

# Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraft- værker større end 11 kW

3.0		16.06.2010				DATE
		SFJ/KDJ				NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		<b>14130/10</b>				

## Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Version	Dato
Alt	Offentlig høring	3.0	16.06.2010
Alt	Behandling i ekstern arbejdsgruppe	2.0	01.12.2009
Alt	Samskrivning af tidligere forskrifter	1.0	01.09.2009

## Indholdsfortegnelse

1. Terminologi og definitioner.....	5
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser .....	10
3. Tolerancer over for frekvens- og spændingsafvigelser .....	15
4. Elkvalitet.....	21
5. Styring og regulering .....	31
6. Beskyttelse.....	42
7. Udveksling af signaler og datakommunikation.....	45
8. Verifikation og dokumentation .....	48
Bilag 1 Dokumentation.....	50
Bilag 2 Simuleringsmodel .....	61
Bilag 3 Beregningseksempler til elkvalitet .....	65
Bilag 4 Signalliste.....	68

## Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *vindkraftværker* med en mærkeeffekt over 11 kW skal overholde ved nettilslutning i Danmark og inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. Lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 med senere ændringer.

Forskriften er bygget op således, at **afsnit 1** indeholder anvendte terminologi og definitioner, **afsnit 2** beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, **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.

Denne forskrift er kun udgivet på dansk i forbindelse med den offentlige høringsrunde. Forskriften vil i forbindelse med anmeldelse til Energitilsynet blive udgivet i en engelsk version, som bliver tilgængelig på hjemmesiden. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

I **afsnit 1** er relevante definitioner suppleret med den tilsvarende engelske definition i tekst og på figurer. I forbindelse med udgivelse af den engelske version slettes de supplerende engelske definitioner og tilsvarende engelske tekster på figurer i den danske udgave.

Forskriften er udgivet af Energinet.dk og kan hentes på [www.energinet.dk](http://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 5.2.3.1**.

### 1.2 Anlægsejer

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

### 1.3 Balanceregulering

Regulering af aktiv effekt med henblik på at opnå balance i forhold til planlagt produktion benævnes *balanceregulering*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.2**.

### 1.4 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.

### 1.5 Delta produktionsbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en fastlagt afvigelse (delta) mellem mulig og aktuel effekt benævnes *delta produktionsbegrænser*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.3.2**.

### 1.6 Effektgradient begrænser

Regulering af aktiv effekt med en fastlagt stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *effektgradient begrænser*. Nærmere beskrivelse ses i **afsnit 5.2.3.3**.

### 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 flickermeter 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 (Small Wind Turbine, SWT)

En *husstandsmølle* er en *vindmølle* med en *mærkeeffekt* op til og med 25 kW og et samlet bestrøget areal op til og med 200 m<sup>2</sup>, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* på spændingsniveau under 1 kV AC eller 1,5 kV DC, jf. IEC 61400-2 [ref. 13]. En *husstandsmølle* er altid installationstilsluttet.

### 1.11 Kollektive 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, men hvis det ikke er tilfældet, så er det altid *leveringspunktet*, som er placeret tættest på det *kollektive elforsyningsnet*, se **Figur 1**, **Figur 2** og **Figur 3**. Det er *netvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

### 1.14 Mærkeeffekt for en vindmølle (Rated power)

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

### 1.15 Mærkeeffekt for et vindkraftværk (Rated power)

*Mærkeeffekt for et vindkraftværk*,  $P_n$  er den største aktive effekt, som et *vindkraftværk* er godkendt til at levere kontinuert i *leveringsspunktet*. Mærkeeffekten skal fremgå af projektdokumentationen. (IEC 60050-415-04-04 modificeret og Bek. nr. 651 af 26. juni 2008).

### 1.16 Mærkestrøm (Rated current)

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

### 1.17 Mærkevindhastighed (Rated wind speed)

*Mærkevindhastighed* er den middelvindhastighed, ved hvilken en *vindmølle* opnår dens *mærkeeffekt* jf. IEC 60050-415-03-04 [ref. 27]. En middelvindhastighed beregnes som middelværdien af vindhastigheder målt over 10 minutter i navhøjde.

### 1.18 Netvirksomheden (Utility or DSO)

*Netvirksomheden* 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.

### 1.19 Nominel spænding (Nominal voltage)

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

### 1.20 Normal produktionsområde

*Normal 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 imellem de enkelte *vindmøller* i et *vindkraftværk* frem til *tilslutningspunktet*, hvor den producerede effekt leveres til det *kollektive elforsyningsnet*.

### 1.22 Produktionsbalanceansvarlig

En *produktionsbalanceansvarlig* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den systemansvarlige virksomhed.

### 1.23 Spændingsfluktuation

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

### 1.24 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt for spændingsregulering. *Spændingsreferencepunktet* kan være forskelligt fra *tilslutningspunktet*. Det er *netvirksomheden*, der vælger placering af *spændingsreferencepunktet*, se **Figur 2**.

Hvis *spændingsreferencepunktet* er på højere spændingsniveau end *tilslutningspunktet* stilles spændingsmålingen til rådighed af *netvirksomheden*.

### 1.25 Statik (droop)

*Statik* i forbindelse med *frekvensregulering* er den ændring i frekvens, som medfører en ændring af den aktive effekt. *Statik* i forbindelse med spændingsregulering er den ændring i reaktiv effekt, som medfører en ændring af spændingen. *Statik* angives ofte i %.

### 1.26 Stopvindhastighed (Cut-out wind speed)

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

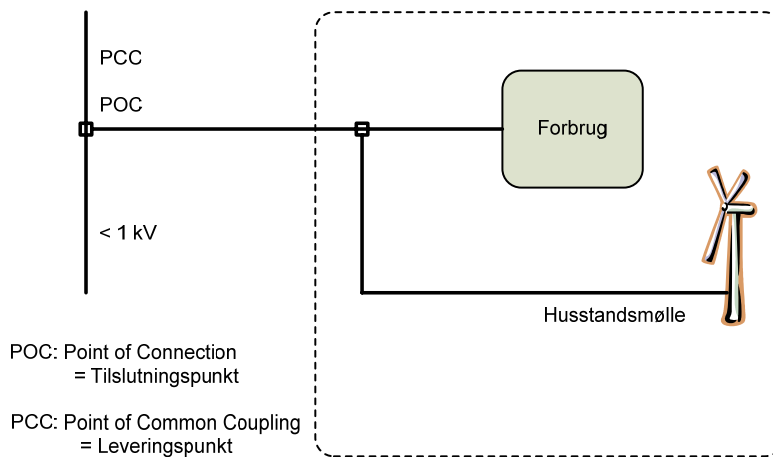
### 1.27 Systemansvarlig virksomhed (TSO)

Den *systemansvarlige virksomhed* er Energinet.dk.

## 1.28 Tilslutningspunkt

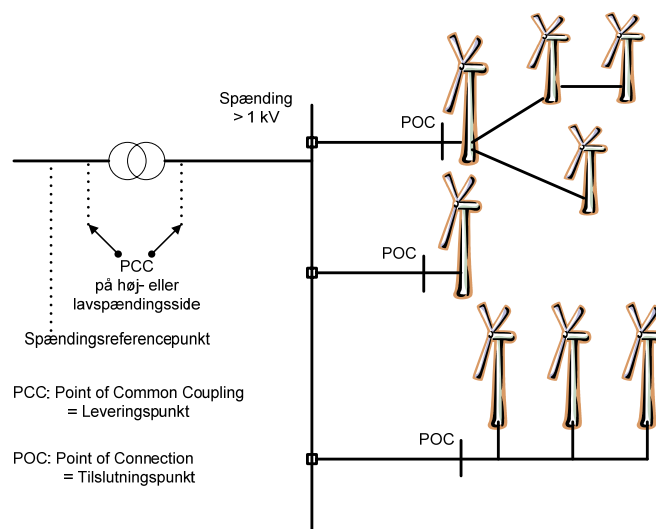
*Tilslutningspunktet*, POC, er det punkt i det kollektive elforsyningsnet, hvor *vindkraftværket* er eller kan tilsluttes, se **Figur 1**, **Figur 2** og **Figur 3** for den typiske placering af *tilslutningspunktet* ved forskellige nettilslutninger. Det er *netvirksomheden*, der anviser *tilslutningspunktet*.

I **Figur 1** er vist en typisk nettilslutning af en *husstandsmølle*, hvoraf *tilslutningspunktet* (POC) er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet* (PCC) sammenfaldende med *leveringspunktet* (PCC). Mindre *vindkraftværker* kan være tilsluttet på samme måde som *husstandsmøller*.



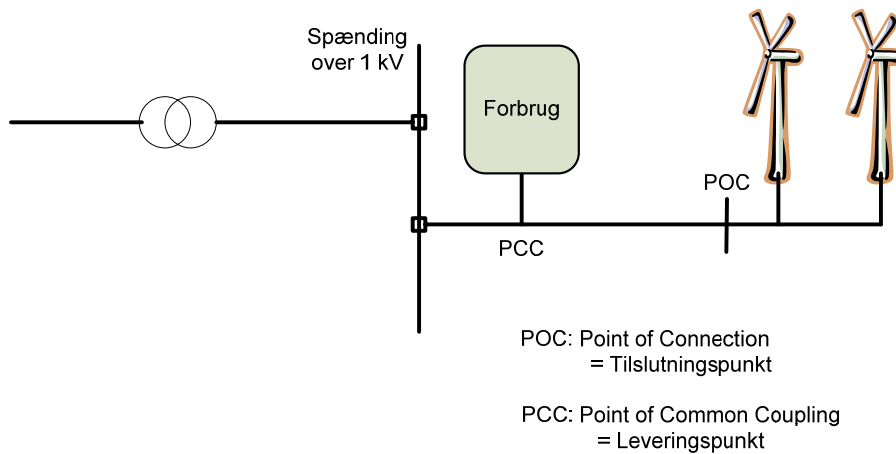
Figur 1 Typisk nettilslutning af en husstandsmølle

I **Figur 2** er vist forskellige varianter af nettilsluttede *vindkraftværker* uden tilsluttet forbrug, hvoraf *tilslutningspunkt* (POC), *leveringspunkt* (PCC) og *spændingsreferencepunkt* er placeret.



Figur 2 Forskellige varianter af nettilsluttede vindkraftværker uden tilsluttet forbrug

I **Figur 3** er vist et nettilsluttet vindkraftværk med tilsluttet forbrug, hvoraf det fremgår, hvor *tilslutningspunkt* og *leveringspunkt* typisk er placeret.



Figur 3 Typisk nettilslutning af et vindkraftværk med tilsluttet forbrug

### 1.29 Typisk driftsspænding

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

### 1.30 UTC

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

### 1.31 Vindkraftværk (Wind Power Plant, WPP)

Et vindkraftværk er en eller flere vindmøller med en samlet mærkeeffekt større end 25 kW, og som er tilsluttet det kollektive elforsyningsnet på spændingsniveauer over 1 kV AC, 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 den tekniske forskrift.

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

### 1.32 Vindkraftværksregulator

En vindkraftværksregulator er en samling af reguleringsfunktioner og grænseflade til et vindkraftværk, så vindkraftværket kan reguleres som et anlæg i tilslutningspunktet. Reguleringsfunktionerne er en del af vindkraftværket.

### 1.33 Vindmølle (Wind Turbine Generator System, WTGS)

En vindmølle er et system, der producerer elektrisk effekt ved hjælp af vind jf. IEC 60050-415-01-02 [ref. 27].

### 1.34 Vindmølleoperatør

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

## 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 de 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 net- og transmissionsvirksomhederne og har været i ekstern høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

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

Et *vindkraftværk* skal overholde Dansk Lovgivning, herunder Stærkstrømsbekendtgørelsen og Fællesregulativet. For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC-normer, og hvor disse ikke findes, anvendes ISO- og IEC-normer.

### 2.2 Anvendelsesområde

Et *vindkraftværk*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal igennem 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 set fra det *kollektive elforsyningsnet*. Dokumentationens 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 *anlægssejer*, *vindmølleoperatør* og *netvirksomhed* vedrørende drift og tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

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

- Forskrift D1 "Afregningsmåling og afregningsgrundlag"
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling"
- Forskrift E "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning"
- 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](http://www.energinet.dk).

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægssejer* og *netvirksomheden*. Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægssejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

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

Det er *anlægssejers* ansvar at sikre *vindkraftværket* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i 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 El hos Energinet.dk, [fo@energinet.dk](mailto:fo@energinet.dk).

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet den 30. 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 *netvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for Energinet.dk. Klager over *netvirksomhedens* håndhævelse af kravene i forskriften kan indbringes for den systemansvarlige virksomhed. En klage over en *netvirksomhed* vil altid forpligte den systemansvarlige virksomhed til at indhente *netvirksomhedens* kommentarer til klagen.

## 2.7 Misligholdelse

Det påhviler *vindmølleoperatøren* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *vindkraftværkets* levetid, medmindre andet udtrykkeligt er aftalt.

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 *anlægs ejer* medmindre andet udtrykkeligt er aftalt.

## 2.8 Sanktioner

Hvis et *vindkraftværk* ikke opfylder bestemmelserne i **afsnit 3** og frem i denne forskrift, er *netvirksomheden* 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 *netvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen. *Netvirksomheden* har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til Energinet.dk.

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

### 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 brugsgenstande".
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 61400-25-2**: Communications for monitoring and control of wind power plants - information models.
18. **IEC 61400-25-3**: Communications for monitoring and control of wind power plants - information exchange services.

19. **IEC 61400-25-4**: Communications for monitoring and control of wind power plants - mapping to communication protocol stacks.
20. **BEK nr. 651 af 26. juni 2008**: Bekendtgørelse om teknisk godkendelse for konstruktion, fremstilling, opstilling, vedligeholdelse og service af vindmøller.
21. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1** "Måleforskrift til systemdriftsformål" dateret: 25. marts 2008, version 1, dokument nr. 9300-08.
22. **DEFU RA 557** "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra *vindkraftværker* større end 11 kW".
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** "Kompensation til havmølleparker ved påbudt nedregulering", ver. 1 af 15. maj 2009, dokument nr. 15468-09.

#### 2.10.2 Informative referencer:

27. **IEC 60050-415**: International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
28. **IEC 60044-1**. Instrument transformers – Part 1: Current transformers.
29. **IEC 60044-2**. Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers.
30. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
31. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
32. **IEC 62053-21**: Electricity metering equipment (ac) – Particular requirements. Part 21: Static meters for active energy.
33. **IEC 60071-1**: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
34. **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. Tolerancer 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 *netvirksomheden*, 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 *netvirksomheden* oplyse den *typiske driftsspænding*  $U$ , som er gældende for *tilslutningspunktet*.

Den *typiske driftsspænding* danner grundlag for fastlæggelse af det *normale spændingsområde*  $U \pm 10\%$ . *Netvirksomheden* skal sikre, at den maksimale spænding angivet i **Tabel 1** ikke 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
Mellemspænding (MV)	50	45,0	60,0
	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
Lavspænding (LV)	10	9,00	12,0
	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 i *normal produktion* kunne startes og drives kontinuert inden for de designmæssige krav kun begrænset af indstillingerne for over- og underspændingsbeskyttelse, som anvist i **afsnit 6**.

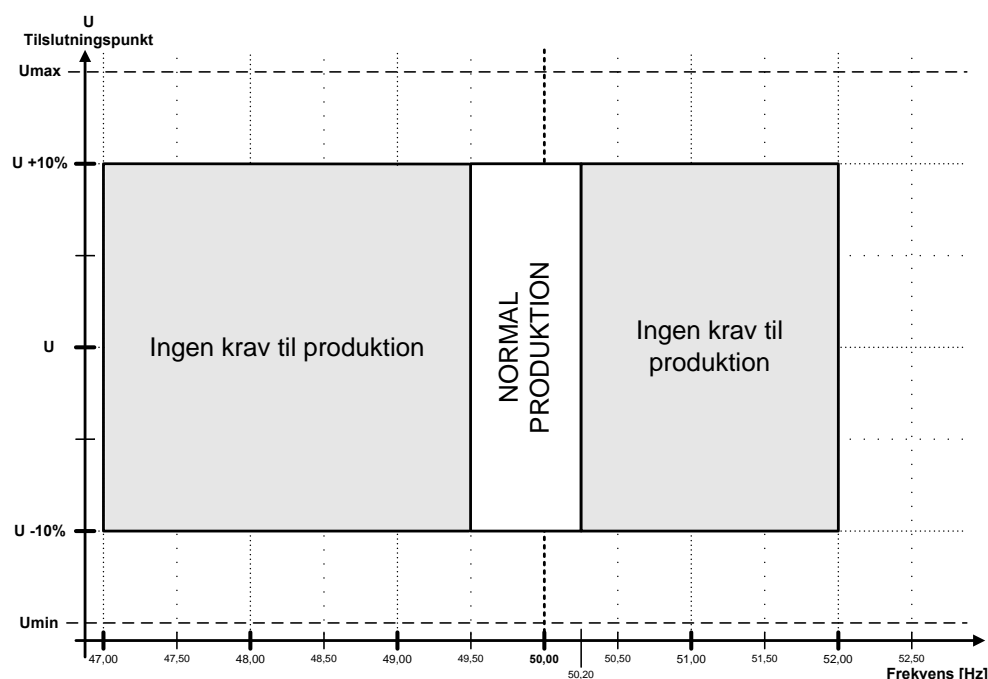
Automatisk start af produktion er kun tilladt, når spændingen er inden for *normal produktionsområde*.

*Normal produktionsområde* er den typiske driftsspænding  $U \pm 10\%$ , og frekvensområdet er  $49,5 < f < 50,2$  Hz, jf. **afsnit 3.1**.

De følgende krav er at betragte 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 illustreret i **Figur 4**.



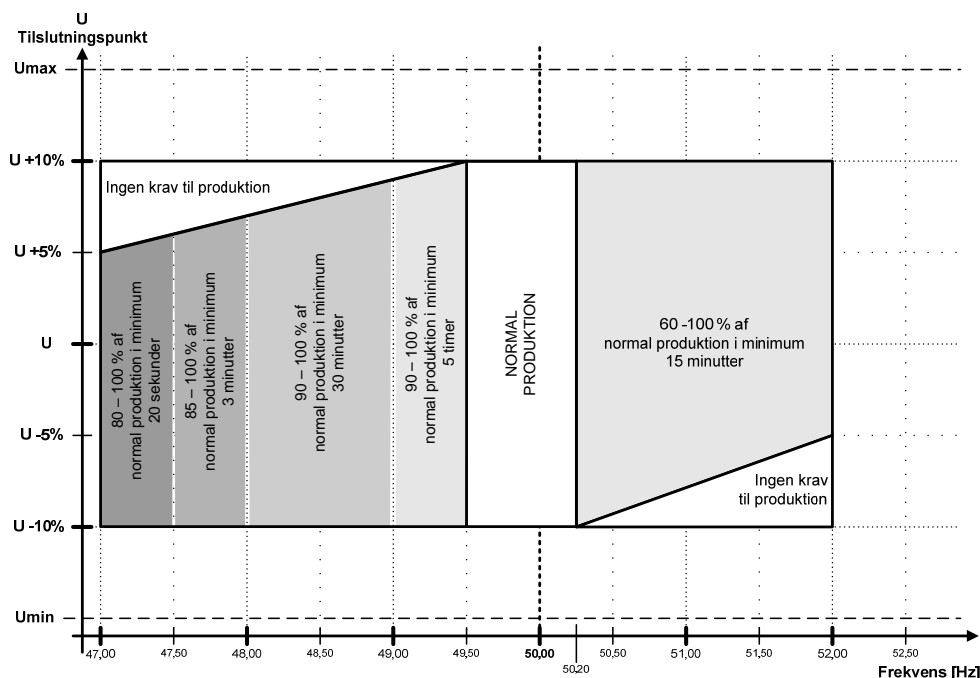
Figur 4 Krav til aktiv effekt ved frekvens-/spændingsvariationer for vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Der er ingen krav til produktion af aktiv effekt uden for *normal 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 illustreret i **Figur 5**.



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

Uden for *normal produktionsområde* skal *vindkraftværket* som minimum kunne overholde de anviste grænser.

*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 spændingsdyk, 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 at kunne tolerere et momentant fase-spring på op til 20° i *tilslutningspunktet*.

*Vindkraftværket* skal være designet til at kunne tolerere spændingsdyk, som angivet i efterfølgende afsnit. Uanset krav i efterfølgende afsnit, så skal beskyttelsesindstillinger være som angivet i **afsnit 6**.

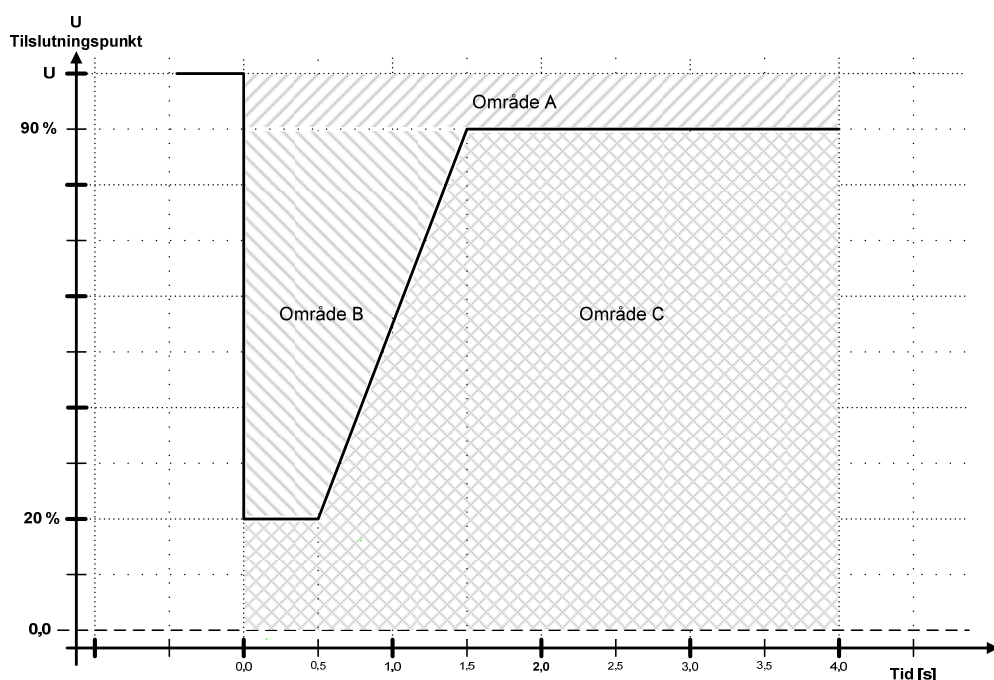
*Vindkraftværket* skal levere normal produktion senest 5 s efter, at *vindkraftværket* er tilbage i *normal produktionsområde*.

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

### 3.3.1 Tolerance overfor spændingsdyk

Et *vindkraftværk* skal i *tilslutningspunktet* kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 20 % af spændingen i *tilslutningspunktet* over en periode på minimum 0,5 s (synkronspændingen af 50 Hz komponenten). Kravene er skitseret på **Figur 6**.

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



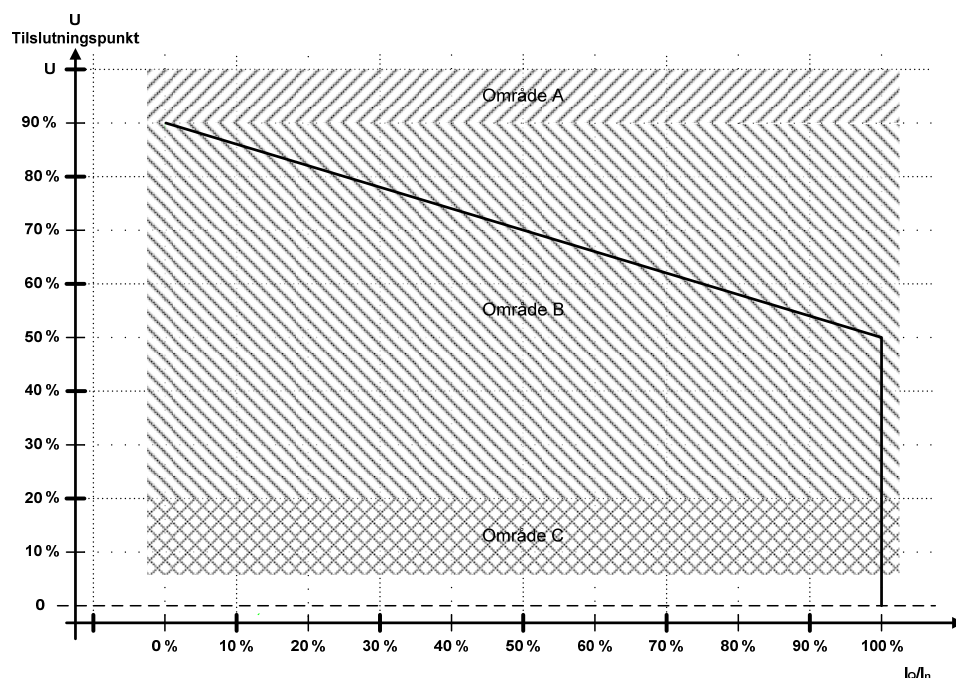
Figur 6 Krav til tolerance overfor spændingsdyk for vindkraftværker over 1,5 MW

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 teknologi tilbyder, se **Figur 7**.
- 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. 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 levere en kontrolleret størrelse af reaktiv strøm, som specificeret i **Figur 7**.



Figur 7 Krav til levering af reaktiv strøm,  $I_Q$  under spændingsdyk for vindkraftværker over 1,5 MW

Regulering skal følge **Figur 7**, så den reaktive strøm efter 60 ms følger karakteristikken med en tolerance på  $\pm 5\%$ .

I område B har levering af reaktiv effekt 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 de designmæssige grænser.

### 3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

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

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].

*Netvirksomheden* har ansvaret for at beregne emissionsgrænser samt dokumentere, at grænseværdierne for elkvalitet i *tilslutningspunktet* ikke overskrides. *Netvirksomheden* 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 *netvirksomheden* 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.

*Netvirksomheden* 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 net impedansvinklen  $\psi_{k,i}$  i *tilslutningspunktet*.

For tilslutning af *vindkraftværker* over 1,5 MW skal *netvirksomheden* 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 *netvirksomhedens* 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 *netvirksomheden* 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 *netvirksomheden* 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*. *Netvirksomheden* 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 strømmissioner fra *vindmøllen*, så den maksimalt afviger fra typetesten med  $\pm 0,1$  % 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 summation 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 *anlægssejers* data og model for *vindmøller* og *opsamlingsnettet* og *netvirksomhedens* 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  $\psi_k = 30, 50, 70$  og  $85$  grader, for forskellige typer af koblinger.

### 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 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  $\psi_k$  som er givet i typogodkendelsen. 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. Desuden anvendes middelvindhastigheden  $v_{a,i}$  for hver *vindmølle* i den aktuelle placering af *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*.

#### 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 flickeremissionen fra kontinuert drift af *vindkraftværket* og fra koblinger er under grænseværdien for den aktuelle sag.

#### 4.3.3.1 Kontinuert drift

Flickerkoefficienten bestemmes for det *kollektive elforsyningsnet* i *tilslutningspunktet* og den aktuelle placering af *vindkraftværket* ved simpel interpolation imellem værdierne for  $\psi_k$  og  $v_a$ , som er givet i typegodkendelsen.

Flickeremissionen 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

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

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

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

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

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 Partial Weighed 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	$8 \leq h \leq 50$
$U_n \leq 1$ kV	4,8	3,3	1,3	0,9	-	-	-	-
$U_n > 1$ 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  $I_h/I_n$  (%) – i tabellen angiver, at der ikke er krav til emissionen.

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

Spændingsniveau (AC)	THD <sub>I</sub>	PWHD <sub>I</sub>
$U_n \leq 1$ kV	6,0	10,5
$U_n > 1$ 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	$8 \leq h \leq 50$
$U_n \leq 1$ kV	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
$U_n > 1$ 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  $I_h/I_n$  (%). – i tabellen angiver, at der ikke er krav til emissionen.

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

Spændingsniveau (AC)	THD <sub>I</sub>	PWHD <sub>I</sub>
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	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

Netvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmonisk spænding i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *netvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte harmoniske spændinger samt THD<sub>U</sub> 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	$0,19 \cdot \frac{10}{h} + 0,16$ *)

\*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

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

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

Tabel 12 Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THD<sub>U</sub> (% af  $U_n$ ) for lige harmoniske ordner  $h$ .

Emissionsgrænserne for *vindkraftværket* vil typisk være mindre end planlægningsgrænserne, fordi *netvirksomheden* 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 individuelle harmoniske  $h$ .

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

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:

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

Værdier for eksponenten  $\alpha$  er vist i **Tabel 13**.

Harmonisk orden	A
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Tabel 13 Værdier for eksponentet  $\alpha$

##### 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

Netvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger fra vindkraftværket i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *netvirksomhedens* 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 (%)
$f < 100$ Hz	0,2 %
$100 \text{ Hz} < f < 2.000$ Hz	0,5 %

Tabel 16 Normale planlægningsgrænser for interharmoniske spændinger.

Emissionsgrænserne for *vindkraftværket* vil typisk være mindre end planlægningsgrænserne, fordi *netvirksomheden* 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 spændinger.

## **4.6 Forstyrrelser over 2 kHz**

### **4.6.1 Datagrundlag**

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz brede 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

*Netvirksomheden* fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *vindkraftværket* i *tilslutningspunktet*. Emissionsgrænserne skal sikre, at *netvirksomhedens* 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 *netvirksomheden*, inden *vindkraftværket* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

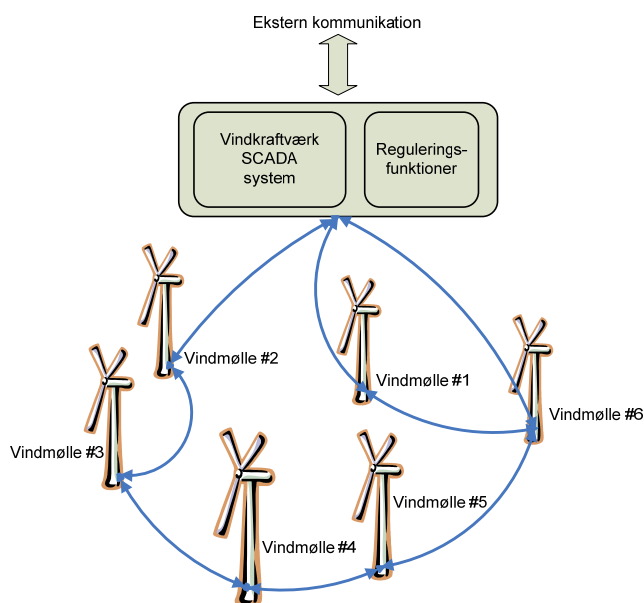
Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*.

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 ligger inden for *normale produktionsområde*, som 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 ligger inden for *normale produktionsområde*, som angivet i **afsnit 3.1** og **afsnit 3.2**.

Regulering efter en setpunktsændring skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre. Nøjagtigheden på den fuldførte regulering inkl. opløsning på setpunkt, må maksimalt afvige  $\pm 2\%$  af setpunktsværdien eller  $\pm 0,5\%$  af *mærkeeffekten*.

Et *vindkraftværk* skal have forskellige reguleringsfunktioner, som 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 8**.



Figur 8 Skitse for en vindkraftværksregulator

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

Alle ændring af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstemplet med en nøjagtighed og en opløsning 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 styre den leverede aktive effekt fra et *vindkraftværk* i *tilslutningspunktet* med ordrer og setpunkter.

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

### 5.2.1 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelse i det *kollektive elforsyningsnet* skal *vindkraftværket* kunne bidrage med *frekvensregulering* for at stabilisere netfrekvensen (50.000 Hz).

Alle indstillinger af frekvenspunkterne skal angives med mindst en opløsning på 1 mHz.

Nøjagtighed for måling af netfrekvensen skal være  $\pm 10$  mHz eller bedre.

*Frekvensreguleringsfunktionen* skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i **Figur 9**. Frekvenserne  $f_{\min}$ ,  $f_{\max}$ , samt  $f_1$  til  $f_7$  skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50.000 Hz  $\pm$  3.000 mHz.

Frekvenspunkterne  $f_1$  til  $f_4$  har til formål at kunne danne et dødbånd og reguleringsbånd inden for det normale driftsområde (primærregulering). Frekvenspunkterne  $f_5$  til  $f_7$  danner reguleringsområde til regulering under en unormal driftssituation (kritisk effekt-/frekvensregulering). De aktuelle indstillinger af frekvenspunkterne fastlægges af *netvirksomhed* i samarbejde med *systemansvaret* inden idriftsættelsen.

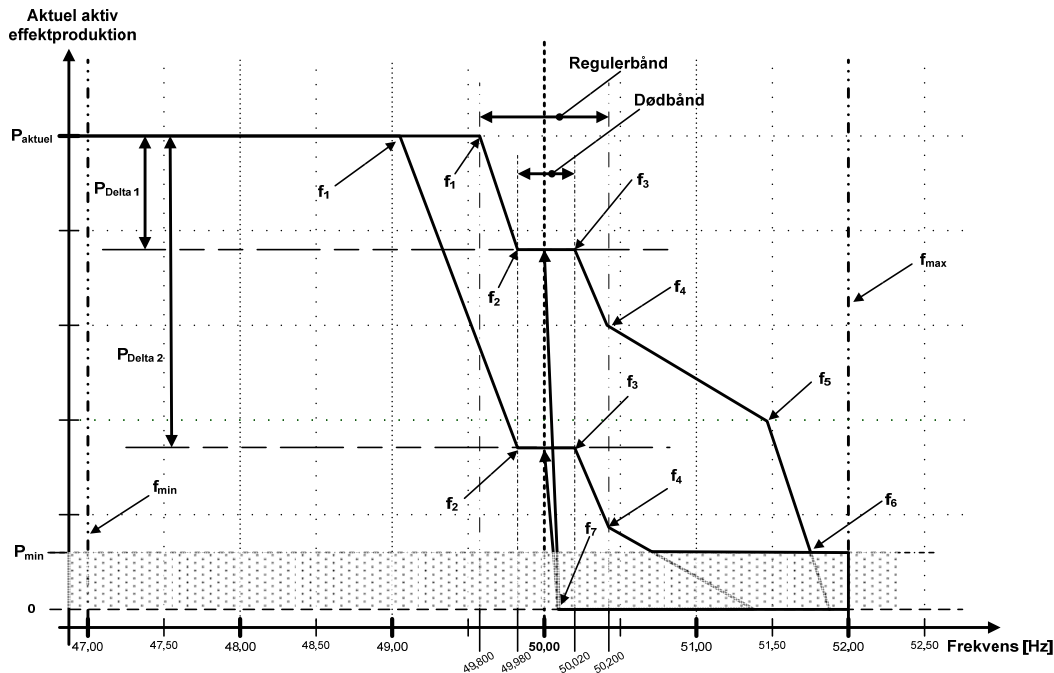
Ved nedregulering af den aktive effekt til under  $P_{\min}$  er det tilladt at stoppe enkelt *vindmøller*, og opregulering må først påbegyndes, når netfrekvensen er under  $f_7$ .

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

$P_{\Delta}$  er det niveau, den aktuelle aktive effekt er reduceret med for at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens. På **Figur 9** er illustreret to forskellige  $P_{\Delta}$  værdier med samme indstillinger.

Frekvensreguleringsfunktionen skal reducere den aktive effekt ved netfrekvenser større end  $f_3$ , som angivet på **Figur 9**.

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



Figur 9 Frekvensregulering for vindkraftværker over 25 MW

### 5.2.2 Balanceregulering

Den aktive effekt fra et vindkraftværk skal afpasses efter det aktuelle behov af hensyn til opretholdelse af effektbalancen i forhold til planlagt produktion, fejl-situationer eller øvrige stabilitets hensyn i det kollektive elforsyningsnet. Produktion af aktiv effekt skal kunne reguleres efter et forudbestemt mønster eller på basis af manuel indgriben i produktionen.

### 5.2.3 Begrænsningsfunktioner

Et vindkraftværk skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for aktiv effekt. Begrænsningsfunktionerne anvendes for at undgå ubalance eller overbelastning i det kollektive elforsyningsnet i forbindelse med omkoblinger i det kollektive elforsyningsnet, ved fejl-situationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i efterfølgende afsnit.

#### 5.2.3.1 Absolut produktionsbegrænser

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

#### 5.2.3.2 Delta produktionsbegrænser (Rullende reserve/ Spinning reserve)

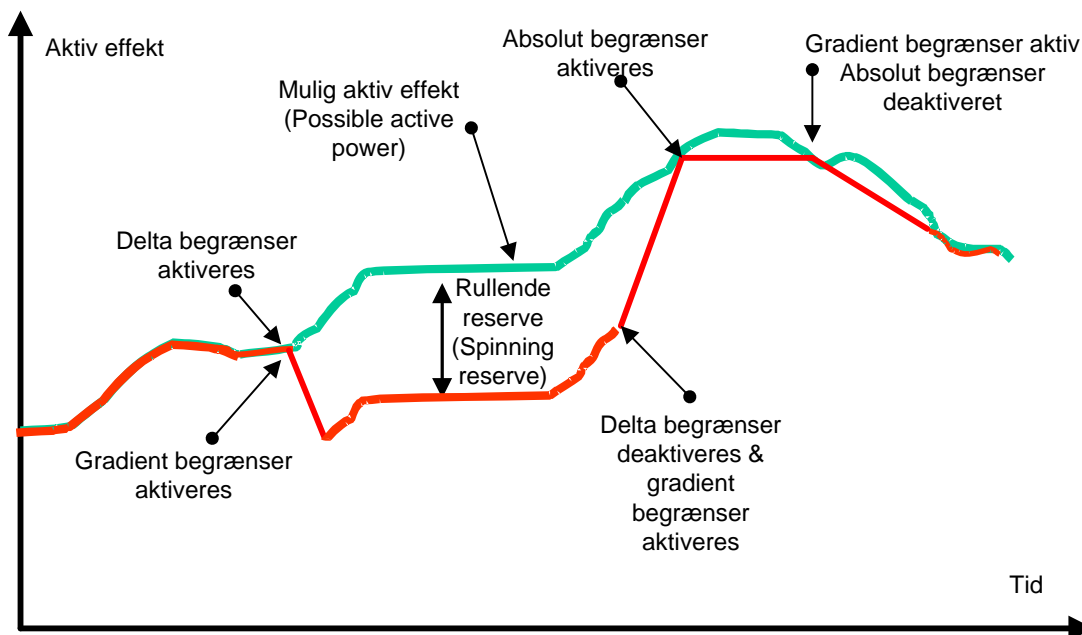
Delta produktionsbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et vindkraftværk til en ønsket konstant værdi i forhold til mulig aktiv effekt. Delta

*produktionsbegrænser* bruges typisk til at opnå en reguleringsreserve til opretholdelse af frekvensregulering.

### 5.2.3.3 Effektgradient begrænser

*Effektgradient begrænser* bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt ændrer sig 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*.

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

Et *vindkraftværk* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt, som kan styre den leverede reaktive effekt fra et *vindkraftværk* i *tilslutningspunktet* med ordrer og setpunkter.

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

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

### 5.3.1 Q-regulering

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

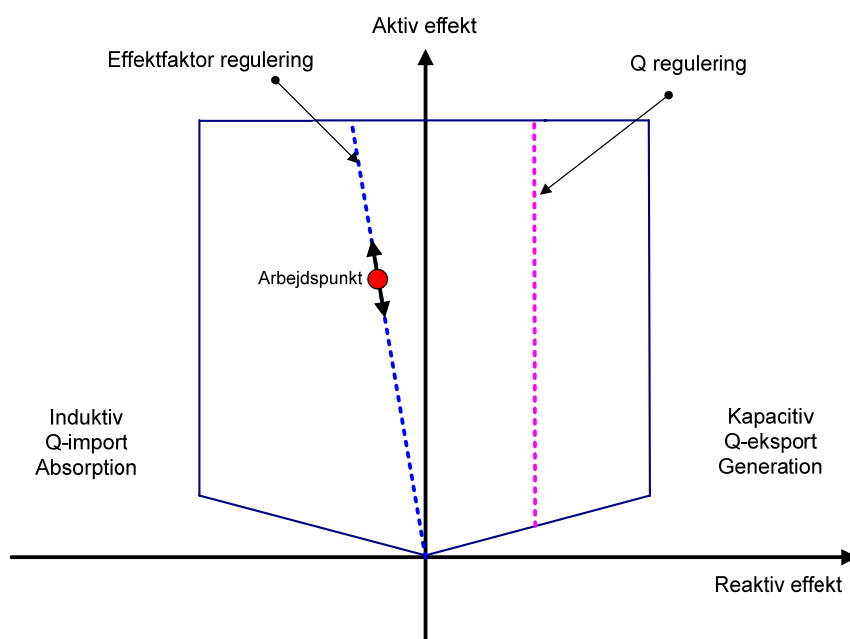
Q-regulering skal kunne ændres med setpunkter med en opløsning på 1 kvar.

### 5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion som sikrer en variabel reaktiv effekt proportionalt med den aktive effekt i *tilslutningspunktet*. Den reguleringsfunktion er skitseret på **Figur 11** som en linje med en konstant hældning. Hældningen på linjen betegnes som effektfaktoren.

Effektfaktoren skal kunne ændres med setpunkter med en opløsning på 0,001.

Sammenhængen imellem Q-regulering og effektfaktorregulering er illustreret i **Figur 11**.



Figur 11 Reaktiv effekt reguleringsfunktioner for et vindkraftværk

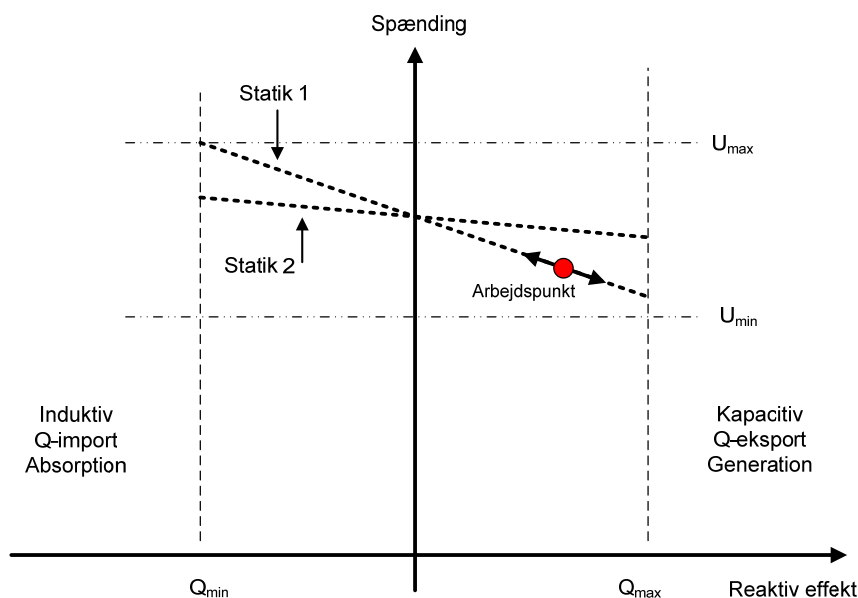
### 5.3.3 Spændingsregulering

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

Spændingsreguleringens *statik* skal kunne indstilles i området 2-8 % med en opløsning på 1 % og en nøjagtighed på  $\pm 0,2$  %. En skitse er vist på **Figur 12**.

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

Den endelige indstilling skal aftales med *netvirksomheden* inden idriftsættelse.



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 en eller flere foruddefinerede setpunkter. Antal og indstillingsværdi af setpunkterne fastlægges af *netvirksomheden* ved idriftsættelsen.

Regulering efter aktivering skal påbegyndes så hurtigt, det nu er teknisk muligt. Reguleringen skal som minimum være fuldført inden for 5 sekunder fra modtagelse af aktiveringssignal.

#### 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
4. Balanceregulering

Prioriteringen imellem reguleringsfunktionerne skal kunne indstilles med ordrer.

## 5.6 Oversigt over reguleringsfunktioner for vindkraftværker

Vindkraftværker over 1,5 MW i samme *tilslutningspunkt* skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som det 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
Frekvens regulering (5.2.1) *	-	X
Balance regulering (5.2.2)	X	X
Absolut produktionsbegrænser (5.2.3.1)	X	X
Delta produktionsbegrænser (5.2.3.2)	-	X
Effekt-gradient begrænser (5.2.3.3)	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 *netvirksomheden*.

## 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** skal *vindkraftværket* være forberedt til at modtage et eksternt stop-signal.

Kravet anses for opfyldt, hvis den normale stopkreds via en klemrække kan kontrolleres med et eksternt signal.

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

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** 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**.

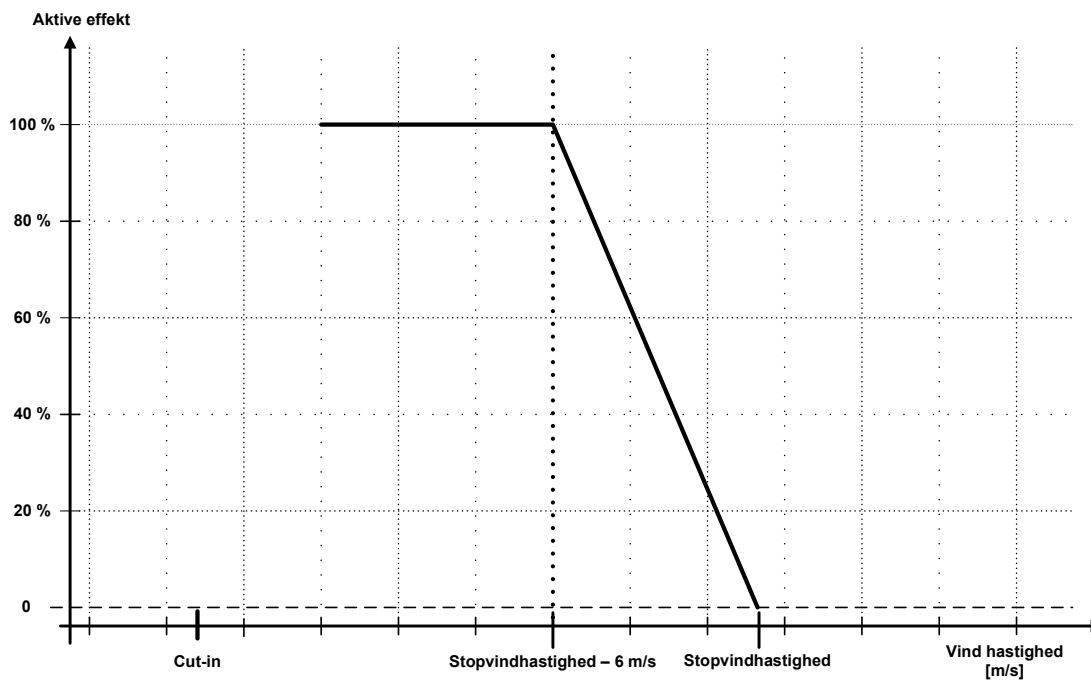
### 5.7.3 Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** 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 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 ms, baseret på vindhastigheden målt som en middelværdi over 10 minutter. For vindhastigheder på 6 ms før *stopvindhastigheden* skal *vindkraftværket* kunne nedregulere den aktive effekt, som skitseret på **Figur 13**. Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelt *vindmøller*, så man bedst muligt følger reguleringskarakteristikken.



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. 26], skal *vindkraftværksoperatøren* levere de krævede signaler, som anført i **Bilag 4**.

## 5.9 Krav til regulering af reaktiv effekt

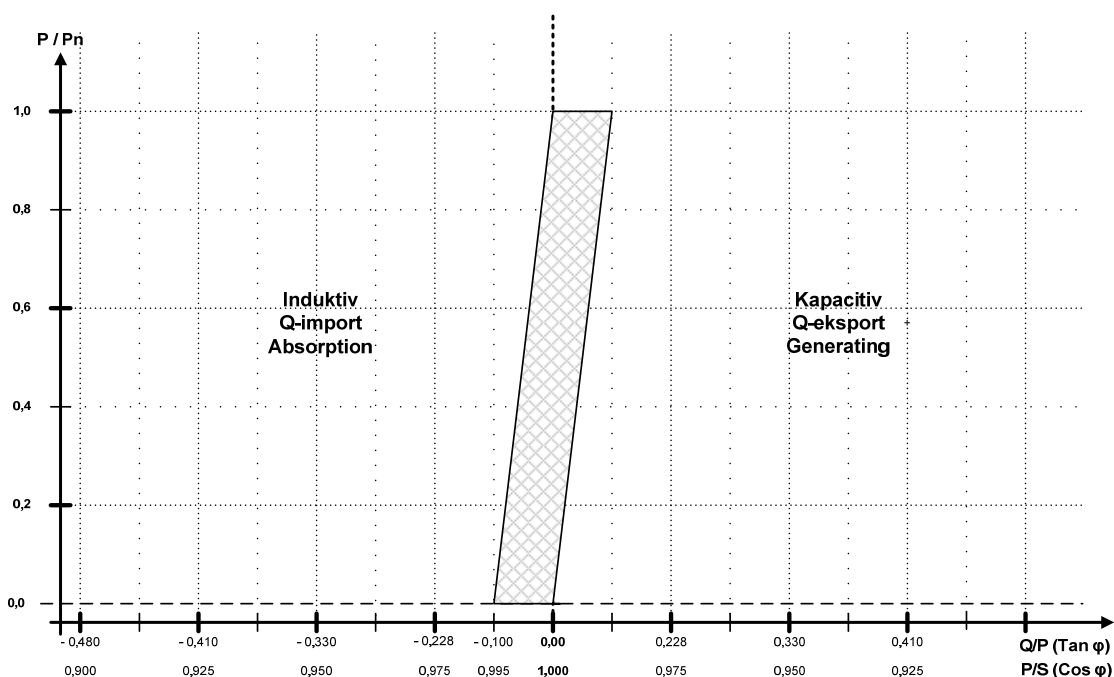
### 5.9.1 Vindkraftværker over 11 kW og op til og med 25 kW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1**, så skal *vindkraftværket* under normale produktionsforhold angivet i **afsnit 3.2** 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** så skal *vindkraftværket* under *normale produktionsforhold* angivet i **afsnit 3.2** sikre, at arbejds punktet til enhver tid vil befinde sig inden for det skraverede område vist i **Figur 14**.

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



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

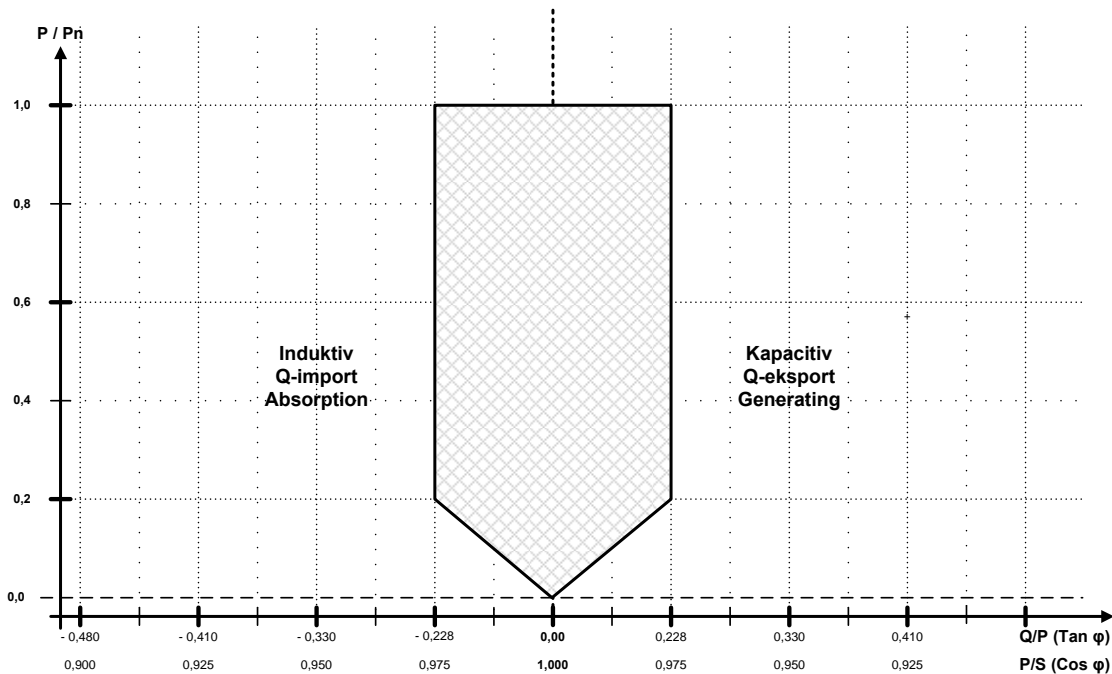
### 5.9.3 Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** så skal *vindkraftværket* under normale produktionsforhold angivet i **afsnit 3.2** have reguleringsfunktioner, som specificeret i **Tabel 17**.

*Vindkraftværkets* skal være designet således, at arbejds punktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område angivet i **Figur 15**. Under drift kan *vindkraftværkets* arbejds punkt være begrænset af det aktuelle antal *vindmøller* i drift.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *netvirksomheden*.

Kompensering under forhold, hvor *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt påhviler *anlægs ejer* (*Opsamlingsnettet* reaktive effekt). Kompensering kan foretages udenfor *vindkraftværket* ifølge aftale med *netvirksomheden*.



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

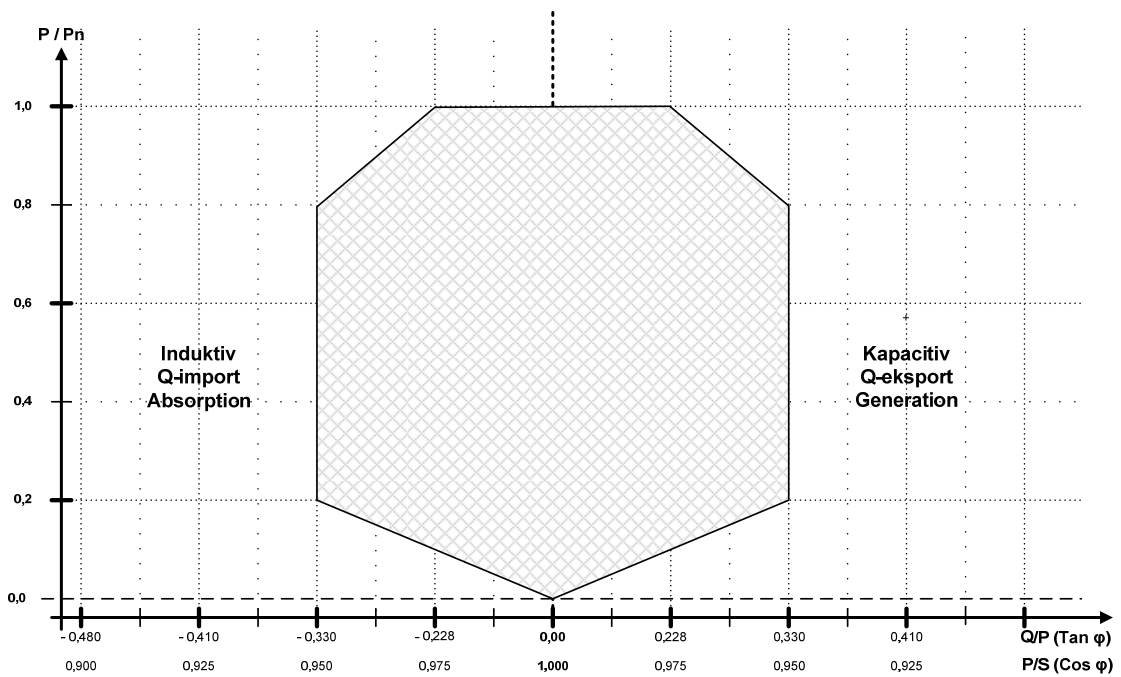
#### 5.9.4 Vindkraftværker over 25 MW

Udover de generelle krav i **afsnit 5.1** skal *vindkraftværket* under normale produktionsforhold angivet i **afsnit 3.2** have reguleringsfunktioner, som specificeret i **Tabel 17**.

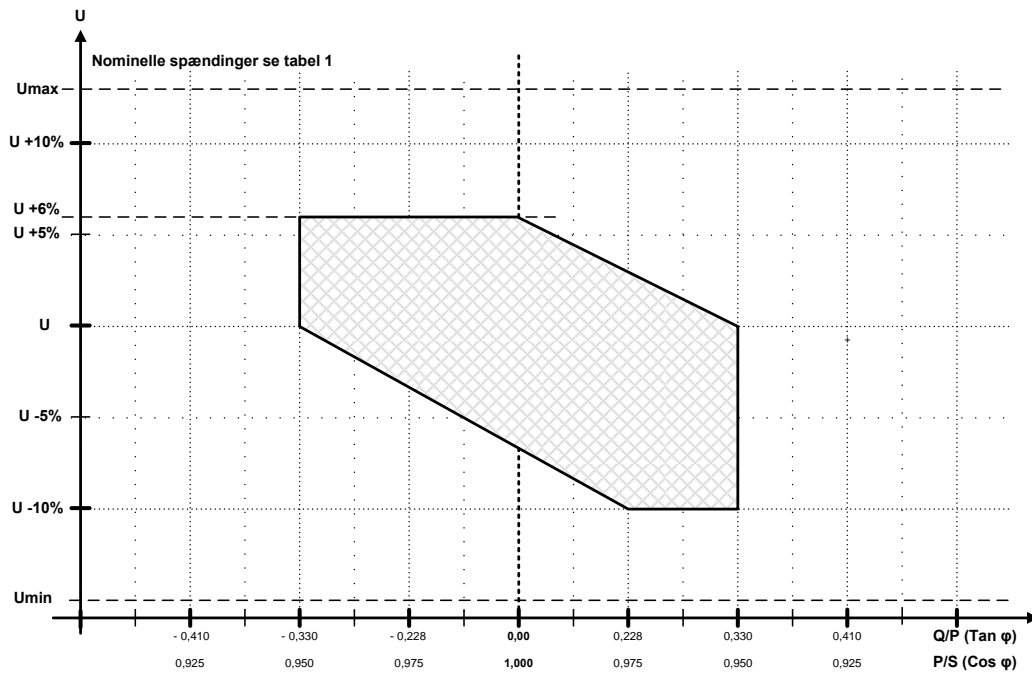
*Vindkraftværkets* skal være designet således, at arbejds punktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område angivet i **Figur 16 og Figur 17**. Under drift kan *vindkraftværkets* arbejds punkt være begrænset af det aktuelle antal *vindmøller* i drift.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *netvirksomheden*.

Kompensering under forhold, hvor *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt påhviler *anlægs ejer* (*Opsamlingsnettet* reaktive effekt). Kompensering kan foretages udenfor *vindkraftværket* ifølge aftale med *netvirksomheden*.



Figur 16 Krav til reaktiv effekt for vindkraftværker over 25 MW



Figur 17 Krav til spændingsreguleringsområde for vindkraftværker over 25 MW

## 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*.

*Netvirksomheden* 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, der er angivet i denne tekniske forskrift.

Det påhviler *netvirksomheden* 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 afsnit. Kun efter tilladelse fra *netvirksomheden* 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 udløsebetingsen 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 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. 33] skal begrænses til 1,30 p.u. og være reduceret til 1,20 p.u. efter 100 ms af spændingen i *tilslutningspunktet*.

### 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 funktionstid 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
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms

Tabel 19 Krav til vindkraftværker over 25 kW og op til og med 1,5 MW

### 6.2.3 Vindkraftværker over 25 MW

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid 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.

Kravet anses for opfyldt, hvis den normale stopkreds via en klemrække kan kontrolleres med et eksternt signal.

#### 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.

Alle målinger og data relevant for registrering og analyse skal logges med en tidsstempeling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempeling skal have reference til *UTC* med en opløsning og nøjagtighed 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 afsnit 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. 21].
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](http://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 til IEC 61400-25-4 [ref. 19], som indeholder IEC-60870-5-104. IEC-60870-5-104 skal implementeres med minimum to master.

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

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

### 7.4 Registrering af fejlhændelser

Kravene gælder for *vindkraftværker* over 25 MW.

Der kræves logning af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*. Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan konfigureres til at trigger ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*.

*Anlægssejer* 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.

Triggersignaler og triggerniveauer skal aftales med den *systemansvarlige virksomhed*.

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 offentlige elnet. Tidsstempling skal have reference til *UTC* med en opløsning på 1 ms og en nøjagtighed på 10 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.

*Netvirksomheden* skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE* format [def. 1.4].

### **7.5 Rekvirering af måledata og dokumentation**

Kravene gælder for *vindkraftværker* over 25 MW.

*Netvirksomheden* 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.

*Netvirksomheden* 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 *netvirksomheden* eller den systemansvarlige virksomhed.

## 8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægs ejerens* 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*.

Skabelon for **Bilag 1** og **idriftsættelsesrapport** er tilgængelig på [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk) (Efteråret 2010).

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

- Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *netvirksomheden*.
- *Netvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler. Når dokumentationen er godkendt så udstedes en driftstilladelse til *anlægs ejer*.
- *Netvirksomheden* sender den godkendte dokumentation i elektronisk form til Energinet.dk (Front-office EI).

For *vindkraftværker* over 1,5 MW, så skal der leveres en dokumentationspakke, som består af et udfyldt **Bilag 1** og en **idriftsættelsesrapport**.

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

Dokumentation i en udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Stamdata jf. **bilag B1.1**
- Teknisk dokumentation jf. **bilag B1.2**
- Enstregsskema jf. **bilag B1.2.3**
- Typegodkendelse jf. **bilag B1.2.4**
- Elkvalitet jf. **bilag B1.2.6**
- Overensstemmelseserklæring jf. **bilag B1.2.11**.

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

Dokumentationen udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Stamdata jf. **bilag B1.1**
- Teknisk dokumentation jf. **bilag B1.2**
- Enstregsskema jf. **bilag B1.2.3**
- Typegodkendelse jf. **bilag B1.2.4**
- Projektgodkendelse jf. **bilag B1.2.5** (hvis relevant)
- Elkvalitet jf. **bilag B1.2.6**
- Overensstemmelseserklæring jf. **bilag B1.2.11**
- Signalliste jf. **Bilag 4**

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

Dokumentationen udfyldes med data gældende på idriftsættelsestidspunktet:

- Stamdata jf. **bilag B1.1**
- Teknisk dokumentation jf. **bilag B1.2**
- Enstregsskema jf. **bilag B1.2.3**
- Typegodkendelse jf. **bilag B1.2.4**
- Projektgodkendelse jf. **bilag B1.2.5**
- Elkvalitet jf. **bilag B1.2.6**
- Spændingsdyk jf. **bilag B1.2.7**
- PQ-diagram jf. **bilag B1.2.8**
- Kortslutningsdata jf. **bilag B1.2.9**
- Dynamisk model jf. **bilag 0** og **Bilag 2**
- Overensstemmelseserklæring jf. **bilag B1.2.11**
- Signalliste jf. **Bilag 4**
- Idriftsættelsesrapport jf. **bilag 0.**

### 8.4 Vindkraftværker over 25 MW

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

- Stamdata jf. **bilag B1.1**
- Teknisk dokumentation jf. **bilag B1.2**
- Enstregsskema jf. **bilag B1.2.3**
- Typegodkendelse jf. **bilag B1.2.4**
- Projektgodkendelse jf. **bilag B1.2.5**
- Elkvalitet jf. **bilag B1.2.6**
- Spændingsdyk jf. **bilag B1.2.7**
- PQ-diagram jf. **bilag B1.2.8**
- Kortslutningsdata jf. **bilag B1.2.9**
- Dynamisk model jf. **bilag 0** og **Bilag 2**
- Overensstemmelseserklæring jf. **bilag B1.2.11**
- Signalliste jf. **Bilag 4**
- Idriftsættelsesrapport jf. **bilag 0.**

## Bilag 1 Dokumentation

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

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

Bilag 1.2 Teknisk dokumentation indeholder alle andre informationer, som er nødvendige for netvirksomheden 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*).

## Indholdsfortegnelse for dokumentation

Bilag 1 Dokumentation.....	50
B1.1. Stamdata .....	51
B1.2. Teknisk dokumentation .....	53
Bilag 2 Simuleringsmodel .....	61
B2.1. Vindkraftværker over 1,5 MW og op til og med 25 MW.....	61
B2.2. Vindkraftværker over 25 MW .....	61
B2.3. Krav til simuleringsmodeller.....	62
B2.4. Validering af simuleringsmodeller for de enkelte vindmølletyper ..	63
B2.5. Validering af simuleringsmodeller for det samlede vindkraftværk.	63
Bilag 3 Beregningseksempler til elkvalitet .....	65
B3.1. Hurtige spændingsændringer .....	65
B3.2. Flicker .....	65
B3.3. Harmoniske overtoner.....	67
Bilag 4 Signalliste.....	68
B4.1. Vindkraftværker over 25 kW .....	68
B4.2. Vindkraftværker med kompensation.....	68

## B1.1. Stamdata

Nedenstående blanket dækker skal udfyldes uanset *mærkeeffekt*.

Beskrivelse	Tekst
<b>Identifikation:</b>	
Navn på netvirksomhed	
Nr. på netvirksomheden	
Energinet.dk kortnavn	
Anlægsnavn	
Ediel nummer	
GSRN nummer	
Planlagt i drift	
Idriftsat dato	
Afmeldt dato	
<b>Afregning:</b>	
Aflæsningsfrekvens	
Nettoafregning	
<b>Tekniske data:</b>	
Fabrikant	
Typebetegnelse	
Typelogkendelse	
Godkendelsesorgan	
Installeret kW (mærkeeffekt)	
Cos $\phi$ (mærkeeffekt)	
Cos $\phi$ (20 % mærkeeffekt)	
Cos $\phi$ (tomgang)	
3-faset kortslutningsstrøm umiddelbart foran vindkraftværket (RMS)	
Rotordiameter (m)	
Navhøjde (m)	
Tilslutningspunkt	
Spændingsniveau	
Station 60 kV	
Placeringstype	

Beskrivelse	Tekst
<b>Anlægs adresse:</b>	
Kontaktperson (teknisk)	
Adresse1	
Husnummer	
Bogstav	
Postnummer	
BBR Kommune	
X/Y-kordinater	
Matrikel nummer	
Matriklens ejerlav	
<b>Ejer:</b>	
CVR nummer	
eller CPR nummer	
Virksomhedsnavn	
Kontaktperson (administrativ)	
Adresse1	
Husnummer	
Bogstav	
Etage	
Side	
Postnummer	
E-mail adresse	
<b>Energinet.dk godkendelse:</b>	
Fabrikant	
Typebetegnelse	
Overensstemmelseserklæring	
Udløbsdato	

## 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 <input type="checkbox"/> Sekundærside <input type="checkbox"/>
Trinkobler, yderligere spænding pr. trin	$du_{tp}$	%/trin	
Trinkobler, fasevinkel af yderligere spænding pr. trin:	$\phi_{i_{tp}}$	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, nulssystem	$u_{kr0}$	%	
Tomgangsmagnetiseringsstrøm	$I_0$	%	
Tomgangstab	$P_0$	%	

### B1.2.2. Beskyttelsesfunktioner

De efterfølgende beskyttelsesfunktioner skal være på et vindkraftværk uanset mærkeeffekt.

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

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overspændingsrelæ ( $U_{>>}$ og $U_{>}$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
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 <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
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 <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{<}$	kV	$U_n \times 0,90$	
Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{<}$	s	10...60	
Bemærkning				

**Overfrekvensrelæ (Alle)**

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes overfrekvensrelæ ( $f_{>}$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
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 <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
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 kW < P<sub>n</sub> ≤ 25 MW)**

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
Fabrikat Type				
Forefindes frekvensændringsrelæ (df/dt)	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>	
Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring)	(df/dt) <sub>1</sub>	Hz/s	≥ +2,5	
Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (funktionstid ved positive frekvensændringer)	T <sub>1</sub>	ms	200	
Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring):	(df/dt) <sub>2</sub>	Hz/s	≤ -2,5	
Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (funktionstid negative frekvensændringer)	T <sub>2</sub>	ms	200	
Bemærkning				

**B1.2.3. Enstregsskema**

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt*.

I bilaget angives figur med enstregsskema af anlæg med angivelse af *tilslutningspunktet*, *leveringspunktet*, målepunkter, herunder afregningsmåling, ejergrænse og driftsledergrænse/ansvarsgrænse.

I tilfælde, hvor enstregsskema er indeholdt i netbenyttelsesaftalen mellem *anlægs ejer* og *netvirksomhed*, 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. 20].

**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. 20].

### B1.2.6. Elkvalitet

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt*.

Dokumentation for overholdelse af spændingskvalitet:

- skema dækkende flickerkoefficient, spændingsændringer og *flicker* forårsaget af koblinger 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 *netvirksomheden*. 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 eftervisningen foretages med "black-box" modeller af de enkelte vindmølletyper. Såfremt der anvendes simulering med "black-box" modeller, skal de være valideret jfr. **Bilag 2**.

Aggregering af eksempelvis *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 levere/optage i henhold til kravene angivet i **afsnit 5.3**.

### B1.2.9. Kortslutningsdata

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

Af hensyn til statiske beregninger skal leverandøren af *vindkraftværket* levere oplysninger omkring kortslutningsdata ved forskellige spændingsdyk i det *kollektive elforsyningsnet*, som er retvisende i tidsintervallet 0-500 ms.

Udgangsforudsætninger 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,  $I_{\text{aktive}}$
- 50 Hz komponenten for den reaktive strøm,  $I_{\text{reaktiv}}$
- Totale strøm inkl. DC komponenten og harmoniske,  $I_{\text{peak}}$

<b>dU=20 %</b>			
Tid [ms]	$I_{\text{aktive}}$ [A]	$I_{\text{reaktiv}}$ [A]	$I_{\text{peak}}$ [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

<b>dU=30 %</b>			
Tid [ms]	I <sub>aktive</sub> [A]	I <sub>reaktiv</sub> [A]	I <sub>peak</sub> [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

<b>dU=50 %</b>			
Tid [ms]	I <sub>aktive</sub> [A]	I <sub>reaktiv</sub> [A]	I <sub>peak</sub> [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

<b>dU=80 %</b>			
Tid [ms]	I <sub>aktive</sub> [A]	I <sub>reaktiv</sub> [A]	I <sub>peak</sub> [A]
0			
5			
10			
20			
50			
100			
150			
200			
300			
500			

### **B1.2.10. Simuleringsmodel**

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

Bilag 2 skal dokumentere kravene beskrevet i **Bilag 2**.

### **B1.2.11. Overensstemmelseserklæring**

Dette gælder alle *vindkraftværker* uanset *mærkeeffekt*.

Overensstemmelseserklæringen skal dokumentere at kravene er opfyldt som specificeret i teknisk forskrift 3.2.5.

### **B1.2.12. Idriftsættelsesrapport**

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

### **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, herunder relevante signaler i **Bilag 4**.

*Energinet.dk udarbejder en skabelon for idriftsættelsesrapporten inden anmeldelse til Energitilsynet i september 2010.*

### **Vindkraftværker over 25 MW**

Rapporten skal indeholde og dokumentere de nødvendige tests, som efterviser gældende krav beskrevet i den tekniske forskrift, herunder relevante signaler i **Bilag 4**.

*Energinet.dk udarbejder en skabelon for idriftsættelsesrapporten inden anmeldelse til Energitilsynet i september 2010.*

## Bilag 2 Simuleringsmodel

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.

Leverandøren af *vindkraftværket* 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*.
- en dynamisk simuleringsmodel af *vindkraftværksregulatoren*.
- data for komponenter og dele, som indgår i *opsamlingsnettet*, f.eks. kabler samt 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*.

Skal leveres på blokdiagramniveau, som primært ved hjælp af logiske funktioner og matematiske funktioner, fortrinsvis overføringsfunktioner i Laplace-domænet beskriver *vindkraftværkets* egenskaber.

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.

Skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i **afsnit 5**.

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

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

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

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

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

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

Skal være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningslødere med variabelt tidskridt.

## **B2.4. Validering af simuleringsmodeller for de enkelte vindmølle typer**

Simuleringsmodellen 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*.

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

Simuleringsmodellen skal i relation til netbeskyttelse som minimum valideres ved hjælp af testresultaterne fra IEC 61400-21 **afsnit 6.8** *Grid Protection*.

Simuleringsmodellen 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** program-licens til det benyttede simuleringsprogram.

Simuleringsmodellens nøjagtighed skal til ethvert tidspunkt være inden for  $\pm 3$  % for spænding, frekvens, aktiv effekt, aktiv strøm, reaktiv effekt samt reaktiv strøm. Enkelte transiente afvigelser større end  $\pm 3$  % tillades, såfremt de klart fremgår og er forklaret i valideringsrapporten.

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

## **B2.5. Validering af simuleringsmodeller for det samlede vindkraftværk**

*Anlægs ejer* 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 for hver enkelt test skal i *COMTRADE-format* vedlægges rapporten.

## Bilag 3 Beregningseksempler til elkvalitet

### B3.1. Hurtige spændingsændringer

Et 1 MVA vindmølle tilsluttes det kollektive elforsyningsnet på 10 kV niveau. Netvirksomheden 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 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 nyttilslutningen kan beregnes som:

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

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

### B3.2.2. Kontinueret drift

En 1 MVA *vindmølle* tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* på 10 kV niveau. *Netvirksomheden* 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. *Netvirksomheden* 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 *netvirksomheden* 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 strømmission må fastlægges under hensyntagen til de konkrete forhold i det *kollektive elforsyningsnet*, og herunder eventuel resonansforstærkning.

## Bilag 4 Signalliste

### B4.1. Vindkraftværker over 25 kW

*Vindkraftværker* skal have de skitserede signaler, som er afkrydset i nedenstående liste.

Grundet læsbarhed er **bilag 4.1** vedlagt i A3 størrelse "Bilag 4 - Afsnit B4.1 - Signalliste for *vindkraftværker* over 25 kW".

### B4.2. Vindkraftværker med kompensation

*Vindkraftværker*, som ønsker kompensation i henhold til: Forskrift E "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering" [ref. 25], skal udover signalerne specificeret i **afsnit B4.1** også levere de skitserede signaler, som er afkrydset i nedenstående liste

Grundet læsbarhed er **bilag 4.2** vedlagt i A3 størrelse " Bilag 4 - Afsnit B4.2 - Signalliste for *vindkraftværker* med kompensation".

**Bilag 4 - Afsnit B4.1 - Signalliste for vindkraftværker over 25 kW**

Mærkeeffekt				Signal betegnelse	Kommentar	Typisk interval	Anbefalet værdi	Enhed	Data type	Formål	Typisk ordre udsteder	Typisk bruger	Energinet.dk reference
11 kW < Pn < 25 kW	25 kW < Pn < 1,5 MW	1,5 MW > Pn < 25 MW	Pn > 25 MW										
		X	X	Nettilslutningsafbryder samt swich gear status i opsamlingsradialer.		Open/close	-	-	Status	Overvåge koblingsstilstand for nettilslutningspunktet samt opsamlingsnet	-	PBA, Netvirksomhed	TF 5.8.1.
		X	X	Aktiv effekt leveret af vindkraftværket i tilslutningspunktet	Aktiv effekt regulering	0 - Pn	-	kW	Måling	Input til regulator for aktiv effekt	-	PBA, Netvirksomhed	TF 5.8.1.
			X	Aktiv effekt regulering - aktiveret / ikke aktiveret	Aktiv effekt regulering	Aktiv / ikke aktiv	Aktiv	-	Status	Overvåge elsystemet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Aktiv effekt regulering - gradient for op (+) / ned (-) regulering.	Aktiv effekt regulering	dP/dt	100 kW/s	kW/sekund	Setpunkt	Kontrollere hastighed for op- og nedregulering	PBA	PBA	TF 3.2.5
			X	Aktiv effekt regulering - ønsket aktiv effekt i tilslutningspunktet	Aktiv effekt regulering	0 - Pn	-	kW	Setpunkt	Kontrollere den aktive effekt fra et vindkraftværk	PBA	PBA	TF3.2.5
		X	X	Reaktive effekt - import / export i tilslutningspunktet	Reaktiv effekt regulering	+/- Qn	-	kvar	Måling	Input til regulering af reaktiv effekt	-	PBA, Netvirksomhed	TF 5.8.1.
			X	Power Faktor (PF) - målt i tilslutningspunktet	Reaktiv effekt regulering	0 - 1	-	-	Måling	Input til regulering af reaktiv effekt	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Power Faktor - ønsket PF i tilslutningspunktet	Reaktiv effekt regulering	0 - 1	1	-	Setpunkt	Power Faktor regulering	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Mulig reaktive import - i tilslutningspunktet	Fremtidig brug	- Qn	-	kvar	Beregning	Overvåge muligheder for reaktiv regulering - import	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Mulig reaktive export - i tilslutningspunktet	Fremtidig brug	+ Qn	-	kvar	Beregning	Overvåge muligheder for reaktiv regulering - export	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Reaktiv effekt regulering - aktiveret / ikke aktiveret	Reaktiv effekt regulering	Aktiv / ikke aktiv	Aktiv	-	Status	Overvåge regulator for reaktiv kompensering	PBA	PBA	TF 3.2.5
			X	Reaktiv effekt regulering - ønsket reaktiv effekt i tilslutningspunktet	Reaktiv effekt regulering	+/- Qn	0	kvar	Setpunkt	Mvar regulering	PBA	PBA	TF 3.2.5
			X	Spænding i spændingsreferencepunktet	Spændings regulering	0 - Un +15%	-	V	Måling	Input til regulering af spændingen i tilslutningspunktet	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 5.8.1.
			X	Spændingsregulering - aktiveret / ikke aktiveret	Spændings regulering	Aktiv / ikke aktiv	Ikke aktiv	-	Status	Overvåge regulator for spænding	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Spænding i tilslutningspunktet	Spændings regulering	0 - Un +15%	-	V	Måling	Overvåge spændingstilstand i vindkraftværk	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Spærningsregulering - statik for spændingsregulering	Spændings regulering	0 - 20%	6%	% af Un	Setpunkt	Statik til regulering af spændingen i spændingsreferencepunktet	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Spændings regulering - ønsket spænding i spændingsreferencepunktet	Spændings regulering	Un +/- 10%	-	V	Setpunkt	Spændingsregulering	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens i tilslutningspunktet	Frekvens regulering	Fn +2Hz / -3 Hz	-	Hz	Måling	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	-	PBA, Netvirksomhed	TF 5.8.1.
			X	Frekvens regulering - aktiveret / ikke aktiveret	Frekvens regulering	Aktiv / ikke aktiv	-	-	Status	Overvåge regulator for frekvens	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Referencefrekvens / Nominel frekvens	Frekvens regulering	50,000	50,000 Hz	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - reguleringsgrænse - lav frekvens	Frekvens regulering	46,5 - 47,5	47,0	Hz	Setpunkt	Nedre reguleringsgrænseværdi for frekvensregulator	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - reguleringsgrænse - høj frekvens	Frekvens regulering	51,5 - 53	52,0	Hz	Setpunkt	Øvre reguleringsgrænseværdi for frekvensregulator	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - regulerings reserve - P <sub>delta</sub>	Delta regulering	0 - Pn	-	kW	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - startfrekvens for regulerbånd - f <sub>1</sub>	Frekvens regulering	49,750 - 50,000	49,800	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - statik for nedregulering fra f <sub>1</sub> til f <sub>2</sub>	Frekvens regulering	2 - 8%	4%	% af Pn	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - startfrekvens for dødbånd - f <sub>2</sub>	Frekvens regulering	49,800 - 50,000	49,880	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - slutfrekvens for dødbånd - f <sub>3</sub>	Frekvens regulering	50,000 - 50,200	50,020	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - slutfrekvens for regulerbånd - f <sub>4</sub>	Frekvens regulering	50,000 - 50,250	50,200	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - slutfrekvens for regulering op til f <sub>5</sub>	Frekvens regulering	50,000 - 51,700	50,500	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - statik for nedregulering fra f <sub>4</sub> til f <sub>5</sub>	Frekvens regulering	0 - 50%	6%	% af Pn	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - slutfrekvens for regulering op til f <sub>6</sub>	Frekvens regulering	51,100 - 50,300	50,200	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Frekvens regulering - statik for nedregulering fra f <sub>5</sub> til f <sub>6</sub>	Frekvens regulering	0-50%	6%	% af Pn	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5

			X	Frekvens regulering - frekvensgrænse for genindkobling hvis aktiv effekt er reduceret til under Pmin - f <sub>7</sub>	Frekvens regulering	50,000 - 50,100	50,050	Hz	Setpunkt	Input til regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA, Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Pmin	Frekvens regulering	0 - 20 %	10%	-	Setpunkt	Nedre grænse for regulering af frekvensen i tilslutningspunktet	PBA	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
		X	X	Systemværn	Beskyttelse	Aktiv / ikke aktiv	Ikke aktiv	-	Styring	Aktivering / deaktivering af systemværn funktion	Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
X	X	X	X	Stop signal	Beskyttelse	Aktiv / ikke aktiv	Ikke aktiv	-	styring	Aktivering / deaktivering af stop signal	Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
	X	X	X	Holde signal - blokering af genindkobling	Beskyttelse	Aktiv / ikke aktiv	Ikke aktiv	-	Styring	Aktivering / deaktivering af genindkobling	Netvirksomhed	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Antal vindmøller effektbegrænset	Prognose	0 - xxx	-	Antal	Status	Overvåge status for et vindkraftværk kompensation for tabt produktion - forudse mulig effekt spring ved prishop	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Antal møller stoppet på grund af lav vind	Prognose	0 - xxx	-	Antal	Status	Overvåge status for et vindkraftværk forudse mulig effektspring ved vind ændring	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Antal møller stoppet på grund af høj vind	Prognose	0 - xxx	-	Antal	Status	Overvåge status for et vindkraftanlæg - forudsede mulig effektspring ved vind ændringer.	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Antal møller stoppet på grund af planlagt service / stop pga fejl	Prognose	0 - xxx	-	Antal	Status	Overvåge status for et vindkraftværk forudse mulig effektspring ved fejludbedring/opstart	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Samlet antal møller ude af drift i forhold til mulige	Prognose	0 - 100%	-	%	Status	Overvåge status for et vindkraftværk	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
			X	Vindmølle - udkoblet / indkoblet	Prognose	Aktiv / ikke aktiv	-		Status	Opskalering af ikke målte anlæg	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
		X	X	Rådighedstal (Availability) - forventet (tid?) (36, 72) - WPP / WT	Til fremtidig brug	0 - 100%	-	%	Balance prognose	Beregne forventet produktion og dermed forudse mulige effektspring	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
		X	X	Vindmøller udkoblet - af netvirksomhed	Prognose	0 - xxx	-	Antal	Status	Overvåge status for et vindkraftanlæg	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
		X	X	Vindkraftanlæg - GSRN nummer - sidste 8 cifre - vindkraftanlægsregulator identifikation	Stamdata	-	-	-	Konfiguration	Entydig identifikation af et vindkraftværk	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5
		X	X	Vindmølle - GSRN nummer -sidste 8 cifre - vindmølle identifikation	Stamdata	-	-	-	Konfiguration	Entydig identifikation af en vindmølle	-	PBA, Netvirksomhed	TF 3.2.5

**Bilag 4 - Afsnit B4.2 - Signalliste for vindkraftværker med kompensation**  
**Signaler, hvis vindkraftværket er omfattet af Markedsforskrift E, ver. 1.0, 15.05.2009**

Mærkeeffekt	Signal betegnelse	Kommentar	Typisk interval	Anbefalet værdi	Enhed	Data type	Formål	Typisk bruger	Energinet.dk reference
P <sub>n</sub> > 25 MW									
<b>X</b>	Beregnet mulig aktiv effekt for vindkraftanlægget i tilslutningspunktet		0 - P <sub>n</sub>	-	kW	Beregning	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E
<b>X</b>	Beregnet ikke leveret effekt for vindkraftanlægget i tilslutningspunktet		0 - P <sub>n</sub>	-	kW	Beregning	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E
<b>X</b>	Vindhastighed i navhøjde for hver vindmølle i anlægget		0 - v max	-	m/s	Måling	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E
<b>X</b>	Vindretning i navhøjde for hver vindmølle i anlægget		0 - 360	-	grd	Måling	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E
<b>X</b>	Beregnet mulig aktiv effekt for hver vindmølle i anlægget		0 - P <sub>n</sub>	-	kW	Beregning	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E
<b>X</b>	Beregnet ikke leveret aktiv effekt for hver vindmølle i anlægget		0 - P <sub>n</sub>	-	kW	Beregning	Afregning af tabt produktion ved nedregulering	ENDK, PBA	Forskrift E