



Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraft- værker større end 11 kW

HISTORISK

4.1		30.9.2010				DATE
		SFJ/KDJ				NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		14130/10				

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Version	Dato
1	Definition 1.6 justeret	4.1	30.9.2010
Alt	Opdateret og anmeldt til Energitilsynet	4.0	29.9.2010
Alt	Offentlig høring	3.0	16.6.2010
Alt	Behandling i ekstern arbejdsgruppe	2.0	1.12.2009
Alt	Samskrivning af tidligere forskrifter	1.0	1.9.2009

Indholdsfortegnelse

1.	Terminologi og definitioner	5
2.	Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser	11
3.	Tolerancer over for frekvens- og spændingsafvigelser	16
4.	Elkvalitet.....	22
5.	Styring og regulering	33
6.	Beskyttelse	46
7.	Udveksling af signaler og datakommunikation	49
8.	Verifikation og dokumentation.....	52
Bilag 1	Dokumentation	54
Bilag 2	Simuleringsmodel.....	65
Bilag 3	Beregningseksempler til elkvalitet.....	69
Bilag 4	Signalliste	72
Bilag 5	Idriftsættelsesrapport	73

Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *vindkraftværker* med en mærkeeffekt over 11 kW skal overholde ved nettilslutning i Danmark.

Forskriften er bygget op således, at **afsnit 1** indeholder anvendte terminologi og definitioner, **afsnit 2** beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens **afsnit 3 og frem** indeholder de tekniske og funktionelle krav.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i samme *tilslutningspunkt*:

- *Vindkraftværker* over 11 kW og op til og med 25 kW (typisk benævnt som "*Husstandsmøller*") - krav og effektgrænser er harmoniseret med kommende/eksisterende europæiske og øvrige internationale standarder.
- *Vindkraftværker* over 25 kW og op til og med 1,5 MW - krav og effektgrænser er defineret i overensstemmelse med dansk lovgivning med krav til lokalplaner for etablering af *vindkraftværker*.
- *Vindkraftværker* over 1,5 MW og op til og med 25 MW - krav og effektgrænser er harmoniseret med andre tekniske forskrifter for elproducerende anlæg.
- *Vindkraftværker* over 25 MW - krav og effektgrænser er harmoniseret med andre tekniske forskrifter for elproducerende anlæg.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af terminologi og definitioner. I **afsnit 1** er de væsentligste beskrevet. Brugen af terminologi og definitioner i forskriften er i teksten tydeliggjort med *kursiv skrift*.

Forskriften er også udgivet på engelsk, som er tilgængelig på hjemmesiden. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

Forskriften er udgivet af *den systemansvarlige virksomhed* og kan hentes på www.energinet.dk.

1. Terminologi og definitioner

1.1 Absolut produktionsbegrænser

Regulering af aktiv effekt i forhold til en absolut værdi, benævnes *absolut produktionsbegrænser*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.2.1**.

1.2 Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer *vindkraftværket*. *Anlægsejer* kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *vindmølleoperatør*.

1.3 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data) er et filformat specificeret i IEEE standard C37.111-1999, der er udviklet til udveksling af information om fænomener i forbindelse med fejl, test og simulering. Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere samt simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.4 Delta produktionsbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en fastlagt afvigelse (delta) mellem mulig og aktuel effekt benævnes *delta produktionsbegrænser*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.2.2**.

1.5 Effektgradient begrænser

Regulering af aktiv effekt med en fastlagt stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *effektgradient begrænser*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.2.3**.

1.6 Elforsyningsvirksomheden

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net et *vindkraftværk* er tilsluttet elektrisk. For spændingsniveauer op til 100 kV er det den lokale *netvirksomhed*, og for spændingsniveauer over 100 kV er det *transmissionsvirksomheden*.

1.7 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af *spændingsfluktuationer*. Optræder hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver *flicker* irriterende for øjet. *Flicker* måles med et flicker meter iht. IEC 61000-4-15 [ref. 14].

1.8 Frekvensregulering

Regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen benævnes *frekvensregulering*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.1**.

1.9 Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn.

1.10 Husstandsmølle

En *husstandsmølle* er en eller flere *vindmøller* med en samlet *mærkeeffekt* op til og med 25 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, jf. IEC 61400-2 [ref. 13]. En *husstandsmølle* er oftest installationstilsluttet.

1.11 Kollektivt elforsyningsnet

Transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* over 100 kV, mens distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* under 100 kV.

1.12 Kortslutningseffekt

Kortslutningseffekten, S_k er størrelsen af den trefasede *kortslutningseffekt* i *tilslutningspunktet*.

1.13 Leveringspunkt

Leveringspunktet, PCC, er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet. Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *tilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet* er altid placeret tættest på det *kollektive elforsyningsnet*, se **Figur 1**, **Figur 2**. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

1.14 Mærkeeffekt for en vindmølle

Mærkeeffekt for en vindmølle er den største aktive effekt, som en *vindmølle* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen jf. IEC 60050-415-04-03 modificeret og Bek. nr. 651 af 26. juni 2008 [ref. 21].

1.15 Mærkeeffekt for et vindkraftværk

Mærkeeffekt for et vindkraftværk, P_n er den største aktive effekt, som et *vindkraftværk* er godkendt til at levere kontinuert i *leveringspunktet*. *Mærkeeffekten* skal fremgå af projektgodkendelsen jf. IEC 60050-415-04-04 modificeret og Bek. nr. 651 af 26. juni 2008 [ref. 21].

1.16 Mærkestrøm

Mærkestrømmen I_n defineres som den maksimale kontinuerte strøm et *vindkraftværk* er designet til at levere under normale driftsforhold jf. IEC 61400-21 [ref. 16].

1.17 Mærkevindhastighed

Mærkevindhastighed er den middelvindhastighed ved hvilken en *vindmølle* opnår sin *mærkeeffekt*, jf. IEC 60050-415-03-04 [ref. 28]. En middelvindhastighed beregnes som middelværdien af vindhastigheder målt i navhøjde over 10 minutter.

1.18 Netvirksomheden

Virksomhed med bevilling, der driver distributionsnettet.

1.19 Nominel spænding

Den spænding, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres.

1.20 Normalt produktionsområde

Det *normale produktionsområde* angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *vindkraftværk* kontinuert skal kunne producere, se **afsnit 3.1** og **afsnit 3.2**.

1.21 Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den elektriske infrastruktur mellem de enkelte *vindmøller* i et *vindkraftværk* frem til *tilslutningspunktet*, hvor den producerede effekt leveres til det *kollektive elforsyningsnet*.

1.22 Produktionsbalanceansvarlig

En *produktionsbalanceansvarlig* er økonomisk ansvarlig over for den *systemansvarlige virksomhed*. Den *produktionsbalanceansvarlige* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den *systemansvarlige virksomhed*. Hvilke elproducerende anlæg, der skal have en *produktionsbalanceansvarlig* er fastlagt i Forskrift E - bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion" [ref. 26].

1.23 Sammenhængende elforsyningssystem

Det *kollektive elforsyningsnet* med tilhørende anlæg i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift.

1.24 Spændingsfluktuation

En *spændingsfluktuation* er en serie af hurtige spændingsændringer eller en periodisk variation af spændingens effektivværdi (RMS).

1.25 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til spændingsregulering. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *tilslutningspunktet* eller i *leveringspunktet* eller et punkt imellem. Spændingsreferencepunktet er normalt på højspændingssiden af anlægstransformatoren af hensyn til en eventuel viklingskobler. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der vælger placering af *spændingsreferencepunktet*, se **Figur 2**.

Spændingsmålingen stilles vederlagsfrit til rådighed i det aftalte grænsesnit, hvis spændingsregulering efterspørges.

1.26 Statik

Statik er hældningen af en kurve, som en regulering skal følge.

1.27 Stopvindhastighed

Stopvindhastighed er den maksimale vindhastighed i navhøjde, ved hvilken et *vindkraftværk* er konstrueret til at producere effekt jf. IEC 60050-415-03-06 [ref. 28]. En *stopvindhastighed* er målt som middelværdien over 10 minutter i navhøjde.

1.28 Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningssikkerhed og en effektiv udnyttelse af et *sammenhængende elforsyningssystem*.

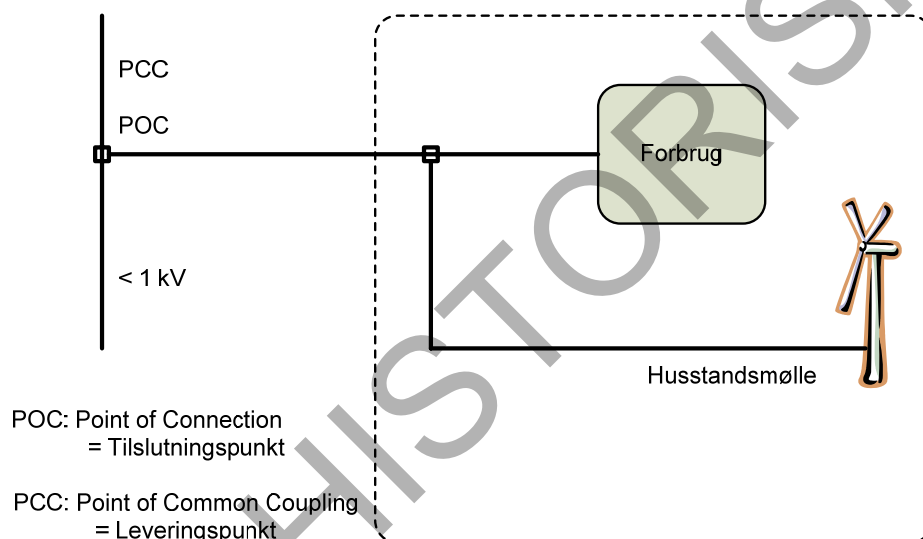
1.29 Tilslutningspunkt

Tilslutningspunktet, POC, er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor *vindkraftværket* er eller kan tilsluttes, se **Figur 1** og **Figur 2** for den typiske placering.

Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i *tilslutningspunktet*. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden* placeres et andet sted i det *kollektive elforsyningsnet*. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *tilslutningspunktet*.

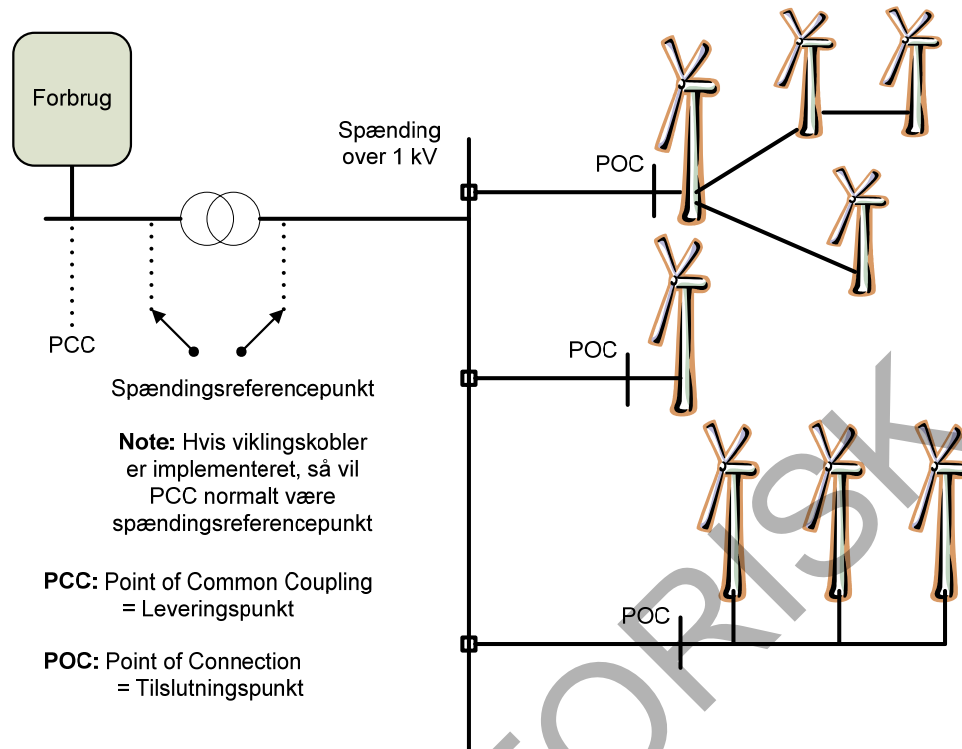
I **Figur 1** er vist en typisk nettilslutning af en *husstandsmølle*, hvor *tilslutningspunktet* (POC) og *leveringspunkt* (PCC) typisk er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet* (PCC) sammenfaldende med *leveringspunktet* (PCC).

Mindre *vindkraftværker* kan være tilsluttet på samme måde som *husstandsmøller*.



Figur 1 Typisk nettilslutning af en husstandsmølle

I **Figur 2** er vist en typisk nettilslutning af *vindkraftværker*, hvor *tilslutningspunkt (POC)*, *leveringspunkt (PCC)* og *spændingsreferencepunkt* typisk er placeret.



Figur 2 Typisk nettilslutning af vindkraftværker

1.30 Transmissionsvirksomheden

Virksomhed med bevilling, der driver transmissionsnettet.

1.31 Typisk driftsspænding

Den *typiske driftsspænding* U fastlægges af *elforsyningsvirksomheden*. *Typisk driftsspænding* bruges til fastlæggelse af *normal produktionsområde* og omsætningsforhold for mølletransformer.

1.32 UTC

UTC er en "forkortelse" for Coordinated Universal Time (Universal Time, Coordinated). På dansk bruges også betegnelsen universel tid eller verdenstid.

1.33 Vindkraftværk

Et *vindkraftværk* er en eller flere *vindmøller* med en samlet *mærkeeffekt* større end 25 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, jf. IEC 61400-1 [ref. 12].

Et *vindkraftværk* omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele *vindkraftværket*, som skal designes til kravene anvist i denne tekniske forskrift.

I denne tekniske forskrift bruges *vindkraftværk*, som den overordnede term for både *husstandsmøller* og *vindmøller*. Et *vindkraftværk* har kun et *tilslutningspunkt*.

1.34 Vindkraftværksregulator

En *vindkraftværksregulator* er en samling af regulerings- og styringsfunktioner der gør det muligt at regulere og styre et *vindkraftværk* som ét anlæg i *tilslutningspunktet*. Samlingen af regulerings - og styringsfunktioner skal være en del af *vindkraftværket*.

1.35 Vindmølle

En *vindmølle* er et system, der producerer elektrisk effekt ved hjælp af vind jf. IEC 60050-415-01-02 [ref. 28].

1.36 Vindmølleoperatør

Vindmølleoperatøren er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *vindkraftværket* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

HISTORISK

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

Formålet med den tekniske forskrift TF 3.2.5 er at fastlægge de tekniske og funktionelle minimumskrav, som et *vindkraftværk* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde i *tilslutningspunktet*, når *vindkraftværket* er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

Forskriften er jf. § 7, stk. 1 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om *systemansvarlig virksomhed* og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. udarbejdet efter drøftelser med netvirksomhederne og transmissionsvirksomhederne og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbe-
kendtgørelse nr. 516 af 20. maj 2010 med senere ændringer.

Et *vindkraftværk* skal overholde dansk lovgivning, Stærkstrømsbekendtgørelsen og Fællesregulativet. For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC-normer og IEC-normer.

2.2 Anvendelsesområde

Et *vindkraftværk*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal i hele *vindkraftværkets* levetid opfylde bestemmelserne i forskriften.

Et nyt *vindkraftværk*

Forskriften gælder for alle *vindkraftværker* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* og er idriftsat fra og med den 1. december 2010.

Et eksisterende *vindkraftværk*

Et *vindkraftværk* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før den 1. december 2010, skal overholde den på idriftsættelsestidspunktet gældende forskrift.

Ændringer på et eksisterende *vindkraftværk*

Et eksisterende *vindkraftværk*, hvor der foretages væsentlige funktionelle ændringer, skal overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne. I tvivlstilfælde afgør den *systemansvarlige virksomhed*, om det er en væsentlig ændring.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale anlægsdele, der ændrer *vindkraftværkets* egenskaber. Dokumentationen beskrevet i afsnit 9 skal opdateres og fremsendes i en udgave, hvor ændringerne er vist.

2.3 Afgrænsning

Denne tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den *systemansvarlige virksomhed*, Energinet.dk. De tekniske forskrifter indeholder tekniske regler, der gælder for *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* vedrørende drift og tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomheden* skal opfylde:

- Forskrift D1 "Afregningsmåling og afregningsgrundlag"
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling"
- Forskrift E "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning"
- Forskrift E-bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter"
- Teknisk Forskrift TF 5.8.1 "Måleforskrift til systemdriftsformål"
- Teknisk Forskrift TF 3.2.5 " Teknisk forskrift for nettilslutning af vindkraftværker større end 11 kW"

Herudover gælder særlige forhold for kompensation ved nedregulering:

- Forskrift E-bilag "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering"

Gældende udgave er altid de tilgængelige versioner, som er på www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden*. Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

Forskriften indeholder ikke økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af reguleringsegenskaber eller afregningsmåling eller tekniske krav hertil.

Det er *anlægsejers* ansvar at sikre *vindkraftværket* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i kortere eller længere perioder.

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i § 26, stk. 1, i lovbekendtgørelse nr. 516 af 20. maj 2010 om lov om elforsyning, i henhold til systemansvarsbekendtgørelsen § 7, stk. 1, litra 1,3 og 4 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet m.v.

2.5 Ikrafttræden

Nærværende forskrift træder i kraft den 1. december 2010 og afløser:

- 2004-2010: Teknisk forskrift TF 3.2.6 "Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV"
- 2004-2010: Teknisk forskrift TF 3.2.5 "Vindmøller tilsluttet net med spændinger over 100 kV"

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til Front Office EI hos Energinet.dk, fo@energinet.dk.

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet den 29. september 2010 efter reglerne i elforsyningslovens § 76 samt systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

Af hensyn til *vindkraftværker*, som er endeligt ordret ved bindende skriftlig ordre inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, men planlagt idriftsat efter nærværende forskrift træder i kraft, kan der søges en dispensation i henhold til **afsnit 2.9**, hvor relevant dokumentation vedlægges.

2.6 Klage

Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet, Nyropsgade 30, 1780 København V.

Klager over den *systemansvarlige virksomheds* forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*. Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* håndhævelse af kravene i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*. En klage over en *elforsyningsvirksomhed* vil altid forpligte den *systemansvarlige virksomhed* til at indhente *elforsyningsvirksomhedens* kommentarer til klagen.

2.7 Misligholdelse

Det påhviler *anlægsejer* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *vindkraftværkets* levetid.

Der skal løbende udføres vedligeholdelse af *vindkraftværket* for at sikre overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift.

Omkostninger i forbindelse med at overholde bestemmelserne i denne forskrift påhviler *anlægsejer*.

2.8 Sanktioner

Hvis et *vindkraftværk* ikke opfylder bestemmelserne i **afsnit 3** og frem i denne forskrift, er *elforsyningsvirksomheden* berettiget til i yderste konsekvens at foranstalte afbrydelse af den elektriske forbindelse til *vindkraftværket*, indtil bestemmelserne er opfyldt.

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

Den *systemansvarlige virksomhed* kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan ydes dispensation, så:

- skal der være tale om særlige forhold fx af lokal karakter.
- må afvigelsen ikke give anledning til en nævneværdig forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det *kollektive elforsyningsnet*.

- må afvigelsen ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen. *Elforsyningsvirksomheden* har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres. Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres. Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt med højde for synspunkterne fra de berørte parter. Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages til Energitilsynet jf. **afsnit 2.6**.

2.10 Referencer

De nævnte standarder og normer skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencer i denne forskrift.

2.10.1 Normative referencer:

1. **EN 50160:2009**: Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
2. **IEC 60038**: IEC-standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2009** "Tilslutning af elektriske installationer og brugs-genstande".
4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6** "Elektriske installationer", 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2** "Udførelse af elforsyningsanlæg", 2003.
6. **DS/EN 60204-1**: Stærkstrømsbekendtgørelsen Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
7. **DS/EN 60204-11**: Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskiner for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
8. **IEC-60870-5-101**: Telecontrol equipment and systems, part 5-101.
9. **IEC-60870-5-104**: Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
10. **IEC TR 61000-3-6**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems (Februar 2008).
11. **IEC TR 61000-3-7**: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems (Februar 2008).
12. **IEC 61400-1** - Wind Turbines - Part 1: Design requirements.
13. **IEC 61400-2** - Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines.
14. **IEC 61000-4-15**: Testing and measurement techniques-Section 15: Flicker metre-Functional and design specifications.
15. **IEC 61400-12**: Windturbine generator systems. Power performance measurement techniques.

16. **IEC 61400-21**: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
17. **IEC 61400-25-1**: Communications for monitoring and control of wind power plants - over all description of principles and models.
18. **IEC 61400-25-2**: Communications for monitoring and control of wind power plants - information models.
19. **IEC 61400-25-3**: Communications for monitoring and control of wind power plants - information exchange services.
20. **IEC 61400-25-4**: Communications for monitoring and control of wind power plants - mapping to communication protocol stacks.
21. **BEK nr. 651 af 26. juni 2008**: Bekendtgørelse om teknisk godkendelse for konstruktion, fremstilling, opstilling, vedligeholdelse og service af vindmøller.
22. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1** "Måleforskrift til systemdriftsformål" dateret: 25. marts 2008, version 1, dokument nr. 9300-08.
23. **Forskrift D1** "Afregningsmåling og afregningsgrundlag", dateret: december 2008, version 2, dokument nr. 165903-07.
24. **Forskrift D2** "Tekniske krav til elmåling", dateret: maj 2007, version 1, dokument nr. 263352-06.
25. **Forskrift E** "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning 2009", juli 2009, rev. 1, dokument nr. 255855-06.
26. **Forskrift E - bilag** "Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion", ver. 1 af 1. juli 2010, dokument nr. 27582-10
27. **Forskrift E - bilag** "Kompensation til havmølleparker ved påbudt nedregulering", ver. 1 af 15. maj 2009, dokument nr. 15468-09.

2.10.2 Informative referencer:

28. **IEC 60050-415**: International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
29. **IEC 60044-1**. Instrument transformers – Part 1: Current transformers.
30. **IEC 60044-2**. Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers.
31. **DEFU-rapport RA-557** "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra vindkraftværker større end 11 kW".
32. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
33. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
34. **IEC 62053-21**: Electricity metering equipment (ac) – Particular requirements. Part 21: Static meters for active energy.
35. **IEC 60071-1**: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
36. **IEC 61000-3-12**: Limits-Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

Et *vindkraftværk* skal med mindst mulig reduktion af aktiv effekt kunne modstå frekvens- og spændingsafvigelser i *tilslutningspunktet* under normale og unormale driftsforhold.

Normale driftsforhold er beskrevet i **afsnit 3.2**, og unormale driftsforhold er beskrevet i **afsnit 3.3**.

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der fastlægger spændingsniveau for *vindkraftværket* inden for de angivne spændingsgrænser i **Tabel 1**.

Den *typiske driftsspænding* er forskellig fra lokalitet til lokalitet, så derfor skal *elforsyningsvirksomheden* oplyse den *typiske driftsspænding* U , som er gældende for *tilslutningspunktet*.

Den *typiske driftsspænding* danner grundlag for fastlæggelse af det normale spændingsområde $U \pm 10\%$. *Elforsyningsvirksomheden* skal sikre, at den maksimale spænding angivet i **Tabel 1** aldrig overskrides.

Er det normale spændingsområde $U \pm 10\%$ under den minimale spænding angivet i **Tabel 1**, skal kravene til produktion ved frekvens/spændingsvariationer justeres, så man ikke overbelaster *vindkraftværket*.

Typisk betegnelse	Nominal spænding U_n [kV]	Minimal spænding U_{min} [kV]	Maksimal spænding U_{max} [kV]
Ekstra høj spænding (EH)	400	320	420
	220	-	245
Højspænding (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54,0	72,5
	50	45,0	60,0
Mellemspænding (MV)	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
	10	9,00	12,0
Lavspænding (LV)	0,69	0,62	0,76
	0,40	0,36	0,44

Tabel 1 Nominal, minimal og maksimal spænding

Maksimal (U_{max}) og minimal (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne EN50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og IEC60038, tabel III, note 2 [ref. 2].

Vindkraftværket skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesfunktioner specificeret i **afsnit 6**.

3.2 Normale driftsforhold

Et vindkraftværk skal inden for området benævnt normal produktion kunne startes og producere kontinuert inden for de designmæssige specifikationer kun begrænset af indstillingerne for over- og underspændingsbeskyttelse, som anvist i **afsnit 6**.

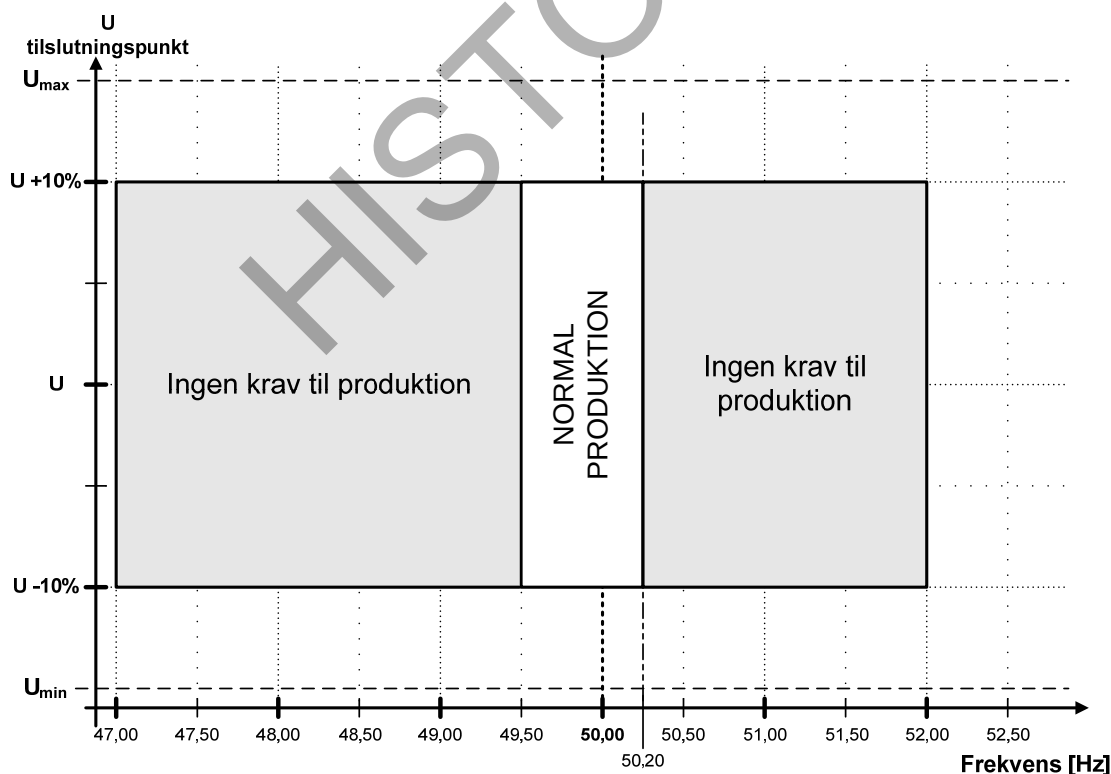
I området normal produktion er den *typiske driftsspænding* $U \pm 10\%$, jf. **afsnit 3.1**, og frekvensområdet er 49,50 til 50,20 Hz.

Automatisk indkobling af et vindkraftværk må tidligst finde sted 3 minutter efter, at spændingen er inden for den *typiske driftsspænding* og frekvensen er inden for 47,00 og 50,20 Hz. Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelse. Kravet om variable frekvensgrænser skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

Alle krav angivet i efterfølgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

3.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et vindkraftværk er vist i **Figur 3**.



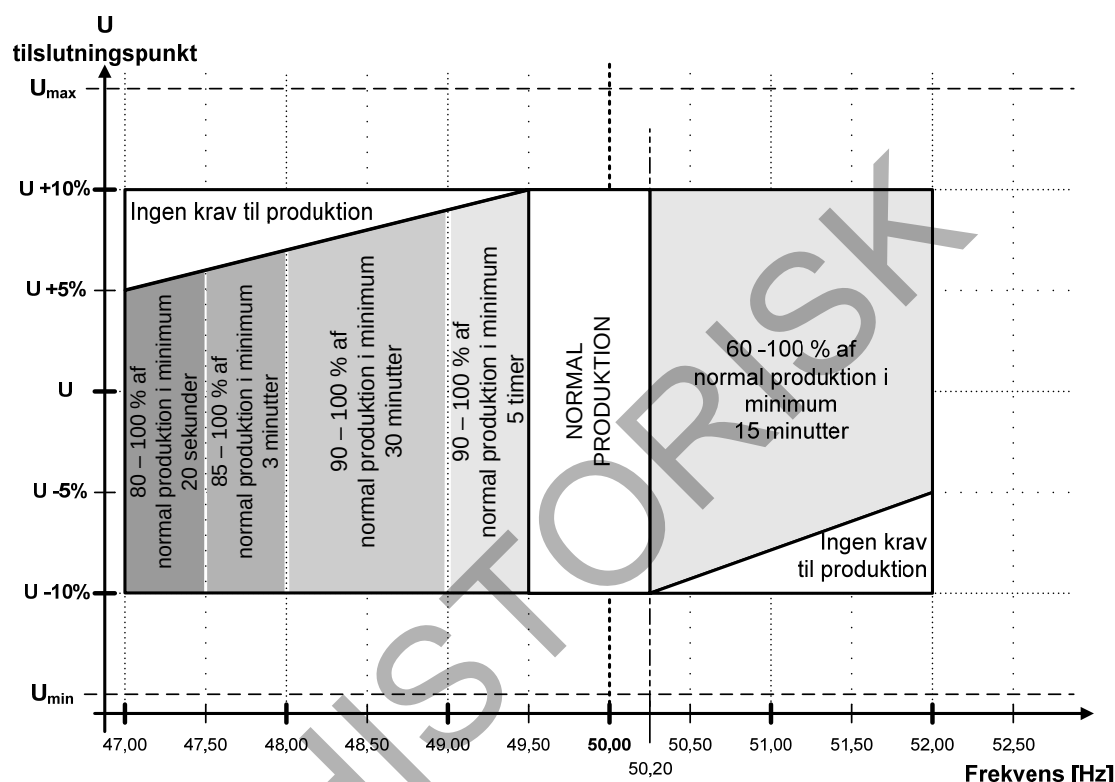
Figur 3 Krav til aktiv effekt ved frekvens-/spændingsvariationer for vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Der er ingen krav til produktion af aktiv effekt uden for det *normale produktionsområde*.

Vindkraftværket skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i **afsnit 6**.

3.2.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et *vindkraftværk* er vist i **Figur 4**.



Figur 4 Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Vindkraftværket skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i **afsnit 6**.

3.2.3 Vindkraftværker over 1,5 MW

Udover kravene i **afsnit 3.2.2** skal *vindkraftværket* forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med unormale driftsforhold, som specificeret i **afsnit 3.3**.

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *vindkraftværker* over 1,5 MW.

Vindkraftværket skal være designet til uden afbrydelse og produktionsnedgang at kunne tolerere et momentant fasespring på op til 20° i *tilslutningspunktet*.

Vindkraftværket skal efter et indsvingningsforløb levere normal produktion se-

nest 5 s efter, at driftsforholdene i *tilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

Vindkraftværket skal være designet til uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere spændingsdyk, som angivet i **Figur 5** samt levere reaktiv strøm som angivet på **Figur 6**. *Vindkraftværket* skal efter et indsvingningsforløb levere normal produktion senest 5 s efter, at driftsforholdene i *tilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

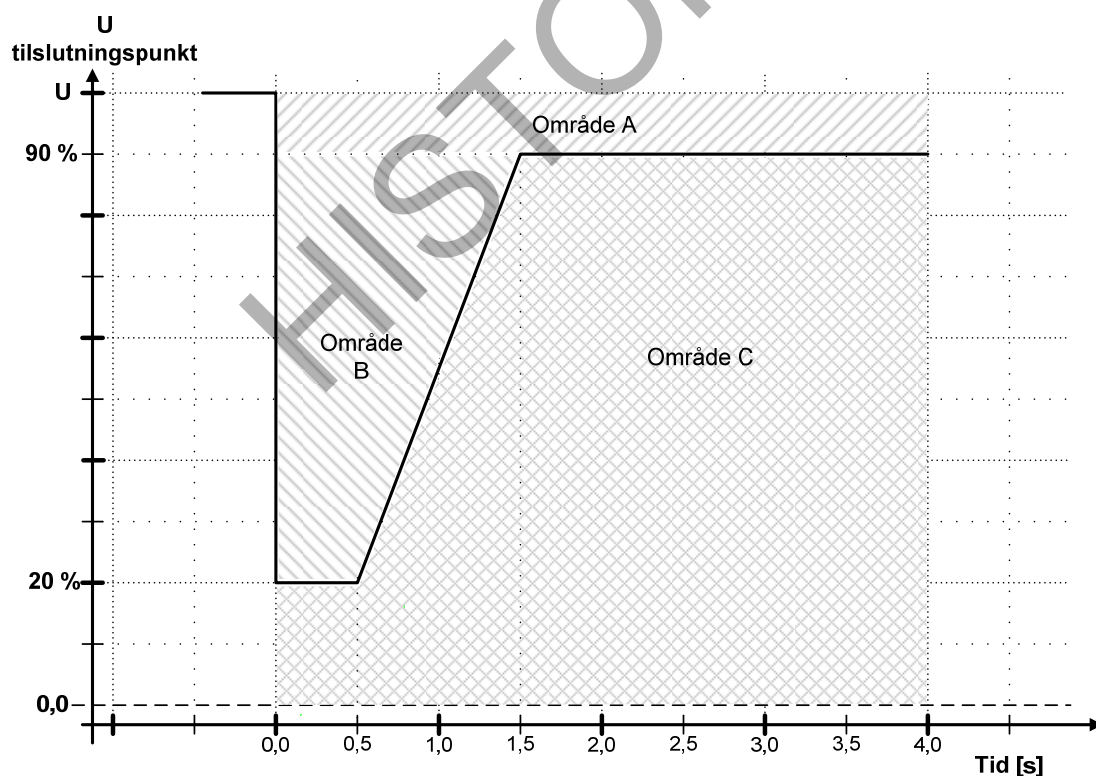
Uanset kravene i de efterfølgende afsnit, så skal beskyttelsesindstillinger være som angivet i **afsnit 6**.

Dokumentation for, at *vindkraftværket* overholder de specificerede krav, skal være som angivet i **afsnit 8**.

3.3.1 Tolerance overfor spændingsdyk

Et *vindkraftværk* skal i *tilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 20 % af spændingen i *tilslutningspunktet* over en periode på minimum 0,5 s (yderspændinger for 50 Hz komponenten), som vist i **Figur 5**.

Det er tilladt at bruge spændingsmålingen på den enkelte *vindmølle* til regulering under spændingsdyk.



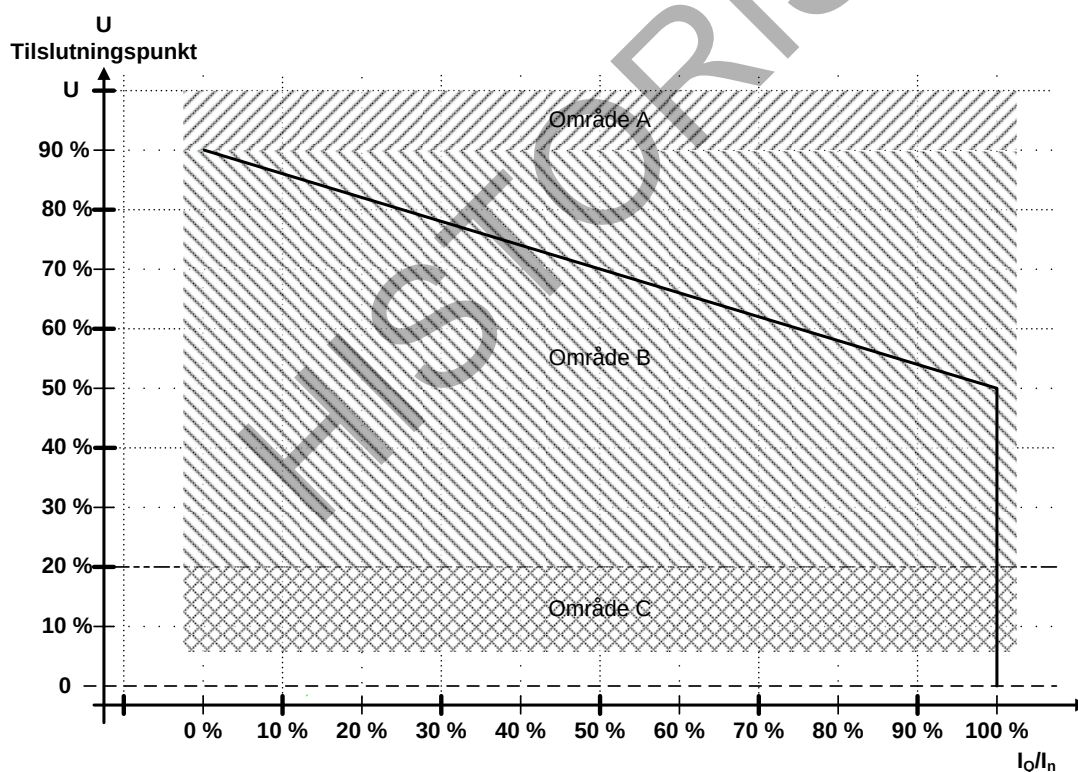
Figur 5 Krav til tolerance over for spændingsdyk for vindkraftværker over 1,5 MW

De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl, det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

- Område A: *Vindkraftværket* skal forblive nettilsluttet og opretholde normal produktion.
- Område B: *Vindkraftværket* skal forblive nettilsluttet. *Vindkraftværket* skal yde maksimal spændingsstøtte ved at levere reaktiv effekt af en kontrolleret størrelse, så *vindkraftværket* bidrager til at stabilisere spændingen inden for de designmæssige rammer, den aktuelle vindkraftværkteknologi tilbyder jf. Figur 6.
- Område C: Udkobling af *vindkraftværket* er tilladt.

Hvis spændingen U , i forbindelse med et fejlforløb er tilbage i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejlsituation jf. **afsnit 3.3.2**. Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, så er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *vindkraftværket* have en reguleringsfunktion, som kan regulere den reaktive strøm, som specificeret i **Figur 6**.



Figur 6 Krav til levering af reaktiv strøm, I_Q under spændingsdyk for vindkraftværker over 1,5 MW

Regulering skal følge **Figur 6** så den reaktive strøm efter 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$.

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

Hvis muligt opretholdes den aktive effekt under et spændingsdyk, dog accepteres reduktion af den aktive effekt af hensyn til *vindkraftværkets* designmæssige grænser.

Kravet om regulering i henhold til **Figur 6** skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

Vindkraftværket og eventuelt kompenseringsudstyr skal forblive indkoblet efter fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, som angivet i **Tabel 2**.

Kravene gælder i *tilslutningspunktet*, men fejlforløbet ligger et vilkårligt sted i det *kollektive elforsyningsnet*.

På baggrund af overholdelse af kravene ved spændingsdyk angivet i afsnit 3.3.1, skal kravene angivet i **Tabel 2** verificeres ved at dokumentere at *vindkraftværket* er dimensioneret til at tolerere gentagne fejl med de angivne specifikationer.

Type	Varighed af fejl
Trefaset kortslutning	Kortslutning i 150 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 150 ms efterfulgt af ny kortslutning 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 150 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms

Tabel 2 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet

Vindkraftværket skal have tilstrækkelig kapacitet til at opfylde de specificerede krav, som er nævnt i **Tabel 2**, ved mindst to uafhængige fejl af de specificerede typer inden for to minutter.

Vindkraftværket skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødforsyning, hydraulik og pneumatik til at operere med mindst seks uafhængige fejl af de specificerede typer i **Tabel 2** med 5 minutters interval.

4. Elkvalitet

4.1 Generelle krav

Ved vurdering af et *vindkraftværks* påvirkning af elkvalitet dokumenteres emission for følgende forstyrrelser i *tilslutningspunktet*:

- *spændingsfluktuationer*:
 - o hurtige spændingsændringer
 - o *flicker*.
- højfrekvente strømme og spændinger:
 - o harmoniske overtoner
 - o interharmoniske overtoner
 - o forstyrrelser over 2 kHz.

Hver type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- datagrundlag for beregninger
- grænseværdier for emission
- metoder til verificering af at grænseværdier overholdes.

Termer og beregningsmetoder skal generelt være i overensstemmelse med:

- IEC TR 61000-3-6: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (Februar 2008) [ref. 10].
- IEC TR 61000-3-7: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and *flicker* for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (Februar 2008) [ref. 11].
- IEC 61400-21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines [ref. 16].

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at beregne emissionsgrænser samt dokumentere, at grænseværdierne for elkvalitet i *tilslutningspunktet* ikke overskrides. *Elforsyningsvirksomheden* skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning. Såfremt *vindkraftværket* er i udbud skal emissionsgrænserne fremgå af udbudsmaterialet.

Anlægsejer skal sikre, at *vindkraftværket* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes uden, at der opstår behov for netforstærkninger udover det, der er nødvendigt for at overføre den producerede energi.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *vindkraftværks* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *vindkraftværket* som for det *kollektive elforsyningsnet*. *Anlægsejer* oplyser data for *vindkraftværket*, mens *elforsyningsvirksomheden* oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet*.

Anlægsejer skal anvende typetest for hver af de *vindmølletyper*, som *vindkraftværket* er sammensat af, udført i henhold til IEC 61400-21. Som supple-

ment til typetesten kan *anlægsejer* levere en emissionsmodel for *vindmøllerne* til bestemmelse af højfrekvente strømme. Resultatet af typetesterne fremgår af typegodkendelserne. Ud over specifikke data for de enkelte typer af forstyrrelser anvendes generelt mærkeværdien af den tilsyneladende effekt $S_{n,i}$ for hver *vindmølle*.

For *vindkraftværker* over 1,5 MW, som består af mere end en *vindmølle*, skal *anlægsejer* desuden levere model for *opsamlingsnettet* til bestemmelse af højfrekvente spændinger.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer* jf. IEC 61400-21 kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale *kortslutningseffekt* S_k og den tilsvarende netimpedansvinklen $\psi_{k,i}$ i *tilslutningspunktet*.

For tilslutning af *vindkraftværker* over 1,5 MW skal *elforsyningsvirksomheden* desuden oplyse data for frekvensafhængigheden af impedansen i det *kollektive elforsyningsnet* til beregning af emission af højfrekvente spændinger i det relevante frekvensområde op til 9 kHz.

4.1.2 Grænseværdier

Det er *elforsyningsvirksomhedens* ansvar at beregne grænseværdier for emission af de forskellige typer forstyrrelser fra *vindkraftværket* i *tilslutningspunktet*, så grænseværdierne for elkvalitet i det *kollektive elforsyningsnet* ikke overskrides.

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i anbefalingerne i IEC 61000-3-6 og IEC 61000-3-7. For *vindkraftværker* over 1,5 MW med *tilslutningspunkt* langt fra *leveringspunktet* kan *elforsyningsvirksomheden* normalt give tilladelse til højere emission i *tilslutningspunktet* end de grænseværdier, som gælder i *leveringspunktet*. **Bilag 3** indeholder eksempler på beregning af grænseværdier for *vindkraftværket*.

For *vindkraftværker* under 1,5 MW anvendes specificerede grænseværdier for *vindkraftværkets* emission af højfrekvente strømme i *tilslutningspunktet*. For *vindkraftværker* over 1,5 MW beregner *elforsyningsvirksomheden* grænseværdier for *vindkraftværkets* emission af højfrekvente spændinger i *tilslutningspunktet*.

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar at verificere, at *vindkraftværket* overholder de fastlagte emissionsgrænser i *tilslutningspunktet*. *Elforsyningsvirksomheden* skal godkende *anlægsejers* verificering. Verificeringen skal udføres i henhold til de metoder, som specificeres til vurdering af elkvalitet i IEC 61400-21.

Alternativt kan *anlægsejer* anvende en emissionsmodel til verificeringen af overholdelse af emissionsgrænser for højfrekvente forstyrrelser. *Anlægsejer* skal i så fald validere emissionsmodellen inden for de frekvensgrupper, hvor modellen anvendes til verificering for hver af de *vindmølle* typer, som indgår i *vindkraftværket*. En emissionsmodel er valideret for en frekvensgruppe, hvis den bestemmer strømemissioner fra *vindmøllen*, så den maksimalt afviger fra

typetesten med $\pm 0,4$ % af *mærkestrømmen*, svarende til den tolerance hvor- med højfrekvente strømme måles for de enkelte frekvensgrupper i henhold til IEC 61400-21.

Verificeringen af, at *vindkraftværket* overholder grænseværdier for højfrekvente strømme sker ved hjælp af metoder, som er angivet for de enkelte typer af forstyrrelse til en summering af bidrag fra de *vindmøller*, som indgår i *vindkraftværket*. Verificeringen af, at *vindkraftværket* overholder grænseværdier for højfrekvente spændinger, baseres på en højfrekvent emissionsmodel, som er sammensat af model for *vindmøller* og *opsamlingsnettet*, *anlægssejers* data og *elforsyningsvirksomhedens* data for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet* for frekvensområdet op til 9 kHz.

4.2 Hurtige spændingsændringer

4.2.1 Datagrundlag

Anlægssejer skal anvende data for spændingsændringsfaktor $k_{U,i}(\psi_k)$ for hver *vindmølle* i under koblinger, som fremgår af typetesten jf. IEC 61400-21. Af typetesten fremgår $k_{U,i}(\psi_k)$ for kortslutningsvinklen $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader, for forskellige typer af koblinger. I typetesten er desuden angivet hvor målepunktet er lokaliseret.

4.2.2 Grænseværdier

Ingen kobling i en *vindmølle* i *vindkraftværket* må give anledning til hurtige spændingsændringer d (%), der overstiger grænseværdierne angivet i **Tabel 3**.

Spændingsniveau (AC)	d (%)
$U_n \leq 35$ kV	4 %
$U_n > 35$ kV	3 %

Tabel 3 Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%)

Sjældne spændingsændringer som spændingsdyk som følge af spændingssætning af *opsamlingsnettet* med tilsluttede vindmølletransformere er undtaget.

4.2.3 Verificering

Spændingsændringsfaktoren k_U bestemmes for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet* for hver type *vindmølle* og hver af de forskellige typer af koblinger ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typpegodkendelsen. Derefter bestemmes $k_{U,i}(\psi_k)$ som den største spændingsændringsfaktor blandt de forskellige typer af koblinger for hver *vindmølle* i .

Spændingsændringen d_i (%) bestemmes herefter for hver *vindmølle*:

$$d_i(\%) = 100\% \cdot k_{U,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter bestemmes d (%) som den største værdi af d_i (%). Endelig verificeres at den beregnede spændingsændring d (%) ligger under de specificerede grænseværdier i **Tabel 3**.

4.3 Flicker

4.3.1 Datagrundlag

Flickeremissionen dokumenteres for kontinuert drift såvel som for koblinger.

For kontinuert drift anvendes data for flickerkoefficienten $c_{f,i}(\psi_k, v_{a,i})$, som fremgår af typetesten. Af typetesten fremgår $c_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader og for middelvindhastighederne $v_a = 6,0$ m/s, $7,5$ m/s, $8,5$ m/s og $10,0$ m/s. Til beregning anvendes den årlige middelvindhastighed v_a for *vindkraftværket*.

For koblinger anvendes data for flickertrinfaktor $k_{f,i}(\psi_k)$, som fremgår af typetesten. Af typetesten fremgår $k_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader for forskellige typer af koblinger. Desuden anvendes de maksimale antal af hver type kobling inden for 10 min $N_{10m,i}$ (korttidsflicker) og inden for 120 min $N_{120m,i}$ (langtidsflicker).

4.3.2 Grænseværdier

Udover kravene til hurtige spændingsændringer skal *vindkraftværkets* flickerbidrag overholde følgende krav i *tilslutningspunktet*. Krav til flicker er et kollektivt krav, som gælder for alle *vindkraftværker* med samme *leveringspunkt*. Fælleskrav i *leveringspunktet* kontrolleres af *elforsyningsvirksomheden*.

4.3.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 1,5 MW

Hvis den tilsluttede *mærkeeffekt* er mindre end 0,4 % af S_k , kan *vindkraftværket* tilsluttes uden yderligere undersøgelse. Ellers gælder grænseværdierne i

Tabel 4 for emissionen fra det enkelte *vindkraftværk*.

Spændingsniveau (AC)	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1$ kV	0,35	0,25
$U_n > 1$ kV	0,30	0,20

Tabel 4 Grænseværdier for korttidsflicker (P_{st}) og langtidsflicker (P_{lt})

4.3.2.2 Vindkraftværker over 1,5 MW

Det maksimale flickerbidrag P_{lt} og P_{st} fra *vindkraftværker*, som er tilsluttet på samme spændingsniveau og under samme transformerstation, må ikke overstige grænseværdierne i **Tabel 5**.

Spændingsniveau (AC)	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 35$ kV	-	0,50
35 kV $< U_n \leq 100$ kV	-	0,35
$U_n > 100$ kV	0,30	0,20

Tabel 5 Grænseværdier for korttidsflicker (P_{st}) og langtidsflicker (P_{lt})

4.3.3 Verificering

Det verificeres, at flicker emissionen fra kontinuert drift af *vindkraftværket* og fra koblinger er under grænseværdien for *tilslutningspunktet*.

4.3.3.1 Kontinuert drift

Flicker koefficienten bestemmes for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet* og den aktuelle placering af *vindkraftværket* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k og v_{ar} som er givet i typegodkendelsen.

Flicker emissionen for hver enkelt *vindmølle i* beregnes som:

$$P_{st,i} = c_i(\psi_k, v_{a,i}) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra hele *vindkraftværket* som:

$$P_{st} = P_{lt} = \sqrt[2]{\sum_i (P_{st,i})^2}$$

Det kontrolleres, at de beregnede værdier er under grænseværdierne.

4.3.3.2 Koblinger

Flicker trinfaktoren bestemmes for hver af de forskellige typer af koblinger for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typegodkendelsen. Derefter bestemmes $k_f(\psi_k)$ som den største flicker trinfaktor blandt de forskellige typer af koblinger.

Flicker emissionen bestemmes herefter for hver af de *vindmøller i*, som indgår i *vindkraftværket* ved hjælp af flicker trinfaktoren $k_f(\psi_k)$:

$$P_{st,i} = 18 \cdot N_{10 \min,i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

$$P_{lt,i} = 8 \cdot N_{120 \min,i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra *vindkraftværket* som:

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{st,i})^3}$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Det kontrolleres, at de beregnede værdier er under grænseværdierne.

4.4 Harmoniske overtoner

4.4.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for 2. – 50. harmoniske strømme for 11 niveauer af produceret effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* $P_{n,i}$. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.4.2 Grænseværdier

Vindkraftværket må ikke emitte harmoniske overtoner, der overskrider grænseværdierne i dette afsnit.

Ud over grænseværdier for individuelle harmoniske overtoner anvendes grænseværdier for Total Harmonic Distortion (THD) og Partially Weighted Harmonic Distortion (PWHD). For strømharmoniske I_h er THD_I og $PWHD_I$ bestemt som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} I_h^2} \quad \text{og} \quad PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h \cdot I_h^2}$$

Tilsvarende formler gælder for THD_U og $PWHD_U$ af spændingsharmoniske U_h .

4.4.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af **Tabel 6**.

Spændingsniveau (AC)	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)		
	5	7	11	13	$17 \leq h \leq 49$	2	4	$8 \leq h \leq 50$
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	4,8	3,3	1,3	0,9	-	-	-	-
$U_n > 1 \text{ kV}$	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}^{*)}$	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %

Tabel 6 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (%)

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af **Tabel 7**.

Spændingsniveau (AC)	THD_I	$PWHD_I$
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	6,0	10,5
$U_n > 1 \text{ kV}$	-	-

Tabel 7 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (%)

4.4.2.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af **Tabel 8**.

Spændingsniveau (AC)	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)		
	5	7	11	13	$17 \leq h \leq 49$	2	4	$8 \leq h \leq 50$
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
$U_n > 1 \text{ kV}$	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2} *$	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %

Tabel 8 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (%)

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af **Tabel 9**.

Spændingsniveau (AC)	THD _I	PWHD _I
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	4,5	7,9
$U_n > 1 \text{ kV}$	-	-

Tabel 9 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (%)

4.4.2.3 Vindkraftværker over 1,5 MW

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmonisk spænding i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte harmoniske spændinger samt THD_U ikke overskrides i *tilslutningspunktet*.

Et eksempel på planlægningsgrænser for harmonisk spænding fra IEC TR 61000-3-6 er som vist nedenfor. **Tabel 10** angiver grænser for harmoniske af ulige orden, **Tabel 11** for lige orden og **Tabel 12** for samlet harmonisk spændingsforvrængning.

Spændingsniveau (AC)	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Ulige harmonisk orden h (multiplum af 3)			
	5	7	11	13	$17 \leq h \leq 49$	3	9	15	$21 \leq h \leq 45$
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	5,0	4,0	3,0	2,5	$1,9 \cdot \frac{17}{h} - 0,2 *$	4,0	1,2	0,3	0,2
$U_n > 35 \text{ kV}$	2,0	2,0	1,5	1,5	$1,2 \cdot \frac{17}{h} *$	2,0	1,0	0,3	0,2

*) Dog ikke mindre end 0,1 %

Tabel 10 Grænseværdier for harmonisk spænding U_h/U_n (%) for ulige harmoniske ordner h .

Spændingsniveau (AC)	Lige harmonisk orden h				
	2	4	6	8	$10 \leq h \leq 50$
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	1,8	1,0	0,5	0,5	$0,25 \cdot \frac{10}{h} + 0,22$
$U_n > 35 \text{ kV}$	1,4	0,8	0,4	0,4	$0,19 \cdot \frac{10}{h} + 0,16$

Tabel 11 Grænseværdier for harmonisk spænding U_h/U_n (%) for lige harmoniske ordner h .

Spændingsniveau (AC)	THD _U
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	6,5
$U_n > 35 \text{ kV}$	3,0

Tabel 12 Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THD_U (% af U_n) for lige harmoniske ordner h .

Emissionsgrænserne for *vindkraftværket* vil typisk være mindre end planlægningsgrænserne, fordi *elforsyningsvirksomheden* skal tage hensyn til emission fra andre anlæg i det *kollektive elforsyningsnet*.

For *vindkraftværker*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne modificeres til værdier højere end de normale planlægningsgrænser.

4.4.3 Verificering

4.4.3.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 1,5 MW

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret effekt. Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme h .

Tilsvarende anvendes værdier fra det niveau af produceret effekt som samlet giver størst værdi af henholdsvis THD og PWHF til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for THD og PWHF.

For *vindkraftværker* bestående af flere *vindmøller* skal bidragene fra de enkelte *vindmøller* summeres op i henhold til den generelle summationslov i IEC 61000-3-6 og IEC 61400-21:

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{h,i}^\alpha}$$

Værdier for eksponenten α er vist i **Tabel 13**.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Tabel 13 Værdier for eksponenten α

4.4.3.2 Vindkraftværker over 1,5 MW

Til verificering af grænseværdier for harmonisk spænding anvendes den højfrekvente emissionsmodel for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet*. Input til denne emissionsmodel kan enten være de målte og summerede værdier for emission af harmonisk strøm jævnfør ovenstående, eller værdier fra valideret emissionsmodel.

4.5 Interharmoniske overtoner

4.5.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske strømme fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* $P_{n,i}$. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.5.2 Grænseværdier

Vindkraftværket må ikke emitte interharmoniske overtoner, der overskrider grænseværdierne i dette afsnit.

4.5.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme fremgår af **Tabel 14**.

Spændingsniveau (AC)	Frekvens (Hz)		
	75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_n \leq 1\text{kV}$	0,53	0,80	$\frac{100}{f}^*)$
$U_n > 1\text{kV}$	0,44	0,66	$\frac{83}{f}^*)$

*) Dog ikke mindre end 0,1 %

Tabel 14 Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme

4.5.2.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW
Grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme fremgår af **Tabel 15**.

Spændingsniveau (AC)	Frekvens (Hz)		
	75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_n \leq 1\text{ kV}$	0,40	0,60	$\frac{75}{f}^*)$
$U_n > 1\text{ kV}$	0,44	0,66	$\frac{83}{f}^*)$

*) Dog ikke mindre end 0,1 %

Tabel 15 Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme

4.5.2.3 Vindkraftværker over 1,5 MW

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger fra *vindkraftværket* i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte interharmoniske spændinger ikke overskrides i *tilslutningspunktet*.

Normale planlægningsgrænser for interharmoniske spændinger er vist i **Tabel 16**.

Frekvens (Hz)	Maksimal interharmonisk spænding (%)
$f < 100\text{ Hz}$	0,2 %
$100\text{ Hz} < f < 2.000\text{ Hz}$	0,5 %

Tabel 16 Normale planlægningsgrænser for interharmoniske spændinger

Emissionsgrænserne for *vindkraftværket* vil typisk være mindre end planlægningsgrænserne, fordi *elforsyningsvirksomheden* skal tage hensyn til emission fra andre anlæg i det *kollektive elforsyningsnet*.

For *vindkraftværker*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne modificeres til værdier højere end de normale planlægningsgrænser.

4.5.3 Verificering

4.5.3.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 1,5 MW

Det verificeres, at *vindkraftværket* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Dog benyttes eksponenten $\alpha=2$.

4.5.3.2 Vindkraftværker over 1,5 MW

Det verificeres at *vindkraftværket* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske spændinger på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Eksponenten α fremgår af **Tabel 13**.

4.6 Forstyrrelser over 2 kHz

4.6.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz bredde fra 2,1 kHz til 8,9 kHz for 11 niveauer af produceret effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* $P_{n,i}$. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.6.2 Grænseværdier

4.6.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 1,5 MW

Emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af *mærkestrømmen* i nogen af de målte frekvensgrupper.

4.6.2.2 Vindkraftværker over 1,5 MW

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *vindkraftværket* i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for den enkelte frekvensgruppe ikke overskrides i *tilslutningspunktet*.

Som planlægningsgrænse anvendes 1 % for hver frekvensgruppe.

4.6.3 Verificering

Det verificeres, at *vindkraftværket* overholder grænseværdierne for emission af frekvenser over 2 kHz på samme måde som for emission af interharmoniske.

5. Styring og regulering

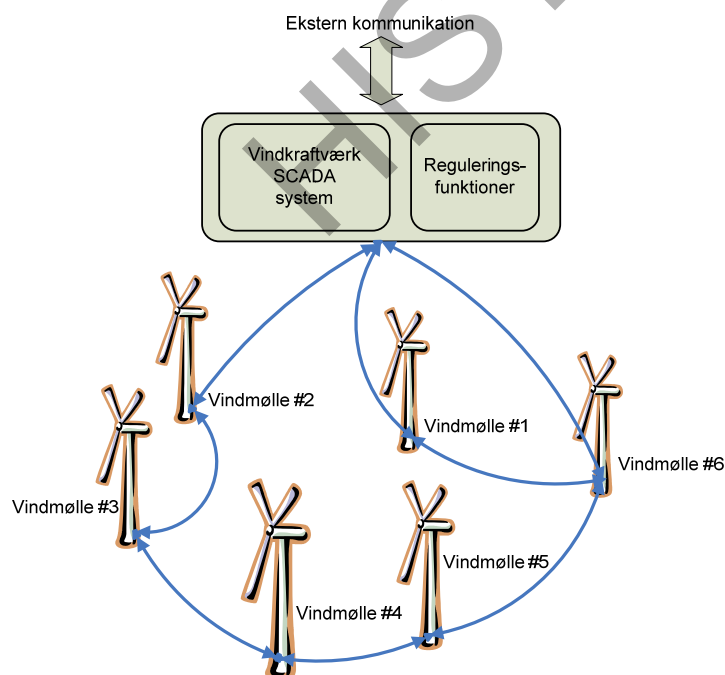
5.1 Generelle krav

Alle reguleringsfunktioner i efterfølgende afsnit er med reference i *tilslutningspunktet*. Alle reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres/deaktiveres og indstilles med eksterne signaler, som angivet i **afsnit 7** og tilhørende **Bilag 4**. De aktuelle indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*, inden *vindkraftværket* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*. De krævede MW og Mvar ydelser reduceres pro-rata i forhold til antal *vindmøller*, som er i drift i *vindkraftværket*.

Efter en udkobling af et *vindkraftværk* på grund af en fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, må *vindkraftværket* tidligst indkoble automatisk 3 minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for grænserne angivet i **afsnit 3.1** og **afsnit 3.2**. Et *vindkraftværk*, der forud for en fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for grænserne angivet i **afsnit 3.1** og **afsnit 3.2**.

Vindkraftværker over 1,5 MW skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som det fremgår af **Tabel 17**. De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *vindkraftværkets* produktion. De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *vindmølle* eller være samlet i en *vindkraftværksregulator*, forudsat at der kun er en grænseflade for kommunikation, som vist i **Figur 7**.



Figur 7 Skitse for en vindkraftværksregulator

Alle ændringer af setpunkter skal registreres sammen med identifikation af ordreudsteder.

Alle ændringer af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstemplet med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til UTC. UTC korrektion for vintertid skal være +1 time og +2 timer for sommertid.

5.2 Reguleringsfunktioner for aktiv effekt

Et *vindkraftværk* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for aktiv effekt, som kan regulere den leverede aktive effekt fra et *vindkraftværk* i *tilslutningspunktet* via ordrer, der indeholder setpunkter og gradienter.

De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for aktiv effekt fastlægges af *elforsyningsvirksomhed* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Udover de generelle krav angivet i **afsnit 5.1** skal reguleringsfunktioner for aktiv effekt overholde kravene i efterfølgende afsnit.

5.2.1 Frekvensregulering

Kravet om frekvensregulering skitseret i **Figur 8** og **Figur 9** skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *vindkraftværket* kunne bidrage med *frekvensregulering* for at stabilisere netfrekvensen (50,00 Hz). Nøjagtighed for måling af netfrekvensen skal være ± 10 mHz eller bedre.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i **Figur 8** og **Figur 9**. Frekvenserne $f_{\min}$, $f_{\max}$, samt f_1 til f_7 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50,00 Hz $\pm$ 3,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

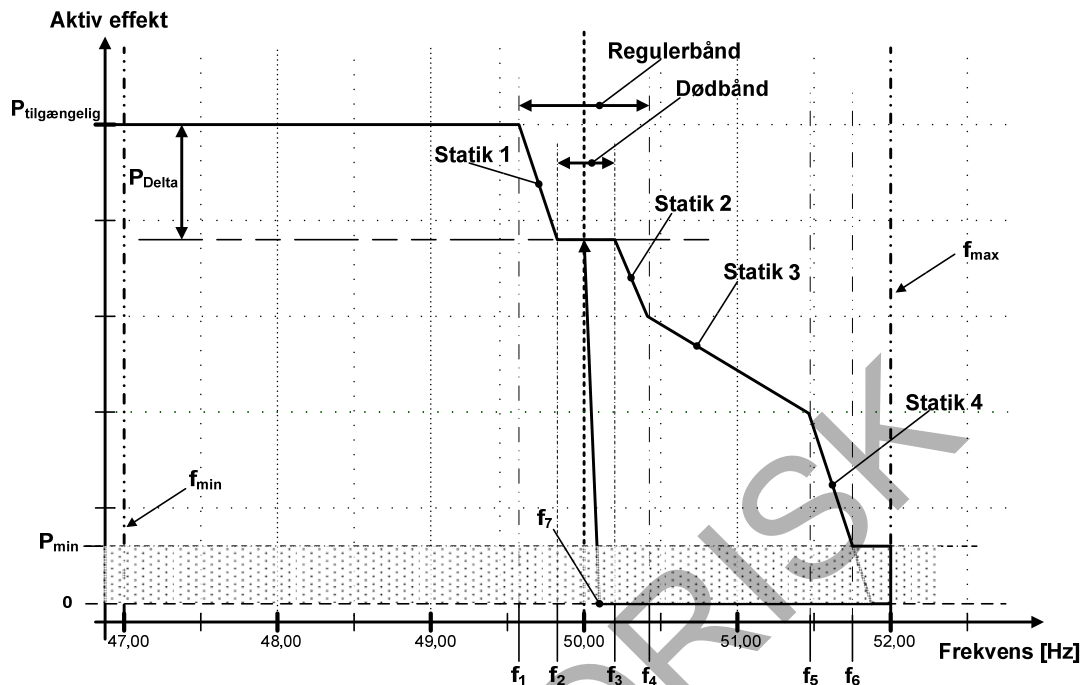
Frekvenspunkterne f_1 til f_4 har til formål at kunne danne et dødbånd og reguleringsbånd til primærregulering. Frekvenspunkterne f_5 til f_7 har til formål at kunne levere kritisk effekt-/*frekvensregulering*. *Statikken* for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er angivet i **Figur 8** og **Figur 9** og signallisten i **Bilag 4**. *Statik* er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt (p.u.), som en ændring i frekvensen (p.u.) forårsager.

Ved nedregulering af den aktive effekt for *vindkraftværket* til under $P_{\min}$ er det tilladt at stoppe enkelt *vindmøller*.

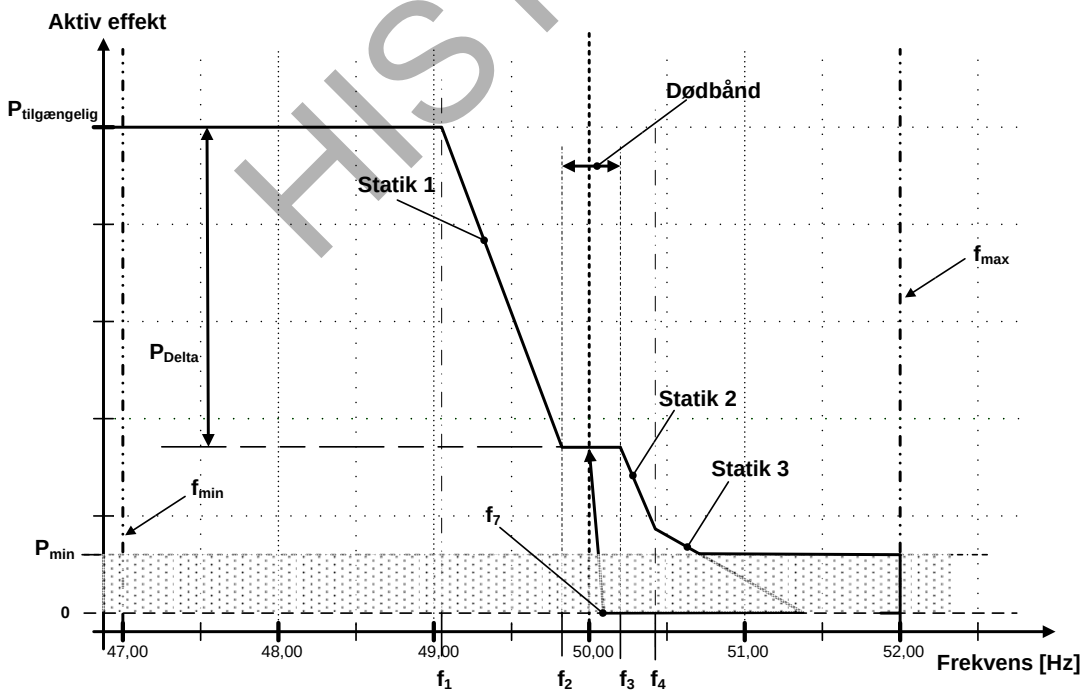
Ved netfrekvenser over f_5 må opregulering af *vindkraftværket* først påbegyndes, når netfrekvensen er reduceret til under f_7 .

P_{Δ} er det setpunkt, den tilgængelige aktive effekt er reduceret til for at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens. På **Figur 8** og **Figur 9** er illustreret to forskellige P_{Δ} værdier med samme statik (statik 1, 2, 3, 4).

Frekvensreguleringsfunktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser større end f_3 , som angivet på **Figur 8** og **Figur 9**.



Figur 8 Frekvensregulering for vindkraftværker over 25 MW skitseret ved mindre nedregulering P_{Delta}



Figur 9 Frekvensregulering for vindkraftværker over 25 MW skitseret ved stor nedregulering P_{Delta}

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne aktiveres i intervallet fra $f_{\min}$ til $f_{\max}$.

Regulering til et nyt setpunkt for *frekvensreguleringen* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

5.2.2 Begrænsningsfunktioner

Et *vindkraftværk* skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for regulering af aktiv effekt. Begrænsningsfunktionerne anvendes til at undgå ubalance eller overbelastning i det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med koblinger i det *kollektive elforsyningsnet*, ved fejlsituationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i efterfølgende afsnit.

5.2.2.1 Absolut produktionsbegrænser

Absolut produktionsbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *vindkraftværk* til en forudbestemt effektgrænse i *tilslutningspunktet*. *Absolut produktionsbegrænser* bruges typisk til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning.

Regulering til et nyt setpunkt for *absolut produktionsbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

5.2.2.2 Delta produktionsbegrænser (Rullende reserve)

Delta produktionsbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *vindkraftværk* til en ønsket konstant værdi i forhold til mulig aktiv effekt. *Delta produktionsbegrænser* bruges typisk til at opnå en reguleringsreserve til opretholdelsesformål i forbindelse med *frekvensregulering*.

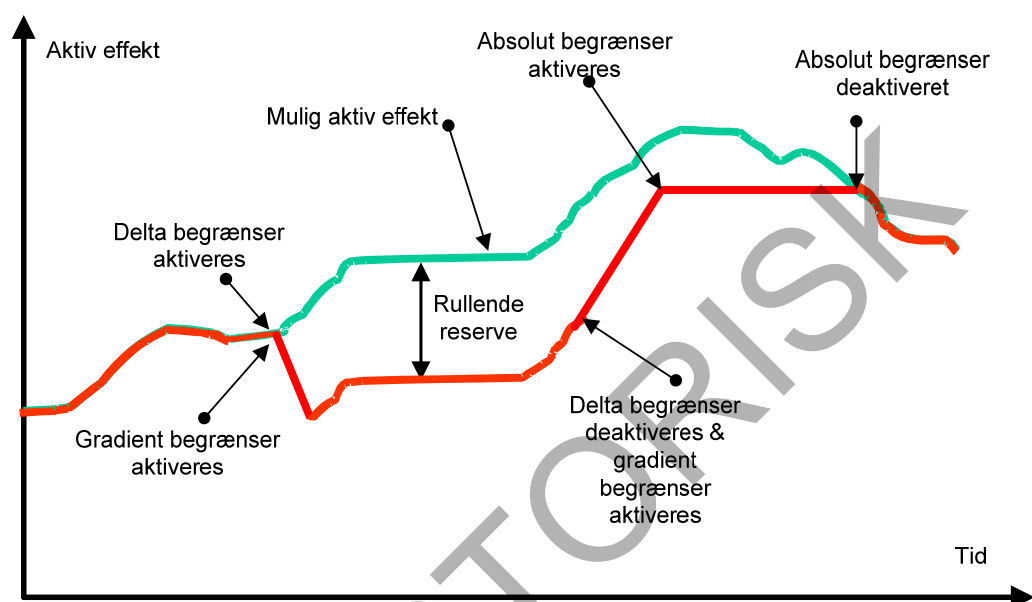
Regulering til et nyt setpunkt for *delta produktionsbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

5.2.2.3 Effektgradient begrænser

Effektgradient begrænser bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt kan ændres med ved ændringer i vindhastigheden eller ved ændringer i setpunkter for et *vindkraftværk*. *Effektgradient begrænser* bruges typisk af systemdriftsmæssige årsager, så ændringerne i aktiv effekt ikke giver stabilitetsmæssige problemer for det *kollektive elforsyningsnet*.

Regulering til et nyt setpunkt for *effektgradient produktionsbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige $\pm 2\%$ af setpunktsværdien eller $\pm 0,5\%$ af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

I **Figur 10** er vist en oversigt dækkende begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.



Figur 10 Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

Et *vindkraftværk* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding, som kan regulere den reaktive effekt fra et *vindkraftværk* i *tilslutningspunktet*, og med en reguleringsfunktion, som regulerer spændingen i *tilslutningspunktet* via ordrer, der indeholder setpunkter og gradienter.

Reguleringsfunktionerne for reaktiv effekt og spænding udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, som kan aktiveres ad gangen.

De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomhed* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Udover de generelle krav angivet i **afsnit 5.1**, så skal reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding overholde kravene i efterfølgende afsnit.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængig af den aktive effekt i *tilslutningspunktet*. Den reguleringsfunktion er skitseret på **Figur 11** som en lodret linje.

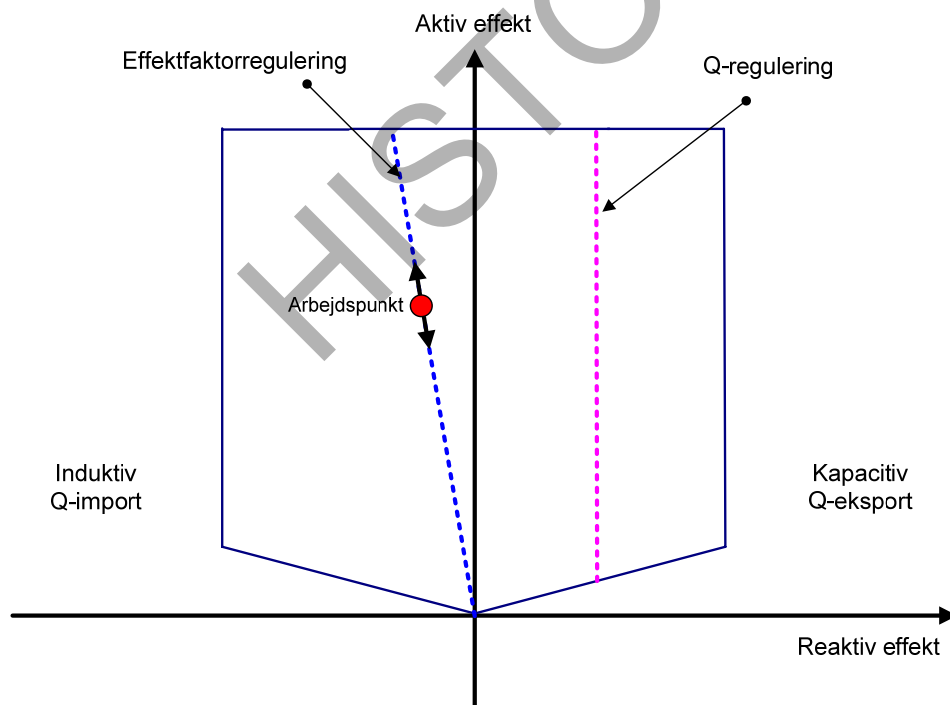
Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunkt-sændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

Vindkraftværket skal kunne modtage et setpunkt for Q med en nøjagtighed på 1 kvar.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt med den aktive effekt i *tilslutningspunktet*, som er vist med en linje med en konstant hældning på **Figur 11**. Hældningen på linjen betegnes som effektfaktoren.

Vindkraftværket skal kunne modtage et setpunkt for effektfaktoren med en nøjagtighed på 0,001.



Figur 11 Reaktiv effekt reguleringsfunktioner for et vindkraftværk

Regulering til et nyt setpunkt for *effektfaktor* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed

på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

5.3.3 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. Spændingsreguleringen skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i **Tabel 1** med en nøjagtighed på 0,1 kV.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

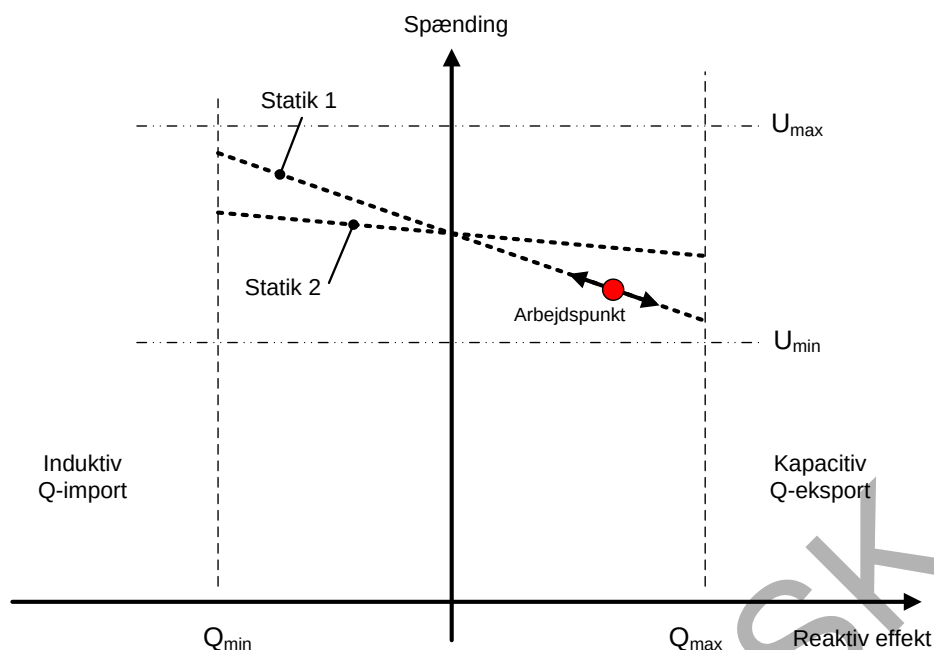
Vindkraftværket skal kunne modtage et setpunkt med en nøjagtighed på 0,1 kV.

Statikken skal kunne indstilles således at hver enkelt spændingsregulator kan regulere autonomt. Det enkelte *vindkraftværk* skal regulere inden for dens dynamik område og spændingsgrænse med den konfigurerede *statik*. *Statik* er i denne sammenhæng spændingsændringen (p.u.), som en ændring i den reaktive effekt (p.u.) forårsager.

En skitse over en sådan regulering er vist på **Figur 12**. Referencepunkt for spændingsregulering er *spændingsreferencepunktet*.

Når spændingsreguleringen har nået *vindkraftværkets* dynamiske designgrænser, så skal reguleringsfunktionen afvente eventuelt overordnet regulering fra viklingskobler eller andre spændingsreguleringsfunktioner.

Den overordnede koordinering af spændingen varetages af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.



Figur 12 Spændingsregulering for et vindkraftværk

5.4 Systemværn

Et vindkraftværk skal være udstyret med et systemværn, som er en reguleringsfunktion, der automatisk skal kunne nedregulere den aktive effekt leveret fra et vindkraftværk til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Setpunkterne fastlægges af elforsyningsvirksomheden ved idriftsættelsen.

Vindkraftværket skal have mulighed for minimum fem forskellige setpunkter.

Regulering til et nyt setpunkt for systemværn skal påbegyndes inden for 1 sekund og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af den fuldførte regulering inkl. nøjagtighed på setpunktet må maksimalt afvige $\pm 2\%$ af setpunktsværdien eller $\pm 0,5\%$ af mærkeeffekten afhængig af, hvilken der giver den største tolerance.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et vindkraftværk skal have en indbyrdes prioritering. Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran 2 o.s.v. Den anbefalede prioritering er følgende:

1. Systemværn
2. Frekvensregulering
3. Begrænsningsfunktioner

Prioriteringen imellem reguleringsfunktionerne skal kunne indstilles med ordrer.

5.6 Oversigt over reguleringsfunktioner for vindkraftværker

Vindkraftværker over 1,5 MW skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som fremgår af **Tabel 17**. Tabellen viser minimumskrav opdelt ud fra den samlede mærkeeffekt i *tilslutningspunktet*.

De anviste specifikationer og reguleringsfunktioner skal følge den internationale standard IEC 61400-25-2 [ref. 17].

Reguleringsfunktion	1,5 MW < P < 25 MW	P > 25 MW
Frekvensregulering (5.2.1) *	-	X
Absolut produktionsbegrænser (5.2.2.1)	X	X
Delta produktionsbegrænser (5.2.2.2)	-	X
Effekt-gradient begrænser (5.2.2.3)	X	X
Systemværn (5.4)	X	X
Q-regulering (5.3.1)	X	X
Effektfaktorregulering (5.3.2)	X	X
Spændingsregulering (5.3.3) *	-	X

Tabel 17 Styrings- og reguleringsfunktioner for et vindkraftværk

*) Et vindkraftværk må ikke udføre frekvensregulering eller spændingsregulering uden særlig aftale med elforsyningsvirksomheden.

5.7 Krav til regulering af aktiv effekt

5.7.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal vindkraftværket være forberedt til at modtage et eksternt stop-signal. Det eksterne signal forventes at være et pulssignal.

Kravet anses for værende opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med det eksterne stop-signal via en klemrække.

5.7.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal vindkraftværket være forberedt til at modtage et eksternt signal, der tillader start (frigivet) og et eksternt signal for stop.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i **afsnit 7**.

5.7.3 Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Kravet om automatisk nedregulering ved høj vind skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

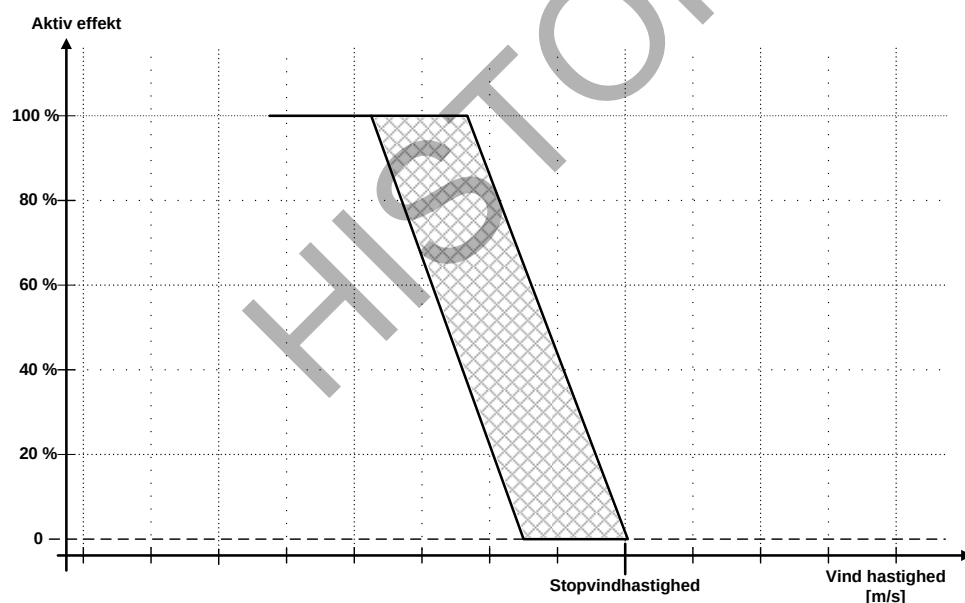
Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal vindkraftværket have reguleringsfunktioner, som specificeret i **Tabel 17**.

Et *vindkraftværk* skal være forberedt til at modtage et eksternt signal, der tillader start (frigivet) og et eksternt signal for stop. Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i **afsnit 7**.

Den aktive effekt fra *vindkraftværket* skal kontinuert kunne nedreguleres til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til mindst 40 % af *mærkeeffekten*. Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelt *vindmøller*, så man bedst muligt følger reguleringskarakteristikken.

Vindkraftværket skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* ved middelvindhastigheder under en forudbestemt *stopvindhastighed*. *Stopvindhastigheden* skal minimum være 25 m/s, baseret på vindhastigheden målt som en midelværdi over 10 minutter. For at undgå ustabilitet i det *kollektive elforsyningsnet* skal *vindkraftværket* være udstyret med en automatisk nedreguleringsfunktion, der gør det muligt at undgå en momentan afbrydelse af aktiv effektproduktion ved vindhastigheder omkring *stopvindhastigheden*.

Nedregulering kan foretages som en kontinuert regulering eller en diskret regulering. Diskret regulering skal have en trinstørrelse på maksimalt 25 % af *mærkeeffekten* inden for det skraverede område vist i **Figur 12**. Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelt *vindmøller*. Nedreguleringsbåndet aftales med *elforsyningsvirksomheden* ved opstart af *vindkraftværket*.



Figur 13 Nedregulering af aktiv effekt ved høje vindhastigheder

5.7.4 Vindkraftværker over 25 MW

Udover kravene i **afsnit 5.7.3** skal *vindkraftværket* kunne regulere den aktive effekt kontinuert til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til mindst 20 % af *mærkeeffekten*.

5.8 Opgørelse af ikke-leveret aktiv effekt

For *vindkraftværker*, der er omfattet af lovgivning om kompensation ved påkrævet nedregulering beskrevet i forskriften "*Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering*" [ref. 27], skal *vindkraftværksoperatøren* levere de krævede signaler, som anført i **Bilag 4**.

5.9 Krav til regulering af reaktiv effekt

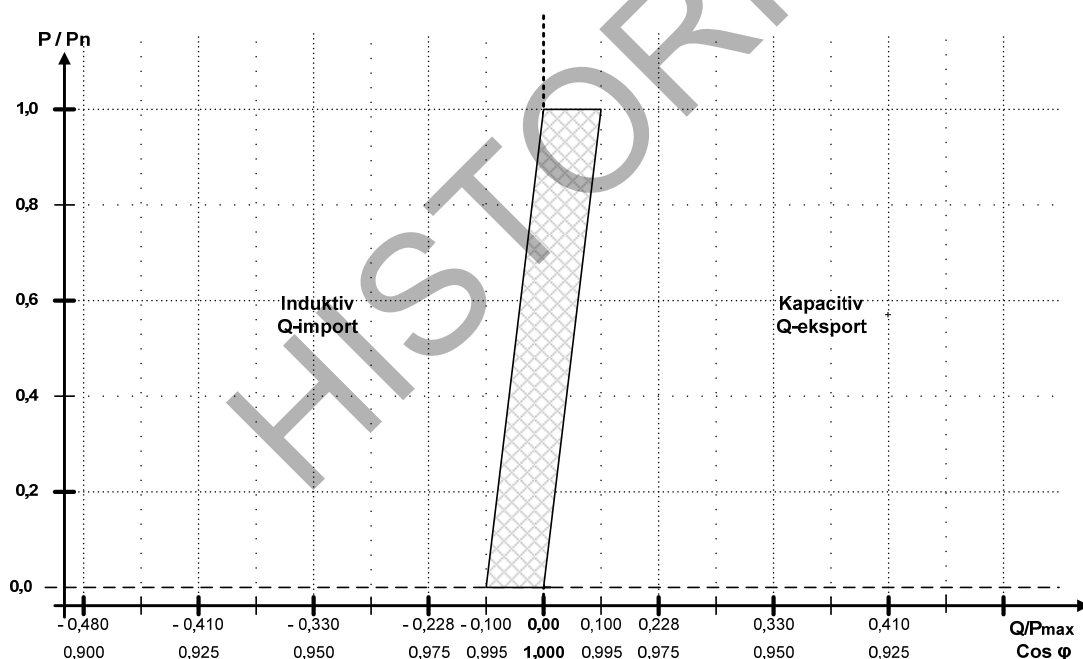
5.9.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal *vindkraftværket* overholde effektfaktor intervallet $0,95 < PF < 1,0$ ved produktion større end 20 % af *mærkeeffekten*.

5.9.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal *vindkraftværkets* arbejds punkt til enhver tid befinde sig inden for det skraverede område vist i **figur 14**.

Når *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer strøm, kræves ikke nogen kompenserende for den reaktive effekt fra *opsamlingsnettet*.



Figur 14 Krav til reaktiv effekt for vindkraftværker over 25 kW og op til 1,5 MW

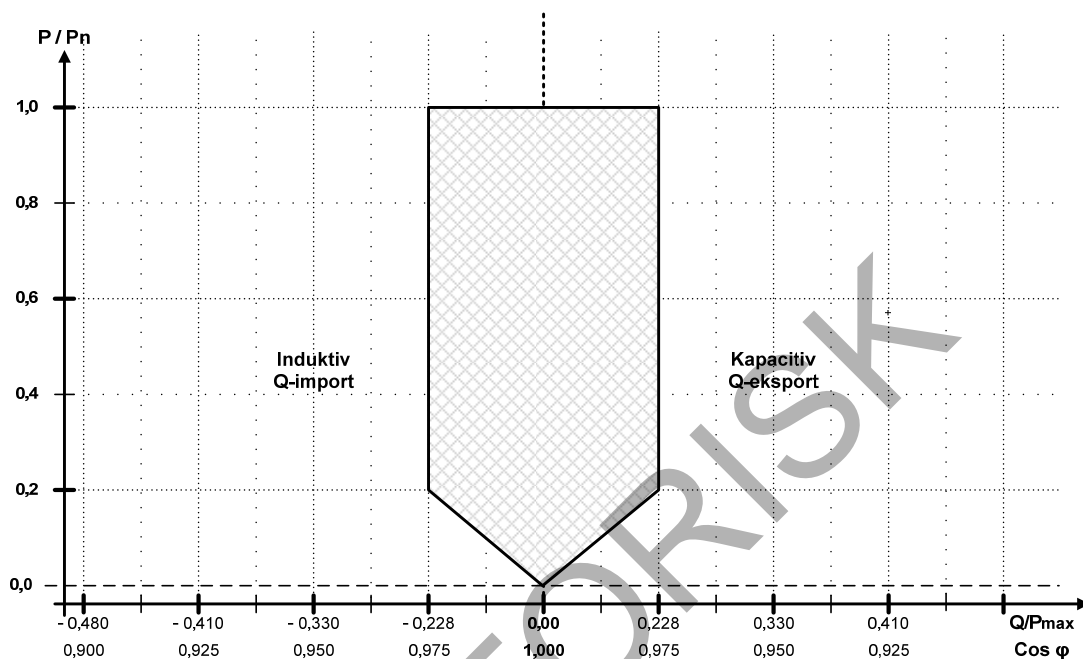
5.9.3 Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal *vindkraftværket* have reguleringsfunktioner, som specificeret i **Tabel 17**.

Vindkraftværket skal være designet således, at arbejds punktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. **figur 15**.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Kompensering under forhold, hvor *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt påhviler *anlægs ejer* (*Opsamlingsnettets* reaktive effekt). Kompensering kan foretages uden for *vindkraftværket* ifølge aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 15 Krav til reaktiv effekt for vindkraftværker over 1,5 MW og op til 25 MW

Allerede typegodkendte vindmølletyper skal kunne regulere reaktiv effekt i henhold til den aktuelle typegodkendelse eller vindmøllefabrikantens tekniske specifikationer gældende ved ikrafttrædelsestidspunktet for denne forskrift.

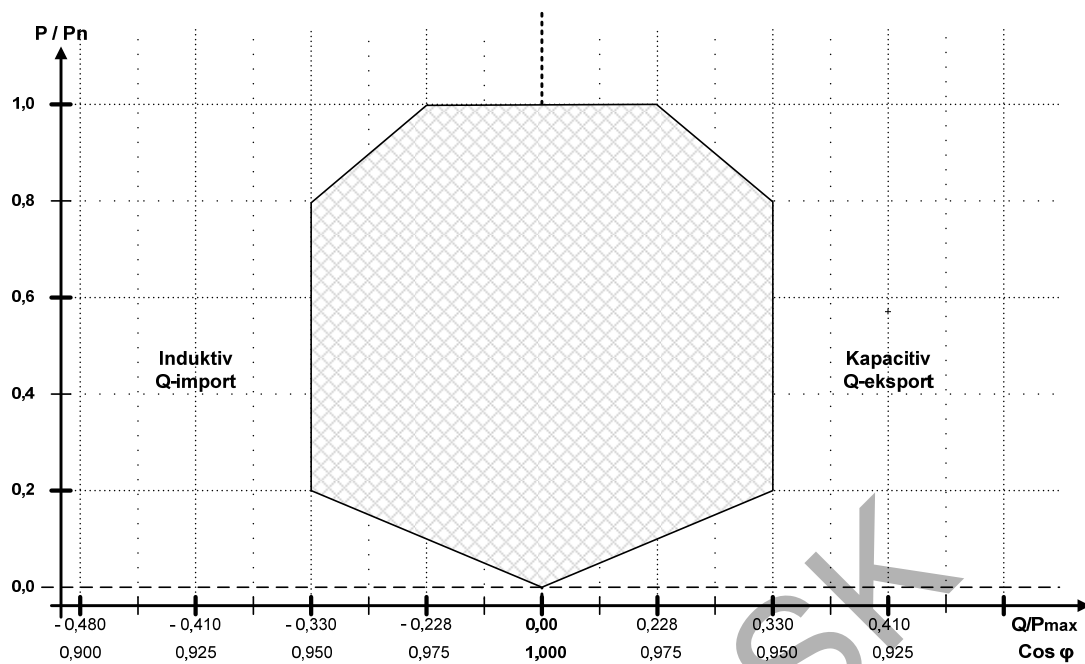
5.9.4 Vindkraftværker over 25 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** og krav til normal produktion i **afsnit 3.2** skal *vindkraftværket* have reguleringsfunktioner, som specificeret i **Tabel 17**.

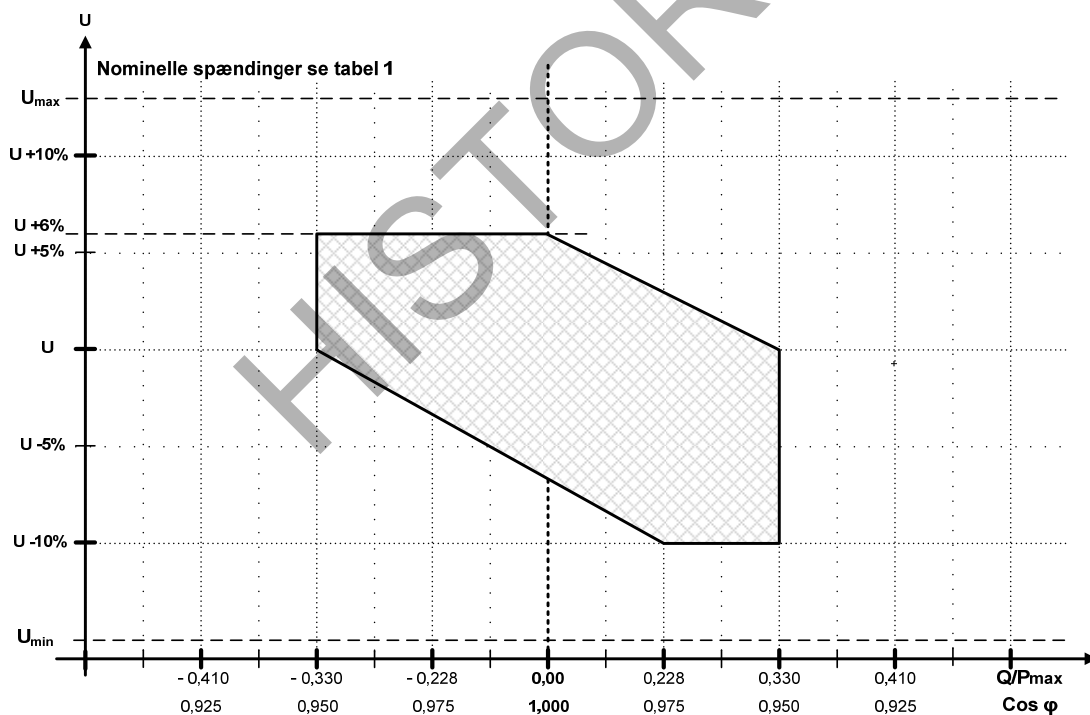
Vindkraftværket skal være designet således, at arbejds punktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. **figur 16** og **figur 17**.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Kompensering under forhold, hvor *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt påhviler *anlægs ejer* (*Opsamlingsnettets* reaktive effekt). Kompensering kan foretages uden for *vindkraftværket* ifølge aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 16 Krav til reaktiv effekt for vindkraftværker over 25 MW



Figur 17 Krav til spændingsreguleringsområde for vindkraftværker over 25 MW

Allerede typegodkendte vindmølletyper skal kunne regulere reaktiv effekt i henhold til den aktuelle typegodkendelse eller vindmøllefabrikantens tekniske specifikationer gældende ved ikrafttrædelsestidspunktet for denne forskrift.

6. Beskyttelse

6.1 Generelt

Beskyttelse af et *vindkraftværk* skal dels beskytte *vindkraftværket*, og dels være med til at sikre stabilitet i *det kollektive elforsyningsnet*.

Det er *anlægsejers* ansvar, at *vindkraftværket* dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så *vindkraftværket*:

- sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i *det kollektive elforsyningsnet*, som symmetriske og usymmetriske kortslutninger, tilbagevendende spændinger ved bortkobling af fejl og hændelser, forhøjet spænding på fejlfrie faser ved usymmetriske kortslutninger og fasebrud, etc.
- sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger.
- sikrer *det kollektive elforsyningsnet* i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra *vindkraftværket*.
- beskyttes mod udkoblinger i ikke kritiske situationer for *vindkraftværket*.

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af *det kollektive elforsyningsnet*. Ændringen må dog ikke føre til, at *vindkraftværket* udsættes for påvirkninger fra *det kollektive elforsyningsnet*, der ligger uden for de designmæssige krav angivet i **afsnit 3**.

Det påhviler *elforsyningsvirksomheden* at oplyse den største og mindste kortslutningsstrøm, der kan forventes i *tilslutningspunktet* samt andre oplysninger for *det kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *vindkraftværkets* beskyttelsesfunktioner.

6.2 Krav til netbeskyttelse i tilslutningspunktet

Vindkraftværkets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger, skal være som angivet i efterfølgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de krævede.

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier. *Vindkraftværket* skal udkobles eller stoppes, hvis et målesignal afviger mere fra dets nominelle værdi end indstillingen.

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal. Der er altså ikke tale om en simpel tidsmæssig forskydning af udløsesignalet.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod ø-drift/netudfald (loss of main) er ikke tilladt.

Vindmøllens nominelle spænding forudsættes fastlagt på lavspændingssiden af vindmølletransformeren. Ved treviklingstransformere er det den nominelle spænding for den lavspændingsvikling, der har den største nominelle effekt, der skal anvendes ved bestemmelse af indstillingsværdien.

Måles spændingen på højspændingssiden, skal indstillingsværdien bestemmes ved at omregne den nominelle spænding på lavspændingssiden til vindmølletransformerens højspændingsside.

Måling af spænding og frekvens skal måles på alle tre faser som yderspænding. Hvis målepunktet er placeret på lavspændingssiden af vindmølletransformeren, kan spændingen alternativt måles imellem de tre faser og nul.

Vindkraftværket må ikke udkoble ved et momentant fasespring op til 20° i *tilslutningspunktet*.

Hvis et *vindkraftværk* isoleres med en del af det *kollektive elforsyningsnet*, må *vindkraftværket* ikke give anledning til temporære overspændinger, der kan medføre skader på *vindkraftværket* eller i det *kollektive elforsyningsnet*. Temporære overspændinger defineret i IEC-60071-1 [ref. 35] skal begrænses til 1,30 p.u. og være reduceret til 1,20 p.u. af spændingen i *tilslutningspunktet* efter 100 ms.

6.2.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i **Tabel 18**.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	200	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,06 \cdot U_n$	V	60	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms

Tabel 18 Krav til vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

6.2.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 25 MW

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i **Tabel 19**.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	5...100	ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	200	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,06 \cdot U_n$	V	60	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms

Tabel 19 Krav til vindkraftværker over 25 kW og op til og med 25 MW

6.2.3 Vindkraftværker over 25 MW

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i **Tabel 20**.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	5...100	ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	2	s
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms

Tabel 20 Krav til vindkraftværker over 25 MW

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

7.1 Krav til kommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive forsyningsnet* skal der være forberedt til kommunikation imellem *vindmølleoperatøren* og den *systemansvarlige virksomhed* i overensstemmelse med den til enhver tid gældende forskrift.

7.1.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Vindkraftværker skal være forberedt til at modtage et eksternt stop-signal. Det eksterne signal forventes at være et pulssignal.

Kravet anses for opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med det eksterne stop-signal via en klemrække.

7.1.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Vindkraftværker skal være forberedt til at modtage et eksternt signal, der tillader start (frigivet) og et eksternt signal for stop. Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i **afsnit 7.3**.

7.1.3 Vindkraftværker over 1,5 MW

Vindkraftværket skal være forberedt til at modtage et eksternt signal, der tillader start (frigivet) og et eksternt stop-signal. Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i **afsnit 7.3**.

Korrekte målinger og datakommunikation skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop på et *vindkraftværk* og situationer med spændingsløst net. En lokal back-up forsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af *vindkraftværkets* kontrol- og overvågningssystem. Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

Alle målinger og data relevant for registrering og analyse skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling skal have reference til UTC eller med GPS med en nøjagtighed og præcision på min. 10 ms. UTC tidszone modifikator skal være +1 time ved vintertid og +2 timer ved sommertid.

7.2 Krav til målinger

Kravene specificeret i dette underafsnit er gældende for et *vindkraftværk* af enhver størrelse.

Specifikke krav til installeret måleudstyr, målenøjagtighed og stamdata, der skal være til rådighed, for at et *vindkraftværk* kan blive tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, er nærmere specificeret i følgende forskrifter:

1. Forskrift D1 "Afregningsmåling og afregningsgrundlag" [ref. 23].
2. Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 24].
3. Teknisk Forskrift TF 5.8.1 "Måleforskrift til systemdriftsformål" [ref. 22].

4. Forskrift E "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering" [ref. 25].

Opfyldelse af ovennævnte forskrifter skal verificeres som en del af de tests, der danner grundlag for godkendelse af nettilslutningen. De gældende forskrifter er tilgængelige i nyeste version på den *systemansvarliges* hjemmeside www.energinet.dk.

7.3 Datakommunikation

Kravene gælder for *vindkraftværker* over 1,5 MW.

Informationen for et *vindkraftværk* skal som minimum modelleres og grupperes som specificeret i IEC 61400-25-2 standarden [ref. 17].

Signallisten for udveksling af information med et *vindkraftværk* skal som minimum indeholde de signaler, der er specificeret i IEC 61400-25-2 standarden [ref. 17] som "mandatory".

For et *vindkraftværk* skal informationsudvekslingen som minimum være implementeret med en protokolstak som specificeret i IEC 61400-25-4, Annex D (IEC-60870-5-104) [ref. 20]. Konfigurering af IEC-60870-5-104 protokol stacken skal udføres så *vindkraftværket* som minimum kan kommunikere med to masterenheder.

De specifikke krav til informationer og signaler er specificeret i **Bilag 4**.

De aktuelle indstillinger for *vindkraftværket* fastlægges i samarbejde med *elforsyningsvirksomheden* og dokumenteres i henhold til kravene i **afsnit 8**.

7.4 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *vindkraftværker* over 25 MW.

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til at logge alle hændelser i *tilslutningspunktet* ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer installerer i *tilslutningspunktet* et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- spænding for hver fase for *vindkraftværket*
- strøm for hver fase for *vindkraftværket*
- aktiv effekt for *vindkraftværket* (kan være beregnede størrelser)
- reaktiv effekt for *vindkraftværket* (kan være beregnede størrelser)
- frekvens for *vindkraftværket* (kan være beregnede størrelser)

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

Minimum sample frekvens for alle fejl logninger skal være 1 kHz.

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

Alle målinger og data, der er relevante for registrering og analyse, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms og en præcision på 1 ms. *UTC* tidszone modifikator skal være +1 time ved vintertid og +2 timer ved sommertid.

Logninger skal arkiveres i minimum 3 måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE* format [def. 1.3].

7.5 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene gælder for *vindkraftværker* over 25 MW.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal til enhver tid kunne rekvirere relevante oplysninger om et *vindkraftværk*. Omkostninger i forbindelse med rekvireringen dækkes af *anlægs ejer*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere de for *vindkraftværket* indsamlede måledata og fejlskriver data.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *vindkraftværk* opfylder bestemmelserne i denne forskrift. Det skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af *elforsyningsvirksomheden* eller den *systemansvarlige virksomhed*.

8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *vindkraftværket* overholder den tekniske forskrift og dokumenterer, at kravene overholdes.

Den krævede dokumentation af *vindkraftværker* er specificeret i efterfølgende afsnit, som er opdelt efter den samlede *mærkeeffekt* i *tilslutningspunktet*.

Den generelle proces omkring godkendelse og udstedelse af driftstilladelse for et *vindkraftværk* følger:

- Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
- *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler. Når dokumentationen er godkendt så udstedes en driftstilladelse til *anlægsejer*.
- *Elforsyningsvirksomheden* sender den godkendte dokumentation i elektronisk form til den *systemansvarlige virksomhed*, (Front-office El, fo@energinet.dk).

For *vindkraftværker* over 1,5 MW, så skal der leveres en dokumentation i henhold til nedenstående afsnit.

8.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Dokumentationen udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Generelt jf. **Bilag 1**
- Teknisk dokumentation jf. **Bilag 1**
- Enstregsskema jf. **Bilag 1**
- Typegodkendelse jf. **Bilag 1**
- Elkvalitet jf. **Bilag 1**

8.2 Vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

Dokumentationen udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Generelt jf. **Bilag 1**
- Teknisk dokumentation jf. **Bilag 1**
- Enstregsskema jf. **Bilag 1**
- Typegodkendelse jf. **Bilag 1**
- Projektgodkendelse (hvis relevant) jf. **Bilag 1**
- Elkvalitet jf. **Bilag 1**
- Signalliste jf. **Bilag 1**

8.3 Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Dokumentationen udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Generelt jf. **Bilag 1**
- Teknisk dokumentation jf. **Bilag 1**
- Enstregsskema jf. **Bilag 1**
- Typegodkendelse jf. **Bilag 1**
- Projektgodkendelse jf. **Bilag 1**
- Elkvalitet jf. **Bilag 1**
- Spændingsdyk jf. **Bilag 1**
- PQ-diagram jf. **Bilag 1**
- Kortslutningsdata jf. **Bilag 1**
- Dynamisk model jf. **Bilag 2**
- Signalliste jf. **Bilag 4**
- Idriftsættelsesrapport jf. **Bilag 5**

8.4 Vindkraftværker over 25 MW

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* **senest 3 måneder** før ønsket idriftsættelsestidspunkt:

- Generelt jf. **Bilag 1**
- Teknisk dokumentation jf. **Bilag 1**
- Enstregsskema jf. **Bilag 1**
- Typegodkendelse jf. **Bilag 1**
- Projektgodkendelse jf. **Bilag 1**
- Elkvalitet jf. **Bilag 1**
- Spændingsdyk jf. **Bilag 1**
- PQ-diagram jf. **Bilag 1**
- Kortslutningsdata jf. **Bilag 1**
- Dynamisk model jf. **Bilag 2**
- Signalliste jf. **Bilag 4**
- Idriftsættelsesrapport jf. **Bilag 5**

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 dækker det samlede behov for dokumentation for et *vindkraftværk*. Denne dokumentation skal udfyldes og sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Bilag 1.1 Generelt viser de generelle informationer omkring *vindkraftværket*, som bruges af *elforsyningsvirksomheden* i forbindelse med oprettelse af *vindkraftværket* på Selvbetjeningen (Elektronisk portal).

Bilag 1.2 Teknisk dokumentation indeholder alle andre informationer, som er nødvendige for *elforsyningsvirksomheden* i forhold til de driftsmæssige og beregningsmæssige forhold.

Den tekniske dokumentation skal oplyses som idriftsættelsesdata, som er gældende for *vindkraftværket* på idriftsættelsestidspunktet.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, så skal der sendes en opdateret dokumentation i henhold til kravene i **afsnit 2.2** (Ændringer på et eksisterende *vindkraftværk*).

Skabelon for **Bilag 1** er tilgængelig på www.energinet.dk.

Indholdsfortegnelse for dokumentation

Bilag 1 Dokumentation.....	54
B1.1. Generelt	55
B1.2. Teknisk dokumentation	57
Bilag 2 Simuleringsmodel	65
B2.1. Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW	65
B2.2. Vindkraftværker over 25 MW	65
B2.3. Krav til simuleringsmodeller.....	66
B2.4. Validering af simuleringsmodeller for de enkelte vindmølletyper ..	67
B2.5. Validering af simuleringsmodeller for det samlede vindkraftværk.	68
Bilag 3 Beregningseksempler til elkvalitet	69
B3.1. Hurtige spændingsændringer	69
B3.2. Flicker	69
B3.3. Harmoniske overtoner.....	71
Bilag 4 Signalliste.....	72
B4.1. Vindkraftværker over 25 kW	72
B4.2. Vindkraftværker med compensation.....	72
Bilag 5 Idriftsættelsesrapport.....	73
B5.1. Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW.....	73
B5.2. Vindkraftværker over 25 MW	73

B1.1. Generelt

Nedenstående blanket skal udfyldes uanset *mærkeeffekt*.

Beskrivelse	Tekst
Identifikation:	
Navn på <i>elforsyningsvirksomhed</i>	
Anlægsnavn	
GSRN nummer	
Planlagt i drift	
Tekniske data:	
Fabrikant	
Typebetegnelse (model)	
Typegodkendelse	
Godkendelsesorgan	
Installeret kW (mærkeeffekt)	
Cos ϕ (mærkeeffekt)	
Cos ϕ (20 % mærkeeffekt)	
Cos ϕ (tomgang)	
3-faset kortslutningsstrøm umiddelbart foran <i>vindkraftværket</i> (RMS)	
Rotordiameter (m)	
Navhøjde (m)	
<i>Tilslutningspunkt</i>	
Spændingsniveau	
Station 60 kV	

Beskrivelse	Tekst
Anlægs adresse:	
Kontaktperson (teknisk)	
Adresse1	
Husnummer	
Bogstav	
Postnummer	
BBR Kommune	
X/Y-koordinater	
Matrikel nummer	
Matriklens ejerlav	
Ejer:	
CVR nummer	
eller CPR nummer	
Virksomhedsnavn	
Kontaktperson (administrativ)	
Adresse1	
Husnummer	
Bogstav	
Etage	
Side	
Postnummer	
E-mail adresse	

B1.2. Teknisk dokumentation

B1.2.1. Mølletransformer (Step-up)

Skema skal kun udfyldes, hvis informationerne ikke fremgår af typegodkendelsen for vindmøllen.

Beskrivelse	Værdi
Fabrikat	
Type	
Bemærkninger	

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
Nominel tilsyneladende effekt (1 p.u.)	S_n	MVA	
Nominel primær spænding (1 p.u.)	U_p	kV	
Nominel sekundær spænding	U_s	kV	
Koblingsbetegnelse, f.eks. Dyn11	-	-	
Trinkoblerens placering	-	-	Primærside ☐ Sekundærside ☐
Trinkobler, yderligere spænding pr. trin	u_{tp}	%/trin	
Trinkobler, fasevinkel af yderligere spænding pr. trin:	ϕ_{tp}	grad/trin	
Trinkobler, laveste position	n_{tpmin}	-	
Trinkobler, højeste position	n_{tpmax}	-	
Trinkobler, neutral position	n_{tp0}	-	
Kortslutningsspænding, synkron	u_k	%	
Kobbertab	P_{cu}	kW	
Kortslutningsspænding, nulssystem	u_{k0}	%	
Resistiv kortslutningsspænding, nul-system	u_{kr0}	%	
Tomgangsmagnetiseringsstrøm	I_0	%	
Tomgangstab	P_0	%	

Alternativt til ovennævnte skema vedlægges tilsvarende dataoplysninger i form af datablad for transformere og eventuel viklingskobler.

B1.2.2. Beskyttelsesfunktioner

De efterfølgende beskyttelsesfunktioner skal være på et *vindkraftværk* uanset *mærkeeffekt*.

Overspændingsrelæ ($11 \text{ kW} < P_n \leq 25 \text{ kW}$)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overspændingsrelæ ($U_{>>}$ og $U_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>}$	kV	$U_n \times 1,06$	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	s	60	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>}$	kV	$U_n \times 1,10$	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>}$	s	0,2	
Bemærkning				

Overspændingsrelæ ($25 \text{ kW} < P_n \leq 25 \text{ MW}$)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overspændingsrelæ ($U_{>>}$ og $U_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>}$	kV	$U_n \times 1,06$	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	s	60	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>}$	kV	$U_n \times 1,10$	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>}$	s	0,2	
Hvis ja, indstilling 3 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>>}$	kV	$U_n \times 1,20$	
Hvis ja, indstilling 3 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>>}$	ms	5..100	
Bemærkning				

Overspændingsrelæ ($P_n > 25 \text{ MW}$)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overspændingsrelæ ($U_{>>}$ og $U_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>}$	kV	$U_n \times 1,10$	
Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	s	60	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>}$	kV	$U_n \times 1,15$	
Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>}$	s	2	
Hvis ja, indstilling 3 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>>}$	kV	$U_n \times 1,20$	
Hvis ja, indstilling 3 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>>}$	ms	5..100	
Bemærkning				

Underspændingsrelæ (Alle)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes underspændingsrelæ ($U_{<}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (spænding)	$U_{<}$	kV	$U_n \times 0,90$	
Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{<}$	s	10...60	
Bemærkning				

Overfrekvensrelæ (Alle)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overfrekvensrelæ ($f_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{>}$	Hz	52,0	
Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	ms	200	
Bemærkning				

Underfrekvensrelæ (Alle)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes underfrekvensrelæ ($f_{<}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{<1}$	Hz	47,0	
Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{<1}$	ms	200	
Bemærkning				

Frekvensændringsrelæ ($11 \text{ kW} < P_n \leq 25 \text{ kW}$)

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes frekvensændringsrelæ (df/dt)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring)	$(df/dt)_1$	Hz/s	$\geq +2,5$	
Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (funktionstid ved positive frekvensændringer)	T_1	ms	200	
Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring):	$(df/dt)_2$	Hz/s	$\leq -2,5$	
Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (funktionstid negative frekvensændringer)	T_2	ms	200	
Bemærkning				

B1.2.3. Enstregsskema

Dette gælder alle *vindkraftværker* over 25 kW *mærkeeffekt*. *Elforsyningsvirksomheden* kan kræve enstregsskema for *vindkraftværker* under 25 kW *mærkeeffekt*.

I bilaget angives figur med enstregsskema af anlæg med angivelse af *tilslutningspunktet*, *leveringspunktet*, målepunkter, herunder afregningsmåling, ejergrænse og driftsledergrænse/ansvarsgrænse. Derudover skal typebetegnelse for det anvendte koblingsanlæg fremgå, så man deraf kender den rigtige kabelterminering.

I tilfælde, hvor enstregsskema er indeholdt i netbenyttelsesaftalen mellem *anlægs ejer* og *elforsyningsvirksomhed*, kan netbenyttelsesaftalen vedlægges som dokumentation.

B1.2.4. Typegodkendelse

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt*.

Dokumentation for godkendelse og registrering hos godkendelsessekretariatet under Energistyrelsen.

Vindkraftværker skal være typegodkendt i henhold til BEK nr. 651 af 26. juni 2008 [ref. 21].

B1.2.5. Projektgodkendelse

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt* (Hvis relevant).

Dokumentation for projektgodkendelse og registrering hos godkendelsessekretariatet under Energistyrelsen.

Vindkraftværker skal være typegodkendt i henhold til BEK nr. 651 af 26. juni 2008 [ref. 21].

B1.2.6. Elkvalitet

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt*.

Dokumentation for overholdelse af spændingskvalitet:

- skema dækkende flickerkoefficient, spændingsændringer og *flicker* forårsaget af ind-/udkoblinger i henhold til IEC 61400-21 Annex A
- skema dækkende harmoniske overtoner i henhold til IEC 61400-21 Annex A
- nødvendige beregninger i henhold til **afsnit 4**

B1.2.7. Spændingsdyk

Dette gælder alle *vindkraftværker* med *mærkeeffekt* større end 1,5 MW for samme *tilslutningspunkt*.

Vindkraftværkets evne til at forblive på det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med spændingsdyk, som beskrevet i **afsnit 3.3**, skal dokumenteres.

Anlægsejer skal levere dokumentationen, der skal godkendes af *elforsyningsvirksomheden*. Det kan være en selvstændig rapport eller et afsnit i idriftsættelsesrapporten.

Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

For *vindkraftværker* over 1,5 MW og op til og med 25 MW accepteres det, at det udelukkende er den enkelte vindmølletypes evne, til at forblive på det *kollektive elforsyningsnet*, som eftervises.

Dynamisk simulering accepteres som metode til eftervisning af overholdelse af kravene som specificeret i **afsnit 3.3**.

Simuleringsmodeller anvendt ved dynamisk simulering som dokumentation skal være i overensstemmelse med kravene som specificeret i **Bilag 2**.

Vindkraftværker over 25 MW

For vindkraftværker over 25 MW skal det samlede vindkraftværks evne til at forblive på det kollektive elforsyningsnet, dokumenteres.

Dynamisk simulering accepteres som dokumentation for overholdelse af kravene specificeret i **afsnit 3.3**.

Simuleringsmodeller anvendt ved dynamisk simulering som dokumentation skal være i overensstemmelse med kravene specificeret i **Bilag 2**.

Det accepteres dog for vindkraftværker over 25 MW at verifikation foretages med "black-box" modeller af de enkelte vindmølletyper. Såfremt der anvendes simulering med "black-box" modeller, skal de være valideret jfr. **Bilag 2**.

En samlet model af vindmøller og opsamlingsnettet accepteres såfremt det kan dokumenteres, at aggregeringen ikke har nogen betydende indflydelse på simuleringresultaterne.

B1.2.8. PQ-diagram

Dette gælder alle vindkraftværker med mærkeeffekt større end 1,5 MW for samme tilslutningspunkt.

I bilaget angives et PQ-diagram, der viser den reaktive effekt, som vindkraftværket kan producere/forbruge i henhold til kravene angivet i **afsnit 5.3**.

B1.2.9. Kortslutningsdata

Kravet om kortslutningsdata med relæbeskyttelsesfunktioner skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

Dette gælder alle vindkraftværker med mærkeeffekt større end 1,5 MW for samme tilslutningspunkt.

Af hensyn til statiske beregninger skal vindmøllefabrikanten af vindkraftværket levere oplysninger omkring kortslutningsdata ved forskellige spændingsdyk i det kollektive elforsyningsnet med udgangspunkt i kravene i **afsnit 3.3**. Spændingsdyk ved fejl er med en kortslutning i 150 ms.

Fejlforløbet logges via simulering i tidsintervallet 0-500 ms. Kortslutningsdata oplyses i efterfølgende tabeller.

Forudsætninger for beregning af kortslutningsdata:

- Alle vindmøller i vindkraftværket er indkoblet
- Vindkraftværket producerer mærkeeffekt
- Strømværdier beregnes i tilslutningspunktet
- Symmetrisk spændingsdyk i % (dU) af udgangsspænding
- Vindkraftværkets beskyttelsesfunktioner/indstillinger inkluderet
- Kortslutningseffekt i tilslutningspunktet sættes til $10 \times P_n$ med et $X/R = 10$
- 50 Hz komponenten for den aktive strøm, I_{aktiv}
- 50 Hz komponenten for den reaktive strøm, I_{reaktiv}
- Totale strøm inkl. DC komponenten og harmoniske, I_{peak}

dU=20 %			
Tid [ms]	I_{aktiv} [A]	I_{reaktiv} [A]	I_{peak} [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

dU=30 %			
Tid [ms]	I_{aktiv} [A]	I_{reaktiv} [A]	I_{peak} [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

dU=50 %			
Tid [ms]	I _{aktiv} [A]	I _{reaktiv} [A]	I _{peak} [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

dU=80 %			
Tid [ms]	I _{aktiv} [A]	I _{reaktiv} [A]	I _{peak} [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

Bilag 2 Simuleringsmodel

Krav til simuleringsmodellen skal senest være implementeret 18 måneder efter ikrafttrædelsesdato for denne tekniske forskrift.

Dette gælder alle *vindkraftværker* med en *mærkeeffekt* større end 1,5 MW i samme *tilslutningspunkt*.

Til analyseformål af det *kollektive elforsyningsnet* har den *systemansvarlige virksomhed* behov for løbende at vedligeholde og udbygge simuleringsmodellerne i henhold til nettilslutning af nye *vindkraftværker*. Simuleringsmodellerne benyttes til analyser af transmissions- og distributionsnettets dynamiske forhold, herunder stabilitet.

Anlægsejer skal levere de specificerede simuleringsmodeller til den *systemansvarlige virksomhed*. Den *systemansvarlige virksomhed* er jf. elforsyningslovens § 84 a underlagt fortrolighedsforpligtelser i relation til kommercielt følsomme oplysninger.

Simuleringsmodeller kan af hensyn til fortrolighed fremsendes direkte fra vindmøllefabrikant til den *systemansvarlige virksomhed*. *Anlægsejer* er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

B2.1. Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en simuleringsmodel af hver enkelt vindmølletype, som indgår i *vindkraftværket*.

- *Anlægsejer* skal senest 3 måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for hver enkelt vindmølletype, som indgår i *vindkraftværket*.

På forlangende skal *anlægsejer* levere data for *opsamlingsnettet*.

B2.2. Vindkraftværker over 25 MW

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel af *vindkraftværket*.

Anlægsejer skal senest 3 måneder efter indgåelse af kontrakt om opførelse af *vindkraftværket* fremsende foreløbige data:

- for den dynamiske simuleringsmodel dækkende hver enkelt vindmølletype, som indgår i *vindkraftværket*.
- for en dynamisk simuleringsmodel af *vindkraftværksregulatoren*.
- for *opsamlingsnettet* bestående af kabler og koblings- og relæbeskyttelsesudstyr.

Simuleringsmodellen for *vindkraftværksregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte vindmølletype skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de

uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som én komplet fuld funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i **B2.3**.

Data for komponenter og dele, som indgår i *opsamlingsnettet*, skal ligeledes have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af én komplet fuld funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i **B2.3**.

Anlægsejer skal – fra projekteringsfase til idriftsættelsesfase – løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, såfremt de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endelig idriftsatte *vindkraftværk*.

Anlægsejer skal senest 3 måneder efter endelig idriftsættelse af *vindkraftværket* fremsende opdaterede simuleringsmodeller for den enkelte vindmølletype, *vindkraftværksregulatoren* samt data for komponenter og dele, som indgår i *opsamlingsnettet*.

B2.3. Krav til simuleringsmodeller

Simuleringsmodeller for hver enkelt vindmølletype og det samlede *vindkraftværk* skal dynamisk beskrive de elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodeller skal leveres på blokdiagramniveau, som primært ved hjælp af logiske funktioner og matematiske funktioner, fortrinsvis overføringsfunktioner i Laplacedomænet beskriver *vindkraftværkets* egenskaber.

Simuleringsmodeller skal støttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede dele i modellen samt indeholde detaljerede beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende modelparametre.

Simuleringsmodeller bestående af kompileret kode kan accepteres, såfremt kildekoden medfølger.

Simuleringsmodeller med krypterede dele accepteres ikke.

Simuleringsmodeller skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i **afsnit 5**.

Simuleringsmodeller skal indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i **afsnit 6**.

Simuleringsmodeller skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positive sequence).

Simuleringsmodeller bør kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under usymmetriske hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodeller skal som minimum kunne benyttes i frekvensområde fra 47 Hz til 53 Hz samt i spændingsområdet fra 0 pu til 1,4 pu.

Simuleringsmodeller skal kunne beskrive det dynamiske svar fra *vindkraftværket* i mindst 30 sekunder efter enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodeller skal kunne initialiseres direkte på baggrund af en loadflow-løsning uden efterfølgende iterationer.

Simuleringsmodeller skal være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningslødere med variabelt tidsskridt.

B2.4. Validering af simuleringsmodeller for de enkelte vindmølletyper

Simuleringsmodeller skal i relation til spændingsdyk som minimum valideres ved hjælp af testresultaterne VD1, VD2, VD3 og VD4 fra IEC 61400-21 **afsnit 6.5 Response to voltage drops**.

Simuleringsmodeller bør i relation til spændingsstigninger valideres eksempelvis ved hjælp af testresultater fra prøvestationer eller fra målinger på kommercielt opsatte vindmøller.

Simuleringsmodeller skal i relation til netbeskyttelse valideres ved hjælp af testresultaterne fra IEC 61400-21 **afsnit 6.8 Grid Protection** eller tilsvarende målinger målt under tilsvarende vilkår.

Simuleringsmodeller bør i relation til frekvensfald og -stigninger valideres eksempelvis ved hjælp af testresultater fra prøvestationer eller fra målinger på kommercielt opsatte vindmøller.

Valideringen skal dokumenteres i en valideringsrapport, som angiver simuleringsmodellens faktisk opnåede nøjagtighed. Rapporten skal desuden indeholde detaljerede informationer om, hvilket simuleringsprogram den validerede simuleringsmodel er implementeret på.

Den implementerede simuleringsmodel, som benyttes til valideringen, skal udleveres til den *systemansvarlige virksomhed*. Den implementerede simuleringsmodel skal udleveres i en sådan form og et sådant omfang, at den *systemansvarlige virksomhed* kan genskabe valideringen. Omfanget dækker **ikke** programlicens til det benyttede simuleringsprogram.

Simuleringsmodellens nøjagtighed tilstræbes at være inden for ± 10 % for spænding, aktiv effekt, aktiv strøm, reaktiv effekt samt reaktiv strøm, hvor den faktiske nøjagtighed dokumenteres i valideringsrapporten.

Tidsseriemålingerne anvendt til validering af simuleringsmodellen, skal vedlægges valideringsrapporten i *COMTRADE-format*.

B2.5. Validering af simuleringsmodeller for det samlede vindkraftværk

Anlægsejer skal senest 3 måneder efter endelig idriftsættelse af *vindkraftværket* fremsende målinger, som den *systemansvarlige virksomhed* kan anvende til validering af simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk*. Simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk* skal valideres for samtlige reguleringsformer, som krævet i **afsnit 5**.

Den praktiske udførelse af test til validering skal senest 3 måneder inden endelig idriftsættelse af *vindkraftværket* fastlægges i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* efter oplæg fra *anlægsejer*.

Anlægsejer er ansvarlig for al udførelse af test til validering, herunder måleudstyr, dataloggere samt personel.

Målingerne til validering af simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk* skal *anlægsejer* dokumentere i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test.

Tidsseriemålingerne anvendt til validering af simuleringsmodellen, skal vedlægges valideringsrapporten i *COMTRADE-format*.

Bilag 3 Beregningseksempler til elkvalitet

B3.1. Hurtige spændingsændringer

Et 1 MVA vindmølle tilsluttes det kollektive elforsyningsnet på 10 kV niveau. Elforsyningsvirksomheden har beregnet en kortslutningseffekt på 50 MVA og en kortslutningsvinkel på 84° i tilslutningspunktet. Af typetesten IEC 61400-21 fremgår det at spændingsændringsfaktoren ved denne vinkel er 0,5.

Spændingsændringens størrelse beregnes herefter som:

$$d(\%) = 100\% \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} = 100\% \cdot 0,5 \cdot \frac{1}{50} = 1\%$$

Resultatet er under grænseværdien, og kravet vedrørende hurtige spændingsændringer kan derfor anses for opfyldt.

B3.2. Flicker

B3.2.1. Grænseværdier

Hvis den tilsluttede mærkeeffekt er mindre end 0,4 % af den minimale kortslutningseffekt i tilslutningspunktet, kan vindkraftværket tilsluttes uden yderligere undersøgelse.

Hvis den tilsluttede effekt er større end 0,4 % af den minimale kortslutningseffekt i tilslutningspunktet, anvendes følgende fremgangsmåde:

Vindkraftværker op til og med 1,5 MW

Grænseværdierne angivet i Tabel 4 anvendes direkte.

Vindkraftværker over 1,5 MW

Grænseværdien ($P_{lt,i}$) for emissionen fra vindkraftværket, i, fastsættes som:

$$P_{lt,i} = G_{lt} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{prod,tot}}}$$

Hvor:

- G_{lt} er den samlede tilladelige emission fra vindkraftværket i tilslutningspunktet jf. Tabel 5.
- S_i er effekten for vindkraftværk nr. i
- $S_{prod,tot}$ er den maksimale samtidige vindkraftproduktion, inkl. S_i , der forventes tilsluttet det kollektive elforsyningsnet i tilslutningspunktet.

$$P_{lt,i} = G_{lt} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{prod,tot}}}$$

En 2 MVA *vindmølle* tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* på 10 kV niveau. Der er i forvejen tilsluttet 10 MVA vindkraftproduktion i det aktuelle 10 kV net og der forventes ikke yderligere tilslutninger. Flickeremissionsgrænsen for nytillutningen kan beregnes som:

$$P_{lt,nytilslutning,max} = 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{12}} = 0,275$$

Flickeremissionen fra *vindmøllen* beregnes herefter som i de foregående eksempler og de beregnede værdier sammenlignes med flickeremissionsgrænsen.

B3.2.2. Kontinuert drift

En 1 MVA *vindmølle* tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* på 10 kV niveau. *Elforsyningsvirksomheden* har beregnet en *kortslutningseffekt* på 50 MVA og en kortslutningsvinkel på 84° i *tilslutningspunktet*. Af databladet for IEC 61400-21 testen i *vindmøllens* typegodkendelse fremgår det at flickerkoefficienten er 2 for de givne værdier af kortslutningsvinkel og middelvindhastighed.

Flickerbidraget kan herefter beregnes som:

$$P_{st} = c(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} = 2 \cdot \frac{1}{50} = 0,04$$

Da P_{st} kan antages at være lig P_{lt} i kontinuert drift og den beregnede værdi er under grænseværdierne kan kravet vedrørende *flicker* i kontinuert drift derfor anses for opfyldt.

B3.2.3. Koblinger

En 1 MVA *vindmølle* tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* på 10 kV niveau. *Elforsyningsvirksomheden* har beregnet en *kortslutningseffekt* på 50 MVA og en kortslutningsvinkel på 84° i *tilslutningspunktet*. Af databladet for IEC 61400-21 testen i *vindmøllens* typegodkendelse fremgår det at flickertrinfaktoren er 0,1.

Under antagelse af maksimalt 2 koblinger i timen kan flickerbidraget herefter beregnes som:

$$P_{lt,i} = 8 \cdot N_{120min,i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k} = 8 \cdot 4^{0,31} \cdot 0,1 \cdot \frac{1}{50} = 0,02$$

Da den beregnede værdi er under grænseværdien kan kravet vedrørende *flicker* i kontinuert drift anses for opfyldt.

B3.3. Harmoniske overtoner

Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Grænsen for emissionen fra det enkelte *vindkraftværk*, i , fastsættes som:

$$E_{i,h} = \sqrt[\alpha]{L_{MV,h}^{\alpha} - L_{HV,h}^{\alpha}} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{|S_{last,max,MV+LV}| + |S_{prod,max,MV+LV}|}}$$

Hvor:

- $E_{i,h}$ er emissionsgrænsen for overtonen af orden h for *vindkraftværk* 'i'
- $L_{MV,h}$ er planlægningsgrænsen for overtonen af orden h på mellemspændingsniveau.
- $L_{HV,h}$ er planlægningsgrænsen for overtonen af orden h på højspændingsniveau.
- S_i er effekten for *vindkraftværk* nr. i
- $S_{last,max,MV+LV}$ er den maksimale belastning, der forsynes fra det aktuelle mellemspændingsnet. Værdien fastlægges under hensyntagen til fremtidige forbrugsstigninger.
- $S_{prod,max,MV}$ er den maksimale overtonegenererende produktionskapacitet i og under det aktuelle mellemspændingsnet. Værdien fastlægges under hensyntagen til fremtidige produktionsstigninger.

IEC TR 61000-3-6 og IEC 61000-3-12 angiver eksempler på planlægningsværdier for mellemspændingsnet og højspændingsnet, hvor de væsentligste er præsenteret i **Tabel 10**, **Tabel 11** og **Tabel 12** i **afsnit 4.4.2.3**. For *vindkraftværker* med *tilslutningspunkt* langt fra *leveringspunktet* kan *elforsyningsvirksomheden* normalt give tilladelse til højere emission i *tilslutningspunktet* end de angivne grænseværdier, som gælder i *leveringspunktet*.

En 2 MVA *vindmølle* tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* på 10 kV niveau. Der er i forvejen tilsluttet 10 MVA vindkraftproduktion i det aktuelle 10 kV net samt 10 MVA belastning. Der forventes ikke yderligere tilslutninger. Emissionsgrænsen for nytildslutningen kan med den 5. harmoniske som eksempel og ved anvendelse af IEC's vejledende værdier beregnes som:

$$E_{i,5} = \sqrt[1,4]{5\%^{1,4} - 2\%^{1,4}} \cdot \sqrt[1,4]{\frac{2}{12+10}} = 0,72\%$$

Emissionsgrænsen er her fastlagt i form af en spændingsværdi og *vindkraftværkets* tilladelige strømemission må fastlægges under hensyntagen til de konkrete forhold i det *kollektive elforsyningsnet*, og herunder eventuel resonansforstærkning.

Bilag 4 Signalliste

Signaler, som ikke er defineret jf. IEC 61400-25-2 [ref. 18], skal opbygges og defineres efter principperne specificeret jf. IEC 61400-25-1 [ref. 17].

B4.1. Vindkraftværker over 25 kW

Vindkraftværker skal have de specificerede signaler angivet i **bilag B4.1**.

Signalliste **Bilag B4.1** er tilgængelig på www.energinet.dk.

B4.2. Vindkraftværker med kompensation

Vindkraftværker, som ønsker kompensation i henhold til: Forskrift E "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering" [ref. 25], skal have de specificerede signaler angivet i **bilag B4.1** og **bilag B4.2**.

Signalerne angivet i **bilag B4.2** skal kun udveksles for udvalgte *vindmøller* i *vindkraftværket*, som aftales med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelse.

Signalliste **Bilag B4.2** er tilgængelig på www.energinet.dk.

Bilag 5 Idriftsættelsesrapport

Dette gælder alle *vindkraftværker* med en *mærkeeffekt* større end 1,5 MW i samme *tilslutningspunkt*.

Rapportskabelonen er en vejledning til at gennemføre en verifikationstest for at eftervise at *vindkraftværket* overholder de tekniske, funktionelle og dokumentationsmæssige krav, som denne forskrift specificerer.

Firmaspecifikke rapportskabeloner accepteres, når de tekniske, funktionelle og dokumentationsmæssige krav er opfyldt.

B5.1. Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Rapporten skal indeholde og dokumentere de nødvendige tests, som efterviser gældende krav beskrevet i den tekniske forskrift.

Idriftsættelsesrapport **Bilag 5.1** er tilgængelig på www.energinet.dk.

B5.2. Vindkraftværker over 25 MW

Rapporten skal indeholde og dokumentere de nødvendige tests, som efterviser gældende krav beskrevet i den tekniske forskrift.

Idriftsættelsesrapport **Bilag 5.2** er tilgængelig på www.energinet.dk.