilt af mindst 300 ms., hvor spændingen har været over 0.6 pu.
 - o Produktionsanlægget må udkoble i tilfælde af mere end 2 individuelle fejl med spændingsdyk til under 0.6 pu i løbet af 10 sekunder.
- Produktionsanlægget må udkoble i tilfælde af mere end 4 individuelle fejl med spændingsdyk til under 0.6 pu i løbet af 5 minutter.

- Produktionsanlægget må udkoble i tilfælde af mere end 10 individuelle fejl i løbet af 30 minutter.

Individuelle fejl er defineret som værende spændingsdyk under den nedre grænse for det definerede normaldriftsområde adskilt af mere end 2 sekunder. Gentagende fejl grundet genindkobling betragtes ikke som individuelle fejl.

Spændingens synkronkomponent anvendes ved spændingsevaluering.

Begrundelse for ændring:

Som følge af udviklingen i og omstillingen af det kollektive elforsyningssystem er der konstant fokus på systemstabilitet og robusthed, dels systemrobusthed men også robusthed fra de enkelte produktionsanlæg. Inden RfG blev gennemført i perioden fra 2016 til 2019, var der i de eksisterende tekniske forskrifter fastsat krav omhandlende gentagende fejl. Dette var således gældende for sol (TF 3.2.2), vind (TF 3.2.5) samt termiske anlæg (TF 3.2.3).

I forbindelse med gennemførelse af RfG blev der ikke lagt vægt på situationer med gentagende fejl og sikring mod sådanne hændelser er således ikke inkluderet. Situationen og fokus har dog ændret sig væsentligt i forhold til dette, og derfor fremsættes der nu en opdateret krav om robusthed for gentagende fejl.

4.11 Power Oscillation Damping (POD)/(FPO) for PPM

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene i henhold til RfG artikel 21, stk. 3, litra f), ændres.

Eksisterende krav:

PPM POD behov og performance afklares med aktørinddragelse i 2018/2019.

Ændret krav:

For PPM gælder

- Effekt-oscillationer genereret af anlægget, med frekvenser lig med og over 0,1 Hz, må ikke overstige den mindst restriktive af:
 - o $\pm 0,5$ % af den aktuelle effektproduktion
 - o $\pm 0,25$ % af anlæggets nominelle effekt.
- Effekt-oscillationer, som overskrider denne grænse, skal dæmpes til ovennævnte grænseværdier inden for 180 sekunder efter overskridelsen.
- Egenskab for dæmpning af effekt-oscillationer gælder for alle spændinger inden for det tidsbegrænsede og tidsbegrænsede driftsspændingsområde.
- Kravet gælder og eftervises ved normale, stabile forhold i tilslutningspunktet og efter enkelte hændelser uden for produktionsanlægget. Ved gentagne hændelser i det kollektive elforsyningssystem skal anlæggets potentielle affødte effektoscillationer være dæmpet til de acceptable niveauer inden for 180 sekunder efter den seneste hændelse i det kollektive elforsyningssystem.

Begrundelse for ændring:

Kravet for Power Oscillation Damping introduceres, da det kollektive elforsyningssystem står over for en massiv penetration af produktionsanlæg baseret på effektelektronik. Tidspunktet for introduktion ses derfor som det rettidige. Funktionaliteten bidrager med stabiliserende egenskaber for det kollektive elforsyningssystem som følge af reduktion af interaktion mellem tilsluttede effektelektronikbaserede produktionsanlæg.

5. Præciseringer af krav fra Energinet, som skal aftales

Energinet skal i medfør af RfG aftale en række anlægsspecifikke krav med anlægsejer (og den relevante systemoperatør). Af hensyn til at sikre ikke-diskrimination og for at skabe transparens præciseres Energinets udgangspunkt til de anlægsspecifikke krav, som skal aftales i medfør af RfG:

- Initiering af logning – RfG artikel 15, stk. 6, litra b), nr. ii).
- Spændingskontrol (Q-prioritet) – RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vi).
- Simulering af Q-U/Pn krav synkrone anlæg – RfG artikel 18, stk. 2, litra b), nr. i).
- Simulering af Q-U/Pn krav asynkrone anlæg – RfG artikel 21, stk. 3, litra b), nr. i).
- FRT-overgang – RfG artikel 21, stk. 3, litra b, nr. i).

5.1 Initiering af logning

Energinet præciserer følgende for så vidt angår RfG artikel 15, stk. 6, litra b), nr. ii).

Præcisering:

Det præciseres, at fejlskriveren skal logge data ved følgende hændelser:

1. Når spændingen i POC kommer uden for driftsspændingsområdet:
 - a. DK1 (CE):
 - i. For 110 kV til 300 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,118 pu
 - ii. For 110 kV til 300 kV tilslutning: $\leq 0,85$ pu
 - iii. For 110 kV til 300 kV tilslutning: $\geq 1,15$
 - iv. For 300 kV til 400 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - v. For 300 kV til 400 kV tilslutning: $\leq 0,85$ pu
 - vi. For 300 kV til 400 kV tilslutning: $\geq 1,10$
 - b. DK2 (N):
 - i. For 110 kV til 300 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - ii. For 300 kV til 400 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - iii. For 110 kV til 300 kV tilslutning: $\geq 1,1$
 - iv. For 300 kV til 400 kV tilslutning: $\geq 1,10$
2. Når frekvensen i POC kommer uden for normalområdet:
 - a. DK1 (CE):
 - i. ± 200 mHz
 - b. DK2 (N):
 - i. ± 500 mHz
3. Ved aktivering af systemværn (5 trin til nedregulering)
4. Ved aktivering af anlæggets beskyttelsesfunktioner, inklusiv
 - o anlægsudkobling (bortkobling fra elsystemet)
 - o anlægsdriftsstop.

Begrundelse:

Præciseringen skal tjene til forenkling af generel kravforståelse og godkendelsesproces.

5.2 Spændingskontrol – Q prioritet

Energinet præciserer følgende, for så vidt angår RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vi).

Præcisering:

For produktionsanlæg i spændingskontrol har reaktiv effekt prioritet over aktiv effekt.

Begrundelse:

Præciseringen skal tjene til forenkling af generel kravforståelse og godkendelsesproces.

5.3 Simulering af Q-U/Pn krav for synkrone anlæg

Energinet præciserer følgende for så vidt angår RfG artikel 18, stk. 2, litra b), nr. i).

Præcisering:

1. Eftervisning af Q-U/Pn-compliance skal foretages i en tidsdomænesimulering.
2. Ved eftervisning af Q-U/Pn-compliance skal simuleringen gennemføres, således, at P ikke ændres ($P = P_n$), og at det er evnen til at levere tilstrækkeligt Q, der vurderes.
3. Der accepteres en kortvarig transient ændring af P i en tidsdomænesimulering efter momentane spændingsændringer ved eftervisning af Q-U/Pn.
4. I forbindelse med eftervisning af Q-U/Pn kravene må anlægsejer ikke indstille egne passive komponenter, fx viklingskoblere og shunt-elementer, i en mere gunstig driftsposition end det for anlægget normale driftspunkt ved den forventede normaldriftsspænding i POC og fuld aktiv effekt (P_n). P_n er her den anførte værdi i tilslutningsaftalen.

Begrundelse:

Præciseringen skal tjene til forenkling af generel kravforståelse og godkendelsesproces.

5.4 Simulering af Q-U/Pn krav for asynkrone anlæg

Energinet præciserer følgende for så vidt angår RfG artikel 21, stk. 3, litra b), nr. i).

Præcisering:

1. Eftervisning af Q-U/Pn-compliance skal foretages i en tidsdomænesimulering.
2. Ved eftervisning af Q-U/Pn-compliance skal simuleringen gennemføres således, at P ikke ændres ($P = P_n$), og at det er evnen til at levere tilstrækkeligt Q til tiden, der vurderes.
3. Der accepteres en kortvarig transient ændring af P i en tidsdomænesimulering ved eftervisning af Q-U/Pn. Efter en ændring i spænding skal den momentane ændring i aktiv effekt være indreguleret til en maksimal afvigelse på 1% efter maksimalt 2 sekunder.
4. Når anlægget reguleres ud i hjørnerne af Q-U/Pn diagrammet, skal leveringen af reaktiv effekt ske jævnfør artikel 21.3.d.iv, hvor 90 % af den reaktive effekt skal leveres inden for 1 sekund (t_1) og 100 % inden for 5 sekunder (t_2). Tolerancer accepteres ikke ved eftervisning på simuleringsmodel til ION, men ved eftervisning af kravet på det fysiske anlæg accepteres en steady-state error (tolerance) på 5 % af maksimal reaktiv effekt (5 % af 0.33 p.u.). Tolerancen på 5 % har til formål at tilgodese komponenttolerancer og måleusikkerheder på det fysiske anlæg.
5. I forbindelse med eftervisning af Q-U/Pn-kravene må anlægsejer ikke indstille egne passive komponenter, fx viklingskoblere og shunt-elementer, i en mere gunstig driftsposition end det for anlægget normale driftspunkt ved forventede normaldriftsspænding i POC og fuld aktiv effekt (P_n). P_n er her den anførte værdi i tilslutningsaftalen. Compliance opnås, når det dokumenteres, at indregulering jævnfør artikel 21.3.d.iv, og kravet om t_1 og t_2 er opnået uden reduktion af P_n .

Begrundelse:

Præciseringen skal tjene til forenkling af generel kravforståelse og godkendelsesproces.

5.5 FRT-overgang

Energinet præciserer følgende for så vidt angår RfG artikel 21, stk. 3, litra b, nr. i).

Præcisering:

Den reaktive fejlstrøm skal betragtes som en tillægsstrøm, i forhold til før FRT-mode aktiveres. Hvis anlægget allerede leverer en større reaktiv strøm i nettilslutningspunktet end krævet jf. karakteristikken i figurerne for hhv. synkronområde CE og N, skal denne strøm som minimum fastholdes ved skift til FRT-mode.

Begrundelse:

Præciseringen skal tjene til forenkling af generel kravforståelse og godkendelsesproces.

6. De konkrete ændringer

De konkrete ændringer fremgår af vedlagte bilag 1, som viser RfG Bilag 1, version 1B, i henhold til ovennævnte artikler i RfG. Bilag 1D med korrigerede figurer inkluderes til Forsyningstilsynets godkendelse.

RfG Bilag 1, version 2, vil være det gældende RfG Bilag 1 efter Forsyningstilsynets godkendelse af anmeldelsesudgave 1B.

7. Høring og inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår.

Energinet har derfor involveret påvirkede aktører ved et opstartsmøde den 10. maj 2022 samt fire efterfølgende arbejdsgruppemøder hhv. den 18., 24. og 31. maj samt 17. juni 2022. Møderne er blevet annonceret offentligt på Energinets hjemmeside, hvor interesserede parter har kunne tilmelde sig opstartsmødet og/eller det efterfølgende arbejdsgruppeforløb.

Energinet har sat kravændringerne i offentlig høring på Energinets hjemmeside fra den 8. juli 2022 til 19. august 2022 og har sendt link til høringen direkte til aktørerne angivet i afsnit 7.1 *Høringsparter*.

Høringskommentarerne med Energinets overordnede og individuelle svar vil blive samlet og offentliggjort hurtigst muligt efter færdiggørelse af Energinets høring.

7.1 Høringsparter

Atkins
BeGreen A/S
Better Energy A/S
Cerius/Radius
Converdan
Copenhagen Infrastructure Partners
COWI A/S
Dansk Vindenergi ApS
Dath Consulting ApS
DEIF A/S
Energistyrelsen
European Energy A/S
Eurowind Energy
Eurowind Energy A/S
Eurowind Project A/S
Forsyningstilsynet
FRD Denmark
Green Power Denmark
GreenGo Energy A/S
Grønnegaard I/S
Jysk Energi Teknik A/S
L-Engineering A/S
Migra Teknik
N1
Nexel A/S
Next Consult ApS
NOE NET A/S
PNN
RAH
Rambøll
Scandinavian Energy Contractor
Siemens
Sungrow EMEA
TREFOR EI-net A/S
uj-cosult.dk
Vestas Wind Systems A/S
VestJyske Net Service
Vores Elnet
Wind Estate A/S
Ørsted