

Prosjektnotat

Innføring av FRT-krav til DG-enheter

Konsekvenser for nettselskapene

VERSJON

1.0

DATO

2017-06-23

FORFATTER(E)

Magne Lorentzen Kolstad

OPPDRAGSGIVER(E)

REN AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

André Indrearne

PROSJEKTNR

502000645

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

15

SAMMENDRAG

Dette arbeidsnotatet tar for seg konsekvenser av innføring av nye krav fra EU vedrørende nettilknytning av produksjon. Disse kravene er gitt i nettkoden *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)*. Dette notatet fokuserer på krav til fault-ride-through (FRT) egenskaper for produksjonsenheter tilknyttet i distribusjonsnettet.

Notatet beskriver hvordan RfG skal implementeres i Norge og hvilke FRT-krav som stilles til distribuert produksjon. Videre diskuteres hvilke konsekvenser innføringen av FRT-krav til distribuert produksjon vil få.

UTARBEIDET AV

Magne Lorentzen Kolstad

SIGNATUR



GODKJENT AV

Henning Taxt

SIGNATUR



PROSJEKTNOTAT NR

AN.17.12.32

GRADERING

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
1.0	2017-06-23	Endelig versjon

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Innføring av RfG	6
2.1	Hva er RfG?	6
2.2	Innhold RfG	6
2.3	Implementering av RfG i Norge	7
2.4	Endringer i forhold til dagens praksis	8
3	Krav til FRT i RfG	9
3.1	Formål med FRT krav	9
3.2	FRT-krav i RfG.....	9
3.3	Nasjonal implementering.....	10
3.3.1	Fastsetting av spenningsprofil	10
3.3.2	Betingelser for analysen	11
4	Konsekvenser av FRT-krav for nettselskaper	12
4.1	Tilknytningsprosess.....	12
4.2	FRT-krav	12
4.3	Datautveksling	13
4.4	Utførelse av dynamiske analyser	13
4.5	Rolleavklaring.....	13
4.6	Kravetterlevelse	14
5	Oppsummering	15

1 Innledning

Dette arbeidsnotatet er utarbeidet i forskningsprosjektet DGnett – alternative løsninger for integrasjon av distribuert produksjon. Blant målene i prosjektet er å evaluere dagens krav til transient stabilitet i distribuert produksjon og påpeke det relaterte kunnskapsbehovet. Det er i dag opp til hvert enkelt nettselskap å stille tekniske krav til DG-enheter i sitt nett. Det er derfor stor variasjon i hvilke krav som stilles angående transient stabilitet. Dette vil endres med innføring av nye nettkoder fra EU hvor det blant annet stilles krav til *fault-ride-through* (FRT) egenskaper for alle produksjonsenheter større enn 1,5 MW.

Dette notatet vil ta for seg nettkoden som omhandler tilknytning av produksjonsenheter: *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* (RfG). Denne koden er omfattende og det vil i dette notatet kun fokuseres på de deler av koden som omhandler krav til transient stabilitet, eller FRT-egenskaper, for kraftverk <10 MW tilknyttet distribusjonsnettet.

Arbeidsnotatet er basert på tilgjengelig informasjon om implementeringsarbeidet av nye nettkoder samt resultater fra en workshop arrangert av forskningsprosjektene DIPTES og DGnett på Gardermoen 7.21.2016. Temaet for workshopen var krav til transient stabilitet i småkraftverk og betydning for nettselskapene. Følgende selskaper deltok på workshopen:

- SINTEF Energi
- Statnett
- NVE
- REN
- NTE Nett
- Lyse Elnett
- Helgeland Kraft Nett
- Eidsiva Nett
- Troms Kraft Nett
- SFE Nett
- Sunnfjord Energi Nett
- BKK Nett
- Skagerak Nett

2 Innføring av RfG

2.1 Hva er RfG?

ENTOSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) har på oppdrag fra ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) utviklet flere nettkoder som omhandler alt fra kraftmarked, systemdrift, til funksjonskrav ved tilknytning til nettet. Nettkodene er ment som et verktøy for å møte Europas krav til lavere CO₂-utslipp, sikre et pålitelig og konkurransedyktig energisystem, samt legge til rette for et integrert europeisk marked for elektrisitet.

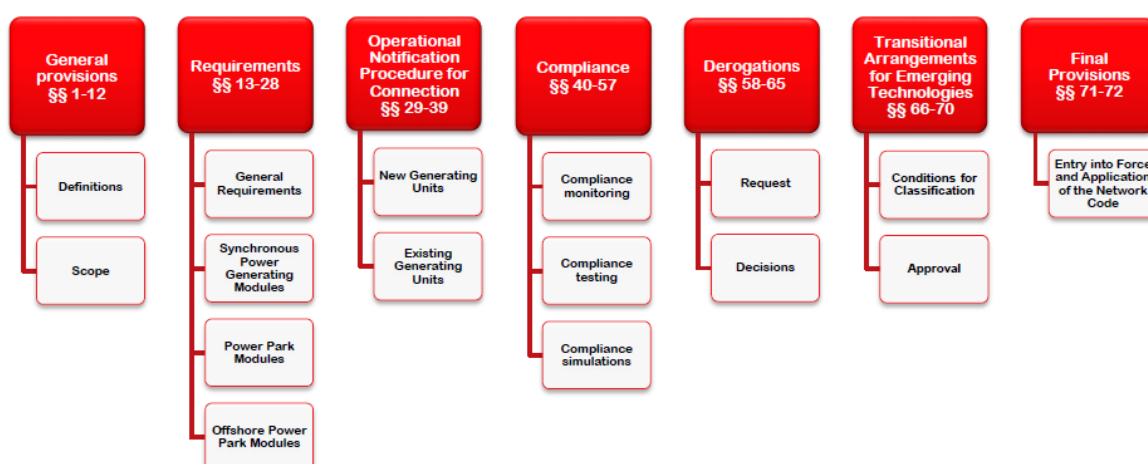
Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG) er nettkoden som omhandler krav til generatorer som skal tilknyttes nettet. Den skal i utgangspunktet gjelde for nye tilknytninger eller ved vesentlige endringer i eksisterende tilknytninger.

2.2 Innhold RfG

RfG inneholder en rekke tekniske funksjonskrav ved nettilknytning av generatorer, hvordan kravetterlevelse skal dokumenteres, samt hvordan avvik fra koden skal håndteres. En oversikt over innholdet i koden er vist i Figur 1.

Statnett

Oversikt over Requirements for Generators (RfG)



Fremtiden er elektrisk

Figur 1 Oversikt over innholdet i RfG (kilde: statnett.no)

RfGen stiller krav til alle produksjonsanlegg over 800 W og omhandler:

- Generelle krav til produksjonsanlegg
- Spesifikke krav for synkrongeneratorer
- Spesifikke krav for kraftparkmoduler

Hvor strenge krav som stilles til produksjonsanlegget er avhengig av merkeeffekten og spenningsnivået i tilknytningspunktet. RfG skiller mellom fire klasser produksjonsanlegg fra A til D som vist i Tabell 1 hvor det stilles minst krav til klasse A og strenges krav til klasse D.

Tabell 1 Klasseinndeling av produksjonsanlegg i henhold til RfG. Terskel merkeeffekt vil si minste merkeeffekt hvorfra et produksjonsanlegg tilhører en angitt klasse.

Type produksjonsanlegg	Spenningsnivå i tilknytningspunktet	Terskel merkeeffekt
A	< 110 kV	0,8 kW
B	< 110 kV	1,5 MW
C	< 110 kV	10 MW
D	< 110 kV	30 MW
	> 110 kV	Alle

De tekniske funksjonskravene i RfGen omhandler:

- Frekvensstabilitet
- Spenningsstabilitet
- Robusthet
- Gjenoppretting av kraftsystemet
- Generell systemutføring

En del av de tekniske kravene er fullstendig definert i koden, mens andre krav skal fastsettes innenfor gitte rammer for å gi rom for tilpasning til nordiske, norske, eller lokale forhold. Dette vil være en del av det nasjonale implementeringsarbeidet.

2.3 Implementering av RfG i Norge

I EU trådte RfG i kraft 17. mai 2016 og koden vil nå bli implementert i alle medlemslandene. Det er satt en overgangsperiode på tre år til nasjonale implementeringsprosesser før koden skal være gjeldende i medlemslandene. Spesifisering av nasjonale krav skal være gjort innen to år, før de ulike aktørene vil bli gitt ett år på å tilpasse seg de nye kravene. Det vil si at koden først vil bli gjeldende vår/sommer 2019.

Norge er gjennom EØS-avtalen forpliktet til å implementere alle nye regler fra EU som omhandler det indre markedet. Dette vil med all sannsynlighet gjelde for alle nettkodene. Norge har mulighet til å motsette seg EU-vedtak gjennom reservasjonsretten, men har aldri tidligere benyttet seg av denne muligheten. Kodene vil først bli gjeldende i Norge etter at de tatt inn i EØS-avtalen og vil da bli tatt inn som en del av norsk lovgivning. Dersom kodene blir tatt inn i EØS-avtalen vil samme implementeringsprosedyre gjelde i Norge som i de andre medlemslandene. Det vil si at koden sannsynligvis også vil bli gjeldende i Norge fra vår/sommer 2019.

Statnett har fått mandat fra NVE om å gjennomgå innholdet i koden i samarbeid med bransjen og komme med en oversikt over hvor tilknytningskoden vil føre til endringer i forhold til dagens praksis, samt komme

med forslag til hvordan koden skal implementeres i Norge. Dette arbeidet er ventet å være ferdig i tredje kvartal 2017. Implementeringsarbeidet vil bestå av spesifisering av nasjonale krav og avklaring av fremtidige roller og ansvarsområder når det gjelder: tilknytning av nye anlegg eller ved endringer i eksisterende anlegg, følge opp kravetterlevelse, og innvilgning av eventuelle avvik. Kun 6 av 53 tekniske krav er fullstendig definert i koden. For de andre kravene er det muligheter for tilpassinger i henhold til nordiske, norske eller lokale forhold innenfor gitte rammer.

2.4 Endringer i forhold til dagens praksis

I henhold til § 14 i Forskrift om systemansvar (FoS) skal systemansvarlig i dag godkjenne alle nye anlegg, eller endring av eksisterende anlegg som kan påvirke driften i regional- og sentralnett. Systemansvarlig behandler og fatter vedtak i enkeltsaker basert på krav som er beskrevet i Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS). Behov eller ønske om avvik fra FIKS blir vurdert i hvert enkelt tilfelle. For nye anlegg, eller endring av eksisterende anlegg tilknyttet distribusjonsnett er det opp til det aktuelle nettselskapet og stille krav til funksjonalitet så sant anlegget ikke er ventet å ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og sentralnett. Det er i dag store forskjeller mellom de ulike nettselskapene når det kommer til hvilke krav som stilles til produksjonsenheter i distribusjonsnett. Med innføring av de nye nettkodene vil tekniske funksjonskrav til produksjonsanlegg bli en del av norsk lov og ikke en veileder slik som FIKS er i dag. Det vil også stilles krav til produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett.

3 Krav til FRT i RfG

3.1 Formål med FRT krav

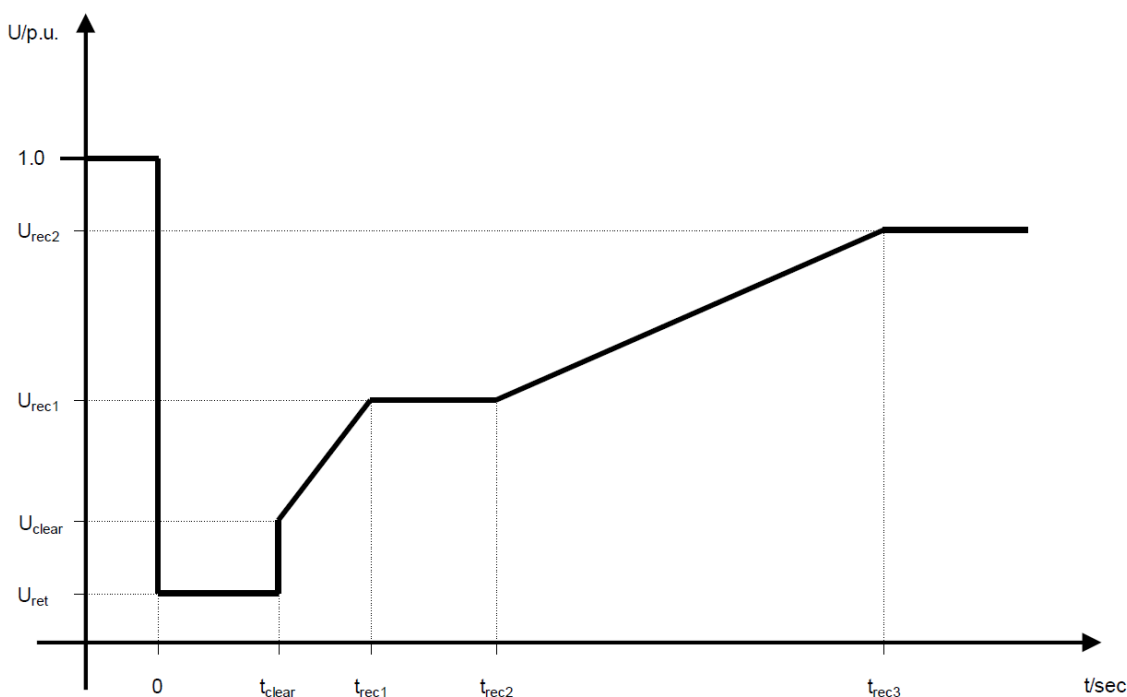
Målet med FRT kravene i RfG er å hindre at produksjonsanlegg frakobles nettet ved normal feilklarering på høye spenningsnivåer (≥ 110 kV). Formålet med dette er å unngå mer alvorlige hendelser som frekvenskollaps i et synkronområdet eller overlast som i sin tur kan føre til kaskaderende utkoblinger. Krav til FRT-egenskaper også for DG-enheter vil være viktig for kraftsystemet, spesielt dersom produksjonen fra DG utgjør en stor del av den totale produksjonen i et området. Argumentene for å sette FRT-krav også til mindre produksjonsanlegg er nettopp at det har vært en stor utvikling i antall mindre produksjonsanlegg de siste årene og produksjonen fra disse kan i enkelte driftstimer dekke en stor andel av den totale lasten i enkelte områder. De tekniske egenskapene til disse produksjonsenhetene har dermed fått større betydning for egenskapene til kraftsystemet.

Inntrykket fra prosjektene DGnett og DIPTEST er at prosjektdeltagerne er enige i formålet med kravene til FRT.

3.2 FRT-krav i RfG

Distribuert produksjon i Norge dreier i all hovedsak seg om produksjonsanlegg av type A og B. For produksjonsanlegg av type A, det vil si opp til 1,5 MW, stilles det ingen krav til FRT-egenskaper i RfG da det ble konkludert med at dette ville bli for ressurskrevende å håndheve.

For type B generatorer skal systemoperatøren fastsette en spenningsprofil som vist i Figur 2. Spenningsprofilen skal fastsettes ved hjelp av en rekke spennings- og tidsparametere angitt i figuren, innenfor intervallene gitt i Tabell 2. Denne spenningsprofilen representerer fasespenningen i tilknytningspunktet under en symmetrisk feil og angir den laveste spenningen under og etter en feil hvorpå produksjonsenheten skal forbli til koblet til nettet og returnere til stabil drift.



Figur 2 FRT kurve for produksjonsanlegg angitt i RfG.

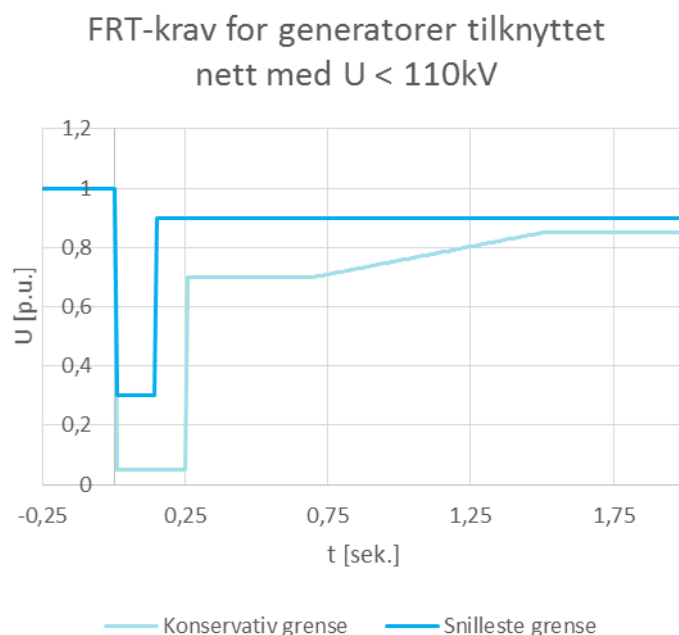
Tabell 2 Parametere for FRT-kurve angitt i RfG.

Spenningsparametere (pu)		Tidsparametere (sekunder)	
U_{ret} :	0,05-0,3	t_{clear} :	0,14-0,25
U_{clear} :	0,7-0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1}-0,7$
U_{rec2} :	0,85-0,9 and $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2}1,5$

3.3 Nasjonal implementering

3.3.1 Fastsetting av spenningsprofil

Figur 3 viser snilleste og strengeste krav til spenningsprofil i henhold til intervallet gitt i RfG for generatorer tilknyttet nett med nominell spenning mindre 110 kV. Endelig krav til spenningsprofil bør fastsettes basert på hvilke feilklareringstider og restspenninger det er forventet at kan oppstå ved feil i nett med driftsspenning over 110 kV. I tillegg bør kostnader knyttet til overholdelse av kravene vurderes opp mot andre tiltak som kan redusere sannsynligheten eller konsekvensen av kritiske feil, som for eksempel tiltak for å redusere feilklareringstider.



Figur 3 Snilleste og strengeste krav til spenningsprofil i henhold til intervallet i RfG for generatorer tilknyttet nett med spenningsnivå under 110 kV.

Som tidligere nevnt, er målet med FRT-kravene i RfG å hindre at produksjonsanlegg frakobles nettet ved normal feilklarering på høye spenningsnivåer ($\geq 110\text{ kV}$). En naturlig fremgangsmåte for å fastsette krav til spenningsprofil vil derfor være å undersøke hvilke feilklareringstider som kan forventes ved feil i nett med spenning over 110 kV, samt hvilke restspenninger slike feil vil føre til i distribusjonsnettet. Feil i transmisjon- og regionalnettet kan spre seg over store geografiske områder og således påvirke mange kraftverk, men alle kraftverkene ser nødvendigvis ikke den samme lave spenningen. Restspenningen i tilknytningspunktet til et kraftverket vil være avhengig av restspenningen på feilstedet, impedansen mellom

kraftverket og feilstedet, og produksjon i kraftverket samt eventuell produksjon i andre nærliggende kraftverk. Kraftverk som er lokalisert langt unna feilstedet vil se en høyere spenning enn kraftverk som ligger nærme feilstedet. Dersom et kraftverk leverer høy effekt vil det også se en høyere spenning ved feil i overliggende nett enn om det leverte lite effekt. Dette er et viktig moment ved fastsetting av laveste spenning i FRT-kurven, siden hensikten med FRT-kravene er å unngå utfall av store mengder produksjon som kan få konsekvenser for stabiliteten til kraftsystemet.

I henhold til FIKS er det i direktejordet nett krav til feilklarering innen 100 ms, mens i isolerte eller kompenserte nett skal kortslutninger kobles fra innen 400 ms. I praksis vil feil som gir liten eller ingen restspenning klareres innen 100 ms, også i isolerte og kompenserte nett. Minste krav til kritisk feilklareringstid i RfG, 140 ms., vil dermed sannsynligvis være tilstrekkelig i de fleste tilfeller. Ved svikt i vernsystemer tillates det i henhold til FIKS, feilklareringstider på inntil 400 ms. og 1 s. avhengig av feilsted, for henholdsvis direktejordet nett og isolerte/kompenserte nett. Lengste krav til kritisk feilklareringstid i RfG er 250 ms. Det er dermed ikke rom for å sette krav til kritisk feilklareringstid høgt nok til å garantere FRT for alle generatorer i situasjoner med svikt i vernsystem. Fokuset bør heller være på å minimere konsekvensene av slike situasjoner. Kritisk feilklareringstid for en generator vil være avhengig av spenningen under feil. For en gitt generator vil kritisk feilklareringstid være lenger ved 30 % restspenning enn ved 0 % restspenning. Som nevnt tidligere vil ikke alle produksjonsenheter se samme lave spenning under en feil. Å sette krav til kritisk feilklareringstid høyere enn minimumskravet, eller sette en lavere restspenning ved feil enn det som oppstår ved normale feilforløp, vil derfor være tiltak som vil kunne redusere konsekvensene av situasjoner med feil i vernsystemer.

Strengere krav til FRT-egenskaper for mindre kraftverk vil føre til en kostnadsøkning ved bygging av nye kraftverk. En konsekvens av dette kan være at enkelte kraftverk ikke blir bygd. Roterende masse er en viktig parameter i forbindelse med FRT-egenskaper til et kraftverk. I følge Norconsult vil en økning i en generators h-verdi på 50 %, føre til en kostnadsøkning på 5 – 15 %. I tillegg kan det komme økte kostnader til stasjonsbygget som følge av en større og tyngre generator (større hall, større kran osv.). Kostnader knyttet til å redusere reaktansverdier er trolig en del lavere. Fastsetting av krav til generatorer bør ha som mål å sikre et stabilt og robust kraftsystem i fremtiden, med enda større andel distribuert produksjon enn vi ser i dag, samtidig som det ikke må stilles unødvendig strenge krav som i sin tur kan hindre videre utbygging av distribuert produksjon.

Gjenoppretting av spenningen i nettet etter en feil er også avhengig av flere faktorer og det er vanskelig å analysere seg fram til en anbefaling. En mulig fremgangsmåte kan være og studere målinger gjort ulike steder i nettet ved forskjellige typer feil.

3.3.2 Betingelser for analysen

Et produksjonsanleggs FRT-egenskaper er avhengig av flere forhold i nettet og i produksjonsanlegget før og etter feil. I følge RfG skal det aktuelle nettselskapet oppgi følgende verdier som grunnlag for beregninger av FRT-egenskaper:

- Minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet før og etter feil.
- Produksjonsenhetens driftspunkt (aktiv og reaktiv effekt) før feil
- Spenningen i tilknytningspunktet før feil

Koden åpner også for at det kan benyttes generiske verdier. Det er systemansvarlig som skal spesifisere hvordan de nevnte verdiene skal fastsettes. Dette vil være en del av det nasjonale implementeringsarbeidet. Som sagt vil disse verdiene ha stor betydning for FRT-egenskapene til produksjonsanlegget. En generator som trekker reaktiv effekt vil være nærmere stabilitetsgrensen og således være mer utsatt for å miste synkronisme ved forstyrrelser i nettspenningen enn en generator som produserer reaktiv effekt. En generator som trekker reaktiv effekt vil dermed ha en kortere kritisk feilklareringstid enn om generatoren produserte reaktiv effekt. Dette bør tas hensyn til ved spesifisering av produksjonsenhetens driftspunkt før feil. I følge koden skal systemansvarlig prioritere om det skal legges vekt på driftspunkt før feil, eller lang feilklareringstid (innledende punkt 19).

4 Konsekvenser av FRT-krav for nettselskaper

4.1 Tilknytningsprosess

Nettselskapet skal gjøre offentlig tilgjengelig en liste med alle data og dokumenter som skal fremskaffes av eieren av produksjonsanlegget i forbindelse med nettilknytningsprosessen, samt hvilke krav som må oppfylles (Artikkel 41, paragraf 3). Denne listen skal blant annet inkludere:

- All dokumentasjon og sertifikater som skal fremskaffes av eieren av produksjonsenheten
- Tekniske data for produksjonsenheten som er relevant for evaluering av kravetterlevelse
- Krav vedrørende modeller for stasjonære og dynamiske undersøkelser
- Undersøkelser utført av eieren av produksjonsenheten som demonstrerer produksjonsenhetens stasjonære og dynamiske egenskaper i henhold til kravene i nettkoden.

Disse punktene vil bli diskutert i de påfølgende delkapitlene. Mange nettselskap har allerede i dag en beskrivelse av tilknytningsprosessen på sine hjemmesider. Denne må oppdateres i henhold kravene i koden. Siden kravene i nettkoden vil bli gjeldende for alle nettselskapene er det naturlig å tenke seg at behovet for dokumentasjon og beskrivelse av tilknytningsprosessen også vil være det samme for alle nettselskapene. Det vil derfor være en stor fordel om nettselskapene samarbeidet om å lage en felles beskrivelse av tilknytningsprosessen, hvilke krav som gjelder og hvilken dokumentasjon som kreves. Det vil også skape større forutsigbarhet for eierne av produksjonsanleggene om tilknytningsprosessen var lik og de møtte samme tekniske krav og krav til dokumentasjon uavhengig av nettselskap. En mulighet er å gjøre dette gjennom REN som allerede har en slik prosessbeskrivelse og avtaleverk for tilknytning av distribuert produksjon i dag som er mye bruk blant norske nettselskaper.

4.2 FRT-krav

I dag er det opp til hvert enkelt nettselskap og stille tekniske funksjonskrav til produksjonsenheter i distribusjonsnett, men mindre disse er ventet å ha påvirkning i driften av regional- eller sentralnett.

Det finnes i dag ingen felles bransjestandard når det gjelder hvilke krav som skal stilles, men det eksisterer en kravspesifikasjon de fleste nettselskapene benytter seg av. REN-blad 0303 Tekniske funksjonskrav, stiller krav til DG-enheter som skal tilknyttes nettet. Disse kravene er en del av REN sitt avtaleverk og legges ved tilknytningsavtalen som inngås mellom nettselskapet og produsent ved nettilknytning. Kravene er basert på en rapport fra SINTEF Energi: "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimal aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett". En besøksrunde blant nettselskapene som deltar i DGnett prosjektet viste at 12 av 12 nettselskaper benyttet en av disse to dokumentene for å stille krav til DG-enheter. I henhold til denne kravspesifikasjonen skal produksjonsenheter som skal dimensjoneres for å være transient stabile, tåle en trefase kortslutning på naboavgangen nær hovedtransformatoren. Disse kravene har i enkelte tilfeller vist seg å være vanskelige å overholde. I tillegg har kriteriene for i hvilke tilfeller det skal stilles krav til transient stabilitet vært noe uklare. Det har også blitt stilt spørsmålsteget ved om feil på naboavgangen er den feilen man ønsker å beskytte seg mot og således bør være den dimensjonerende feilen, da slike feil er uønsket, men sjelden er kritiske for driften av nettet. I sum har dette ført til at flere nettselskaper har sett bort fra kravene om transient stabilitet og ikke stilt noen krav til FRT-egenskaper til nye kraftverk. Med innføring av de nye nettkodene vil krav til FRT-egenskaper være lovpålagt i likhet med andre krav i nettkoden og kraftverksutbyggere vil møte de samme kravene uavhengig av områdekonsesjonær.

4.3 Datautveksling

Nettselskapet skal beregne og oppgi følgende verdier til eieren av produksjonsanlegget som grunnlag for dynamiske analyser:

- Kortslutningsytelse i tilknytningspunktet før og etter feil.
- Produksjonsenhetens driftspunkt (aktiv og reaktiv effekt) før feil
- Spenningen i tilknytningspunktet før feil

Disse verdiene skal beregnes etter retningslinjer fastsatt av systemansvarlig.

Dynamiske beregninger av FRT-egenskaper krever et stort antall detaljerte parametere for nettet og generatoren med magnetiseringssystem og eventuell turbinregulator. Nettselskapet må sikre seg at de får tilgang til alle relevante data slik at det er mulig å vurdere og eventuelt etterprøve resultatene fra FRT-analysen. Tekniske data for produksjonsanlegget vil også være nyttig dersom nettselskapet skal kjøre andre typer dynamiske analyser senere. Flere parametere som er viktige for å kunne utføre dynamiske analyser vil sannsynligvis ikke være tilgjengelige før sent i tilknytningsprosessen. Dette gjelder spesielt ulike regulatorinnstillinger som antagelig ikke være tilgjengelig for idriftsettelsen av anlegget. For å sikre en korrekt og komplett liste over tekniske data er det derfor viktig at listen ikke kreves for tidlig i tilknytningsprosessen.

Hvilke data og dokumenter som er relevante for å evaluere kravetterlevelsen vil antagelig være forholdsvis likt for alle nettselskaper. Det vil derfor være en stor fordel om nettselskapene samarbeidet om å spesifisere hvilke data som skal oppgis.

4.4 Utførelse av dynamiske analyser

Det skal utføres simuleringer for å vise at produksjonsanlegget overholder kravene til FRT i koden (Artikkel 51, paragraf 3), men for klasse B generatorer stilles ingen spesielle krav til simuleringsmodellen som skal benyttes slik det gjøres for klasse C (Artikkel 15, paragraf 6c). Om det skal stilles spesielle krav til simuleringsmodellene som skal benyttes vil derfor være opp til det nettselskapet. Her vil det også være en fordel for nettselskapene å samarbeide om å utarbeide krav til detaljeringsgrad av analysene. Når det gjelder dynamiske simuleringsmodeller bør det etterstrebtes å finne løsninger som gir tilstrekkelig nøyaktige resultater uten bruk av for store ressurser. Her trengs det mer undersøkelser for å fastsette hvilke deler av produksjonsenheten hvor det er viktig å modellere nøyaktig og hvor det er fornuftig å gjøre antagelser. En god beskrivelse av hvordan dynamiske analyser for å dokumentere FRT-egenskaper skal utføres vil være svært nyttig for både nettselskaper og eiere av produksjonsenheter. En slik beskrivelse vil også redusere kostnadene knyttet til utførelsen av analysene og tolkningen av resultatene.

Koden sier at alle produksjonsenheters FRT-egenskaper skal demonstreres ved hjelp av simuleringer. Det har blitt foreslått en mulig løsning hvor generatorer typegodkjennes og sertifiseres i henhold til om de oppfyller FRT-kravene for ulike nettforhold (kortslutningsytelse og R/X-rate) og for ulike typer magnetiseringsutrustning. Om dette er mulig innenfor lovverket eller om dette er rasjonelt må undersøkes nærmere. Et problem med en slik sertifiseringsordning er at FRT-egenskapene til produksjonsenheten påvirkes av flere komponenter som gjerne kommer fra forskjellige leverandører.

4.5 Rolleavklaring

I forbindelse med innføringen av RfG og andre nettkoder er det et behov for en fremtidig rolleavklaring. I RfG er det flere oppgaver som tillegges operatøren i nettanlegget hvor produksjonsenheten skal tilknyttes. I

Norge er det i dag en pågående diskusjon rundt dagens ordning med områdekonsesjonærer og etablering av såkalte DSOer (Distribusjonssystemoperatør). Forslaget med å etablere DSOer går ut på å gi utvalgte aktører et større ansvar for utvikling og drift av nettet blant annet gjennom å koordinere investeringer innenfor et større nettområde. Det bør diskuteres om alle oppgaver knyttet til nettilknytning av distribuert produksjon skal håndteres av områdekonsesjonærene, eller om det er mer hensiktsmessig at en regional DSO har ansvaret for enkelte oppgaver. Dette gjelder spesielt koordinering av investeringer på tvers av konsesjonsgrenser som følge av distribuert produksjon, men også oppgaver som krever en spesiell kompetanse som for eksempel vurdering av om produksjonsenheter oppfyller krav til FRT-egenskaper.

Det er eieren av produksjonsanlegget sitt ansvar å sørge for at produksjonsanlegget oppfyller kravene i koden (artikkel 40, paragraf 1). Svært få utbyggere av småkraftverk har i dag den nødvendige kompetansen til å utføre dynamiske stabilitetsanalyser for å dokumentere at kraftverket overholder FRT-kravene. Det er derfor sannsynlig at utbygger vil sette dette arbeidet bort til konsulenter. Nettselskapet skal som sagt evaluere om produksjonsanlegget oppfyller kravene i RfG (Artikkel 41, paragraf 1). Nettselskapet skal også spesifisere detaljeringsgraden av simuleringene som skal utføres gjennom å fastsette eventuelle krav til simuleringmodellene som skal benyttes. For å være i stand til dette må nettselskapet ha god kunnskap om dynamiske simuleringer inkludert eventuelle forenklinger i modellene og hvilke antagelser som tas og konsekvensene av disse. Det er svært få nettselskap som har denne kunnskapen i dag. Det er også få nettselskap som har verktøy for å utføre dynamiske analyser. Kompetanse på dynamiske analyser er ressurskrevende og tar tid å bygge opp. Det vil også kreves et visst omfang av analyser dersom det skal lønne seg for et nettselskap å bygge opp denne kompetansen. Det vil derfor ikke være mulig eller hensiktsmessig for alle nettselskap å bygge opp denne kompetansen. En mulig løsning denne oppgaven tildeles en regional DSO. En annen mulighet er at nettselskapet også setter bort denne oppgaven til et konsultantselskap. Dersom oppgaven med å evaluere hvorvidt produksjonsenheter overholder FRT-kravene i nettkoden settes bort til en tredje part, bør nettselskapet forsikre seg om at dette ikke gir nøytralitetsutfordringer gjennom for eksempel at samme selskap utfører og vurderer analysene.

4.6 Kravetterlevelse

Nettselskapet skal evaluere om produksjonsanlegget oppfyller kravene i RfG (Artikkel 41, paragraf 1). Før det gis driftstillatelse skal eieren av produksjonsenheten levere en rapport (PGMD – Power-generating module report) til nettselskapet som skal inneholde dokumentasjon på at produksjonsenheten overholder kravene i koden (Artikkel 32). Nettselskapet skal ved godkjenning av denne rapporten utstede driftstillatelse (Artikkel 32, paragraf 3). Det er nettselskapet som skal spesifisere innholdet i denne rapporten. Innholdet kan blant annet være (artikkel 32, paragraf 2):

- Releplan
- Detaljerte data for kraftverket
- Sertifikater som viser overholdelse av krav i koden
- Rapporter som viser kraftverkets statiske og dynamiske oppførsel i henhold til kravene i koden.

Nettselskapet har også mulighet til å kreve at eieren av produksjonsanlegget utfører tester og simuleringer etter en angitt test plan eller etter oppgraderinger eller feil, for å vise at anlegget overholder kravene i koden (artikkel 41, paragraf 2). Nettkoden åpner også for at nettselskapene kan sette bort hele, eller deler av oppgavene knyttet til overvåking av kravetterlevelse til en tredje part (Artikkel 41, paragraf 5).

Nettselskapet kan ikke urimelig holde tilbake driftstillatelsen dersom det er tester eller simulering som ikke kan utføres på grunn av forhold som skyldes nettselskapet.

5 Oppsummering

De nye nettkodene fra EU vil først bli gjeldende i Norge etter at de tatt inn i EØS-avtalen og vil da bli tatt inn som en del av norsk lovgivning. Kodene vil tidligst bli gjeldene i Norge samtidig med resten av EU våren 2019.

Innføring av RfG vil føre til en endring i hvilke krav som stilles til distribuerte produksjonsenheter og nettselskapene sin rolle i forbindelse med tilknytning av nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg. Det vil blant annet bli stilt krav til FRT-egenskaper til alle kraftverk over 1,5 MW uansett spenningsnivå i tilknytningspunktet. Målet med disse kravene er å unngå alvorlige hendelser som frekvenskollaps i et synkronområdet eller overlast som i sin tur kan føre til kaskaderende utkoblinger på grunn av utfall av produksjon. FRT-kravene skal spesifiseres innenfor et intervall angitt i koden. Dette arbeidet vil være en del av det nasjonale implementeringsarbeidet. Det vil være viktig at de endelige kravene både tar hensyn til forsynings sikkerheten og stabiliteten i kraftsystemet, samtidig som at kravene ikke blir så strenge at de blir til hinder for videre utbygging av distribuert produksjon.

I følge RfG skal nettselskapene spesifisere og gjøre offentlig tilgjengelig en oversikt over alle data og dokumenter som skal fremskaffes av eieren av produksjonsenheten i forbindelse med tilknytningsprosessen, samt en oversikt over hvilke krav som gjelder ved nettilknytning. Innføringen av de nye nettkodene vil føre til at de samme kravene vil bli gjeldene i hele landet ved nettilknytning av produksjon uavhengig av hvem som er nettkonsesjonær. Hvilke data og dokumenter som er relevante for å evaluere kravetterlevelsen og krav til detaljeringsnivå for de analysene som skal utføres vil antagelig være forholdsvis likt for alle nettselskaper. Det vil derfor være en stor fordel om nettselskapene samarbeidet om å spesifisere hvilke data som skal oppgis og hvilke krav som gjelder. Dette vil også skape forutsigbarhet blant utbyggere av distribuert produksjon.

I utgangspunktet er det ifølge nettkoden nettselskapet som skal evaluere om produksjonsanlegget oppfyller FRT-kravene i RfG, samt spesifisere detaljeringsgraden av analysene som skal utføres. Dersom nettselskapene skal være i stand til dette må de ha god kunnskap om dynamiske analyser. Det er svært få nettselskap som har denne kunnskapen i dag og det vil ikke være mulig eller hensiktsmessig for alle nettselskap å bygge opp denne kompetansen. Mulige løsninger er at denne oppgaven tildeles en regional DSO eller at nettselskapet setter bort denne oppgaven til en tredjepart. En god beskrivelse av hvordan dynamiske analyser skal utføres vil være svært nyttig og vil være med sikre tilfredsstillende dokumentasjon på at produksjonsenhetene oppfyller kravene i RfG, samtidig som kostnadene knyttet til utførelsen av analysene og evalueringen av resultatene holdes nede.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no