



Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraft- værker større end 11 kW

HISTORISK

0	Endelig udgave	15.12.2014	15.12.2014	15.12.2014	15.12.2104	DATE
		KDJ	XLOC	BJA	TSK	NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		13/96336-11				

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Rev.	Dato
	Nyt dokument, endelig udgave	0	15.12.2014

HISTORISK

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt	2
Indholdsfortegnelse	3
Læsevejledning	4
1. Terminologi, forkortelser og definitioner	5
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser	19
3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser	26
4. Elkvalitet	32
5. Styring og regulering	44
6. Beskyttelse	64
7. Udveksling af signaler og datakommunikation	67
8. Verifikation og dokumentation	73
9. Elektrisk simuleringsmodel	77
Bilag 1 Dokumentation	80

Læsevejledning

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

Forskriften er bygget op således, at afsnit 1 indeholder anvendte terminologi og anvendte definitioner, afsnit 2 beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens afsnit 3 til og med afsnit 7 indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav til *vindkraftværker* i Danmark. Afsnit 8 indeholder kravene til dokumentation, og afsnit 9 indeholder kravene til den elektriske simuleringsmodel for de respektive *kategorier* af *vindkraftværker*.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i forhold til fire *anlægskategorier*, som beskrevet i afsnit 1.2.5 og 2.2.

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

Forskriften udgives også på engelsk. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

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

1. Terminologi, forkortelser og definitioner

1.1 Forkortelser

I dette afsnit er anført de forkortelser, der benyttes i dokumentet.

1.1.1 c_f

Flickerkoefficienten angives med betegnelsen c_f .

1.1.2 $d(\%)$

$d(\%)$ er betegnelsen for *hurtige spændingsændringer* i % af U_n . Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.20.

1.1.3 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden. Nærmere beskrivelse jf. afsnit 6.

1.1.4 $f_{<}$

$f_{<}$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for underfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse jf. afsnit 6.

1.1.5 $f_{>}$

$f_{>}$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for overfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse jf. afsnit 6.

1.1.6 f_x

f_x , hvor x kan være 1 til 7 eller min og max er punkter der benyttes til frekvensregulering, og som er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.2.

1.1.7 f_R

f_R er betegnelsen for den frekvens hvor et vindkraftværk skal påbegynde nedregulering med den aftalte statik. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.1.8 G_{lt}

G_{lt} er betegnelsen for planlægningsværdien for *flickeremissionen* fra et *anlæg*.

1.1.9 I_k

I_k er betegnelsen for *kortslutningsstrøm*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.26.

1.1.10 I_h

I_h er betegnelsen for summen af de individuelle harmoniske strømme.

1.1.11 I_n

Mærkestrømmen I_n er den maksimale kontinuerte strøm, som et *vindkraftværk* eller en *vindmølle* er designet til at levere. Nærmere definition, se afsnit 1.2.29.

1.1.12 I_Q

Den reaktive strøm, der leveres eller absorberes af den *elproducerende enhed*, betegnes med I_Q .

1.1.13 k_u

Spændingsændringsfaktoren angives med betegnelsen k_u . *Spændingsændringsfaktoren* beregnes som funktion af ψ_k .

1.1.14 P_{lt}

P_{lt} er betegnelsen for langtids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{lt} står for "long term" og er evalueret over en periode på 2 timer. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 34].

1.1.15 P_M

P_M angiver den aktive effekt, det er muligt at producere under de givne omstændigheder.

1.1.16 P_n

P_n er betegnelsen for *mærkeeffekten* for en *elproducerende enhed*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.28.

1.1.17 ψ_k

ψ_k benyttes som forkortelse for kortslutningsvinklen i *nettilslutningspunktet*. Værdier for *flicker* beregnes for hver *elproducerende enhed* med ψ_k som parameter.

1.1.18 P_{st}

P_{st} er betegnelsen for korttids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{st} er evalueret over en periode på 10 minutter. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 34].

1.1.19 PCC

Point of Common Coupling. Leveringspunktet (PCC). Nærmere definition, se afsnit 1.2.27.

1.1.20 PCI

Point of Connection in Installation. Installationstilslutningspunktet (PCI) er det sted i installationen, hvor det *elproducerende anlæg* er tilsluttet, og hvor der er tilsluttet forbrug. Nærmere definition, se afsnit 1.2.21.

1.1.21 PCOM

Point of Communication. Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er nærmere defineret i afsnit 1.2.23.

1.1.22 PF

Power Factor. Effektfaktor (PF). Nærmere definition, se afsnit 1.2.9.

1.1.23 PGC

Point of Generator Connection. Generatortilslutningspunktet (PGC) er det punkt, som leverandøren af en *vindmølle* eller et *vindkraftværk* definerer som en *vindmølle* eller *vindkraftværkets* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.17.

1.1.24 P_{aktuel}

P_{aktuel} er betegnelsen for det aktuelle niveau for aktiv effekt.

1.1.25 P_{delta}

P_{delta} er betegnelsen for rullende reserve. Nærmere beskrivelse se afsnit 5.2.2

1.1.26 P_{min}

P_{min} er betegnelsen for nedre grænse for aktiv effekt regulering.

1.1.27 $P_{\text{tilgængelig}}$

$P_{\text{tilgængelig}}$ er betegnelsen for den tilgængelige aktive effekt.

1.1.28 POC

Point of Connection. Nettilslutningspunktet (POC) er nærmere defineret i afsnit 1.2.33.

1.1.29 P_{WHD}

Partially Weighted Harmonic Distortion er betegnelsen for de partielt vægtede harmoniske forstyrrelser. Nærmere definition, se afsnit 1.2.38.

1.1.30 Q_{max}

Q_{max} er betegnelsen for den maksimale reaktive effekt, som en *elproducerende enhed* kan levere.

1.1.31 Q_{min}

Q_{min} er betegnelsen for den minimale reaktive effekt, som en *elproducerende enhed* kan optage.

1.1.32 Q_n

Q_n er betegnelsen for den reaktive mærkeeffekt for en *vindmølle* eller et *vindkraftværk*.

1.1.33 S_i

S_i er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for en *elproducerende enhed* nr. *i*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.31.

1.1.34 S_k

S_k er betegnelsen for *kortslutningseffekt*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.24.

1.1.35 S_{last}

S_{last} er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for den totale belastning på en radial.

1.1.36 S_n

S_n er betegnelsen for den nominelle *tilsyneladende effekt* for en *elproducerende enhed*.

1.1.37 S_{prod}

S_{prod} er betegnelsen for den *tilsyneladende effekt* for den totale produktion på en radial.

1.1.38 SCR

Short Circuit Ratio (SCR) er forkortelsen, der benyttes for *kortslutningsforholdet* i *nettilslutningspunktet*.

1.1.39 THD

Total Harmonic Distortion (THD) er betegnelsen for den totale *harmoniske forstyrrelse*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.49.

1.1.40 U_c

U_c er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.35

1.1.41 U_h

U_h er den betegnelse, der benyttes for summen af de harmoniske spændinger.

1.1.42 U_{max}

U_{max} er den betegnelse, der benyttes for den maksimale værdi af den nominelle spænding, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.43 U_{min}

U_{min} er den betegnelse, der benyttes for den minimale værdi af den nominelle spænding, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.44 U_n

U_n er den betegnelse, der benyttes for *nominel spænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.34.

1.1.45 U_{POC}

U_{POC} er den betegnelse, der benyttes for *normaldrift spænding* i POC. Nærmere definition, se afsnit 1.2.33

1.1.46 U_{PGC}

U_{PGC} er den betegnelse, der benyttes for spændingen målt på *vindmøllens* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.17

1.1.47 U_x

U_x , hvor x angiver relæopsætning for underspænding trin 1 (<) eller 2 (<<) samt overspænding trin 1 (>), 2 (>>) eller 3(>>>). Nærmere beskrivelse jf. afsnit 6.

1.1.48 UTC

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

1.1.49 v_a

Average annual velocity. Den *årlige middelvindhastighed* betegnes med v_a .

1.2 Definitioner

I dette afsnit er anført de definitioner, der benyttes i dokumentet. Flere af definitionerne har udgangspunkt i IEC 60050-415:1999 [ref. 29], men er modificeret til formålet.

1.2.1 Absolut-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angives med et setpunkt. Setpunktsreguleringens +/- tolerance benævnes *absolut-effektbegrænser*.

Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.1.

1.2.2 Anlæg

Et *anlæg* er en samling af *elproducerende enheder*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.12. I vindkraftsammenhæng benyttes oftest termen *vindkraftværk* for et *anlæg*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.50.

1.2.3 Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer *vindkraftværket*. I visse sammenhænge anvendes termen selskab i stedet for *anlægsejer*. *Anlægsejer* kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *vindmølleoperatør*.

1.2.4 Anlægsinfrastruktur

Anlægsinfrastruktur er den elektriske infrastruktur, der forbinder *generatortilslutningspunktet (PGC)* på de enkelte *elproducerende enheder (vindmøller)* i et *anlæg (vindkraftværk)* og frem til *nettilslutningspunktet (POC)*.

1.2.5 Anlægs kategorier

Anlægs kategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A. *Vindkraftværker* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Vindkraftværker* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Vindkraftværker* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Vindkraftværker* over 25 MW.

1.2.6 Anlægsoperatør

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

1.2.7 COMTRADE

COMTRADE er et standardiseret filformat specificeret i IEEE C37.111-2013 [ref. 45]. Formatet er designet til udveksling af information omkring transiente fænomener i forbindelse med fejl og koblinger i elsystemer.

Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere og simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.2.8 Delta-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt afvigelse (delta) imellem mulig og aktuel effekt benævnes *delta-effektbegrænser*. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.2.

1.2.9 Effektfaktoren (PF)

Effektfaktoren, $\cos \varphi$, for vekselspændingssystemer angiver forholdet imellem den aktive effekt P og den tilsyneladende effekt S , hvor $P = S \cdot \cos \varphi$. Tilsvarende er den reaktive effekt $Q = S \cdot \sin \varphi$. Vinklen imellem strøm og spænding betegnes med φ .

1.2.10 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt proportionalt med den producerede aktive effekt. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.3.2.

1.2.11 Elforsyningsvirksomheden

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net en *elproducerende enhed* er tilsluttet elektrisk. Ansvarsforholdene i det *kollektive elforsyningsnet* er opdelt på flere netvirksomheder og én transmissionsvirksomhed.

Netvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **på højst** 100 kV.

Transmissionsvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **over** 100 kV.

1.2.12 Elproducerende enhed

En *elproducerende enhed* er en eller flere enheder, der producerer elektricitet med en samlet *mærkeeffekt* større end 11 kW, og som direkte eller indirekte er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

1.2.13 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af *spændingsfluktuationer*. *Flicker* optræder, hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver *flicker* irriterende for øjet.

Flicker måles som beskrevet i IEC 61000-4-15 [ref. 11].

1.2.14 Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Funktionen benævnes *frekvensregulering*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

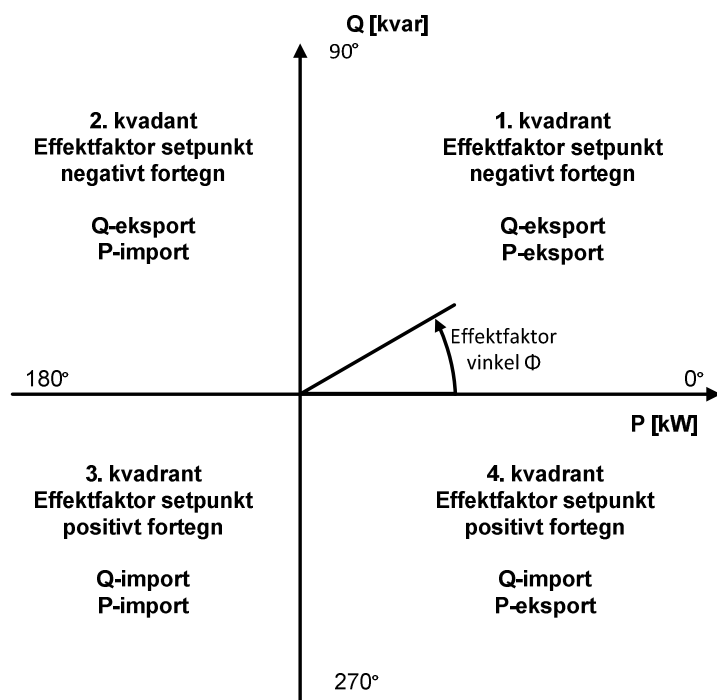
1.2.15 Frekvensrespons

Frekvensrespons er en automatisk nedregulering af aktiv effekt som funktion af netfrekvenser over en bestemt frekvens f_R med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.2.16 Generatorkonvention

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

Med et *effektfaktor*-setpunkt styres den ønskede *effektfaktorregulering*, og fortegnet anvendes til at styre, om der skal reguleres i 1. kvadrant eller i 4. kvadrant. For *effektfaktor*-setpunkter er der således tale om en kombination af to informationer i et enkelt signal – en setpunktsværdi og valg af reguleringskvadrant.



Figur 1 Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt samt effektfaktor-setpunkter [ref. 26, 27 samt 28].

1.2.17 Generatortilslutningspunkt (PGC)

Generatortilslutningspunktet er det sted i anlægsinfrastrukturen, hvor terminalerne/generatorklemmerne for den elproducerende enhed er placeret. For vindkraftværker er generatortilslutningspunktet det sted, som vindmøllefabrikanten definerer som vindmøllens terminaler.

1.2.18 Gradient-effektbegrænser

Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (*gradient*) af den aktive effekt benævnes *gradient-effektbegrænser*. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.3.

1.2.19 Harmoniske forstyrrelser

Harmoniske forstyrrelser er defineret som elektriske forstyrrelser forårsaget af overharmoniske strømme og spændinger. Harmoniske forstyrrelser benævnes også som overtoner, overharmoniske toner, overharmonisk forvrængning eller blot harmoniske. Nærmere beskrivelse, se afsnit 4.6.

1.2.20 Hurtige spændingsændringer

Hurtig spændingsændring er defineret som enkelt stående spændingsdyk (r.m.s) af kort varighed. Hurtige spændingsændringer udtrykkes som en procentdel af normal driftsspænding.

1.2.21 Installationstilslutningspunkt (PCI)

Installationstilslutningspunktet (PCI) er det punkt i installationen, hvor elproducerende enheder i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

1.2.22 Kollektivt elforsyningsnet

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

Distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* på **højst** 100 kV.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* **over** 100 kV.

1.2.23 Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)

Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det sted i et *anlæg*, hvor data-kommunikationsegenskaberne, specificeret i afsnit 7, skal stilles til rådighed og verificeres.

1.2.24 Kortslutningseffekt (S_k)

Kortslutningseffekten (S_k) er størrelsen af den effekt [VA], som *den kollektive elforsyning* kan levere i *nettilslutningspunktet* ved en kortslutning af *vindkraftværkets* terminaler.

1.2.25 Kortslutningsforhold (SCR)

Kortslutningsforholdet (SCR) er forholdet mellem *kortslutningseffekten* i *nettilslutningspunktet* S_k og det *elproducerende anlægs* nominelle *tilsyneladende effekt* S_n .

1.2.26 Kortslutningsstrøm (I_k)

Kortslutningsstrømmen (I_k) er størrelsen af den strøm [kA], som *vindkraftværket* kan levere i *nettilslutningspunktet* ved en kortslutning af *vindkraftværkets* terminaler.

1.2.27 Leveringspunkt (PCC)

Leveringspunktet (PCC) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet.

Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *nettilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet (PCC)* er altid placeret tættest på det *kollektive elforsyningsnet*, se Figur 2 og Figur 3.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

1.2.28 Mærkeeffekt for en vindmølle (P_n)

Mærkeeffekt for en *vindmølle* er den største aktive effekt, som en *vindmølle* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. *Mærkeeffekten* betegnes med P_n .

1.2.29 Mærkestrøm (I_n)

Mærkestrømmen (I_n) defineres som den maksimale kontinuerte strøm, en *vindkraftværk* er designet til at levere under normale driftsforhold, jf.

DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014 [ref. 40] samt DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014 [ref. 41]. *Mærkestrømmen* betegnes med I_n .

1.2.30 Mærkeeffekt for et vindkraftværk (P_n)

Mærkeeffekt (P_n) for et *vindkraftværk* er den største aktive nettoeffekt, som *vindkraftværket* er godkendt til at levere kontinuert i *leveringspunktet* under normale driftsforhold. *Mærkeeffekten* skal fremgå af projektgodkendelsen, jf. IEC 61400-22 [ref. 13] samt bekendtgørelse nr. 73 af 25. januar 2013 [ref. 18].

1.2.31 Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt (S_i)

Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt S_i er den største effekt bestående af både den aktive og reaktive komponent, som en *vindmølle* eller et *vindkraftværk* er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

1.2.32 Mærkevindhastighed

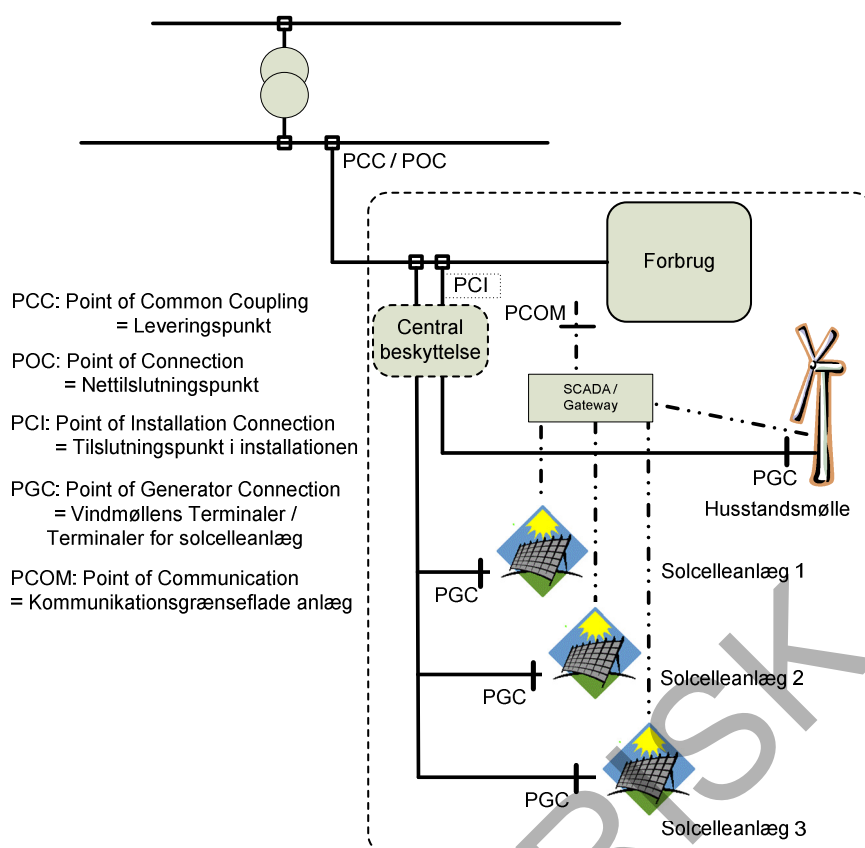
Mærkevindhastighed er den vindhastighed, ved hvilken en *vindmølle* opnår sin *mærkeeffekt*, jf. IEC 60050-415-03-04 [ref. 29].

1.2.33 Nettilslutningspunkt (POC)

Nettilslutningspunktet (POC) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor *vindkraftværket* er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

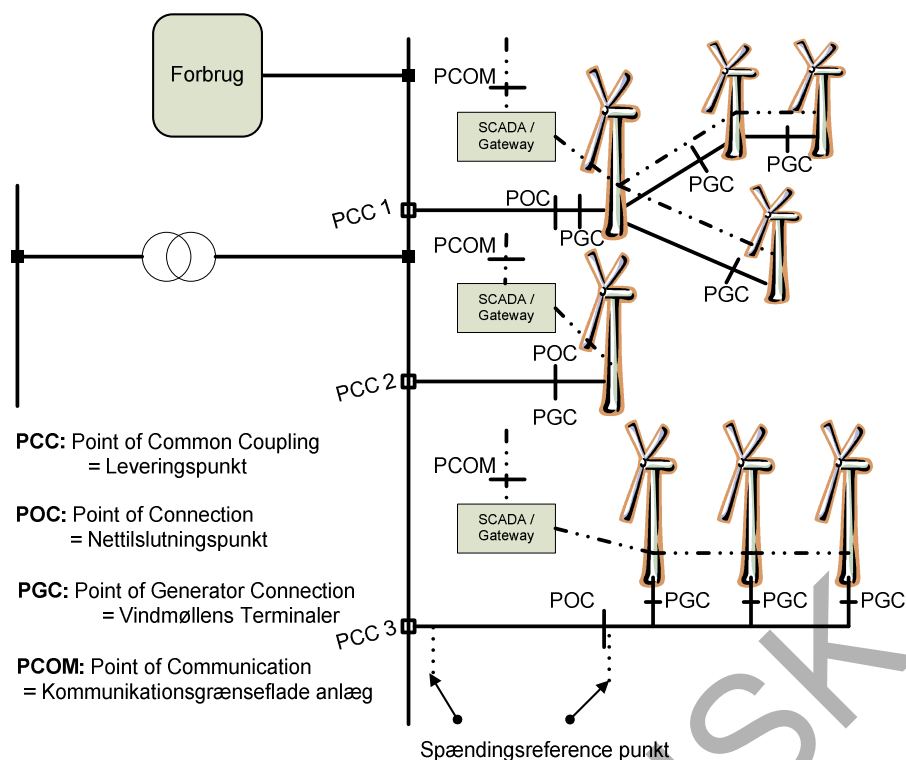
Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i *nettilslutningspunktet*. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden* placeres et andet sted i det *kollektive elforsyningsnet*. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *nettilslutningspunktet*.

I Figur 2 er vist en typisk installationstilslutning af en eller flere *husstandsmøller* med angivelse af, hvor *generatortilslutningspunktet (PGC)*, *nettilslutningspunktet (POC)*, *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* og *leveringspunktet (PCC)* typisk er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet (PCC)* sammenfaldende med *nettilslutningspunktet (POC)*.



Figur 2 Typisk installationstilslutning af en husstandsmølle.

I Figur 3 er vist en typisk nettilslutning af flere vindkraftværker med angivelser af, hvor generatortilslutningspunktet (PGC), nettilslutningspunktet (POC), leveringspunktet (PCC) og spændingsreferencepunktet kan være placeret. Spændingsreferencepunktet er enten i nettilslutningspunktet (POC), i leveringspunktet (PCC) eller et punkt imellem.



Figur 3 Typisk nettilslutning af vindkraftværker.

1.2.34 Nominel spænding (U_n)

Den spænding ved POC, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres. *Nominel spænding* betegnes med U_n .

De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

1.2.35 Normal driftsspænding (U_c)

Normal driftsspænding angiver det spændingsområde, hvor en *elproducerende enhed* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2. *Normal driftsspænding* fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* og benyttes til fastlæggelse af *normalt produktionsområde*.

1.2.36 Normal produktion

Normal produktion angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *vindkraftværk* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

1.2.37 Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den del af det *kollektive elforsyningsnet*, der forbinder POC og PCC.

1.2.38 Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHD)

De partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (r.m.s.) af strømmen I_n eller spændingen U_n for den h 'te harmoniske af en udvalgt gruppe af højere harmoniske (h : 14. – 40. harmoniske)

og effektivværdien (r.m.s.) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *PWHD* er følgende:

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{X_h}{X_1} \right)^2}$$

nærmere specifikation, se IEC 61000-3-12 [ref. 36],

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er r.m.s.-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er r.m.s. værdien af den harmoniske komponent af orden h.

1.2.39 Positivliste

For at effektivisere processen for godkendelse af nettilslutning af *vindkraftværker* i kategori A er der etableret en såkaldt *positivliste*. Kun *vindmøller* anført på listen kan uden nærmere undersøgelser installeres i Danmark.

Positivlisten er tilgængelig på www.energinet.dk.

1.2.40 Produktionsbalanceansvarlig

En *produktionsbalanceansvarlig* er økonomisk ansvarlig over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *produktionsbalanceansvarlige* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvilke *elproducerende anlæg*, der skal have en *produktionsbalanceansvarlig*, er fastlagt i Forskrift E – bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion" [ref. 24].

1.2.41 Q-regulering

Q-regulering er en regulering af den reaktive effekt uafhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.42 Sammenhængende elforsyningssystem

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

1.2.43 Spændingsfluktuation

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

1.2.44 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til *spændingsregulering*. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *nettilslutningspunktet*, i *leveringspunktet* eller et punkt imellem.

1.2.45 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en regulering af den reaktive effekt med den konfigurerede *statik* afhængig af spændingen i *spændingsreferencepunktet*.

1.2.46 Statik

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

1.2.47 Stopvindhastighed

Stopvindhastighed er den maksimale vindhastighed i navhøjde, ved hvilken en *vindmølle* er konstrueret til at producere effekt, jf. IEC 60050-415-03-06 [ref. 29].

1.2.48 Systemansvarlig virksomhed

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

1.2.49 Total Harmonic Distortion (THD)

Den totale *harmoniske forstyrrelse* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (r.m.s.) af strømmen I_n eller spændingen U_n for den h 'te (for h : 2–40) harmoniske og effektivværdien (r.m.s.) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *THD* er følgende:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^H \left(\frac{X_h}{X_1} \right)^2} \quad \text{nærmere specifikation, se IEC 61000-3-16 [ref.33],}$$

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er r.m.s.-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er r.m.s.-værdien af den harmoniske komponent af orden h

H er generelt 40 eller 50 afhængig af anvendelsen.

1.2.50 Vindkraftværk

Et *vindkraftværk* er en eller flere *vindmøller* med en samlet *mærkeeffekt* større end 11 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, jf. IEC 61400-1 [ref. 9] samt IEC 61400-2 [ref. 10].

Et *vindkraftværk* omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele *vindkraftværket*, som skal opfylde minimumskravene, der er specificeret i denne forskrift.

Et *vindkraftværk* har kun ét *nettilslutningspunkt*.

1.2.51 Vindkraftværksregulator

En *vindkraftværksregulator* er en samling af regulerings- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre et *vindkraftværk* som ét *anlæg* i *nettilslutningspunktet*. Samlingen af regulerings- og styringsfunktioner skal være en del af *vindkraftværket* i kommunikationsmæssig sammenhæng. Det vil sige, hvis kommunikationen til et *vindkraftværk* afbrydes, skal *anlægget* kunne fortsætte produktionen som planlagt eller gennemføre en kontrolleret nedlukning. Funktionaliteten er nærmere beskrevet i afsnit 6.2.

1.2.52 Vindmølle

En *vindmølle* er et system, der omsætter den kinetiske energi i vinden til elektrisk energi, jf. IEC 60050-415-01-02 [ref. 29].

1.2.53 Vindmølleoperatør

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

HISTORISK

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

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

Forskriften er udstedt i medfør af § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4, i bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen). Forskriften er, jf. § 7, stk. 1 i systemansvarsbekendtgørelsen, udarbejdet efter drøftelser med aktører samt netvirksomheder og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbe-
kendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 med senere ændringer.

Et *vindkraftværk* skal overholde dansk lovgivning, herunder Stærkstrømsbe-
kendtgørelsen [ref. 4], [ref. 5], Fællesregulativet [ref. 3], Maskindirektivet
[ref.6], [ref. 7], samt nettilslutnings- og netbenyttelsesaftalen.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC-
normer (EN), IEC-standarder, CENELEC- eller IEC-tekniske specifikationer.

2.2 Anvendelsesområde

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

De tekniske krav i forskriften er opdelt i følgende kategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A. *Vindkraftværker* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Vindkraftværker* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Vindkraftværker* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Vindkraftværker* over 25 MW.

Alle krav i denne forskrift respekterer *anlæggenes* designmæssige rammer, som den aktuelle *vindkraftværksteknologi* tilbyder, herunder også egenskaberne ved forskellige vindforhold.

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 godkendelsesdatoen for denne forskrift.

Et eksisterende vindkraftværk

Et *vindkraftværk* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før godkendelsesdatoen for denne forskrift, skal overholde forskriften, der var gældende på idriftsættelsestidspunktet.

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 der er tale om en væsentlig ændring.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale *anlægsdele*, der kan ændre *vindkraftværkets* egenskaber.

Dokumentationen, beskrevet i afsnit 8, 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 minimumskrav, der gælder for *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* vedrørende tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* skal opfylde for ved drift af *vindkraftværker*:

- Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måleforskrift til systemdriftsformål" [ref. 19]
- Teknisk forskrift TF 5.9.1 "Systemtjenester" [ref. 20]
- Forskrift D1 "Afregningsmåling og afregningsgrundlag" [ref. 21]
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 22]
- Forskrift E "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning" [ref. 23]
- Forskrift E - bilag "Retningslinjer for nettoafregning af egenproducenter" [ref. 24]
- Teknisk forskrift TF 3.2.5 "Teknisk forskrift for nettilslutning af *vindkraftværker* større end 11 kW".

Herudover gælder særlige kontrakt-/aftalemæssige forhold for compensation ved nedregulering af et havvindmølleanlæg. I sådanne tilfælde er følgende forskrift gældende:

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

I tilfælde af uoverensstemmelse imellem kravene i de enkelte forskrifter er det den *systemansvarlige virksomhed*, der afgør, hvilke krav der er gældende.

Gældende udgaver af ovennævnte dokumenter er tilgængelig på Energinet.dk's hjemmeside www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden*.

Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

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

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

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i:

- Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 om lov om elforsyning § 26, stk. 1.
- Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen), § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4.

2.5 Ikrafttræden

Denne forskrift træder i kraft den 16. december 2014 og afløser:

- Teknisk forskrift 3.2.5 for *vindkraftværker* større end 11 kW, version 4.1, dateret: 30.9.2010.

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til Energinet.dk.

Kontaktoplysninger findes på <http://energinet.dk/DA/El/Forskrifter/Tekniske-forskrifter/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx>.

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet efter reglerne i elforsyningslovens § 76 og Systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

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

2.6 Klage

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

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

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* håndhævelse af kravene i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

En klage over en *elforsyningsvirksomhed* vil altid forpligte den *systemansvarlige virksomhed* til at indhente *elforsyningsvirksomhedens* kommentarer til klagen.

2.7 Misligholdelse

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

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

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

2.8 Sanktioner

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

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

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

For at der kan ydes dispensation, så:

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

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører, samt begrundelse for dispensationen.

Elforsyningsvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres.

Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres.

Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt – med højde for synspunkterne fra de berørte parter.

Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages til Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

2.10 Referencer

De nævnte Internationale Standarder (IS), Europæiske Normer (EN), Tekniske Rapporter (TR) samt Tekniske Specifikationer (TS) skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencerne i denne forskrift.

2.10.1 Normative referencer

1. **DS/EN 50160:2010:** Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
2. **DS/EN 60038:2011:** CENELEC Standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2014:** "Tilslutning af elektriske installationer og brugs-genstande".
4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6:** "Elektriske installationer", 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2:** "Udførelse af elforsyningsan-læg", 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006:** Stærkstrømsbekendtgørelsen Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
7. **DS/EN 60204-11:2002:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskinel for spændinger over 1000 V a.c. el-ler 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
8. **IEC-60870-5-104:2006:** Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
9. **IEC 61400-1:2005:** Wind Turbines – Part 1: Design requirements.
10. **IEC 61400-2:2013:** Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
11. **IEC 61000-4-15:2010:** Testing and measurement techniques–Section 15: Flicker metre–Functional and design specifications.
12. **IEC 61400-21:2008:** Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
13. **IEC 61400-22:2010:** Conformity testing and certification.
14. **IEC 61400-25-1:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – overall description of principles and models.
15. **IEC 61400-25-2:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information models.
16. **IEC 61400-25-3:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange services.
17. **IEC 61400-25-4:2008:** Communications for monitoring and control of wind power plants – mapping to communication protocol stacks.
18. **BEK nr. 73 af 25. januar 2013:** Bekendtgørelse om teknisk certificerings-ordning for vindmøller.
19. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1:** "Måleforskrift til systemdriftsformål" af 25. marts 2008, version 1, dokument nr. 9300-08.
20. **Teknisk forskrift TF 5.9.1:** "Systemtjenester", 5. juli 2012, version 1.1, dokument nr. 91470-11.
21. **Forskrift D1:** "Afregningsmåling og afregningsgrundlag", december 2008, version 2, dokument nr. 165903-07.
22. **Forskrift D2:** "Tekniske krav til elmåling", maj 2007, version 1, dokument nr. 263352-06.
23. **Forskrift E:** "Miljøvenlig elproduktion og anden udligning 2009", juli 2009, rev. 1, dokument nr. 255855-06.
24. **Forskrift E – bilag:** "Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion", version 1 af 1. juli 2010, dokument nr. 27582-10.
25. **Forskrift E – bilag:** "Kompensation til havmølleparker ved påbudt nedre-gulering", version 1, 15. maj 2009, dokument nr. 15468-09.
26. **IEC 61850-7-4 Ed2.0:2012:** Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes
27. **IEC 61850-90-7 Ed1.0:2013:** Object models for power converters in dis-tributed energy resources (DER) systems.

28. **IEEE 1459:2010**: Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.
29. **IEC 60050-415:1999**: International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
30. **IEC 60071-1:2006**: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
31. **DS/EN TR 61000-3-2:2014**: Grænseværdier – Grænseværdier for udsendelse af harmoniske strømme (udstyrets strømforbrug op til og inklusive 16 A per fase).
32. **DS/EN TR 61000-3-3:2008**: Grænseværdier – Begrænsning af *spændingsfluktuationer* og flimrer i den offentlige lavspændingsforsyning, fra udstyr, der har en mærkestrøm ≤ 16 A per fase, og som ikke er underlagt regler om betinget tilslutning.
33. **IEC/TR 61000-3-6:2008**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
34. **IEC/TR 61000-3-7:2008**: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
35. **DS/EN 61000-3-11:2001**: Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Begrænsning af spændingsændringer, spændingsudsving og flimren i offentlige lavspændingsfordelingsanlæg – Udstyr med en mærkestrøm til og med 75 A, som tilsluttes på betingede vilkår.
36. **DS/EN 61000-3-12:2006**: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
37. **IEC/TR 61000-3-13:2008**: Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
38. **IEC/TR 61000-3-14:2011**: Electromagnetic compatibility (EMC): Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.
39. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011**: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
40. **DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet – Del 1: Generatorer større end 16 A pr. fase tilsluttet lavspændingsnet.
41. **DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet - Del 2: Generatorer tilsluttet mellemspændingsnet.

2.10.2 Informative referencer

42. **DEFU-rapport RA-557**: "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra vindkraftværker større end 11 kW".
43. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
44. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
45. **IEEE C37.111-24:2013** Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.

- 46. **Vejledning for optagelse på positivlisten for vindmøller**, dokument nr. 13/96336-15.
- 47. **Vejledning til elkvalitetsparametre - TF 3.2.5**, dokument nr. 13/96336-14.
- 48. **Vejledning til signalliste - TF 3.2.5**, dokument nr. 13/96336-12.
- 49. **Vejledning til verifikationsrapport - TF 3.2.5**, dokument nr. 13/96336-13.

HISTORISK

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

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

Alle krav angivet i efterfølgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

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

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

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

Den *normale driftsspænding* kan være forskellig fra lokalitet til lokalitet, hvorfor *elforsyningsvirksomheden* skal oplyse den *normale driftsspænding* U_c , som er gældende for *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal sikre, at den maksimale spænding angivet i Tabel 1 aldrig overskrides.

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

Betegnelser for spændingsniveauer	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. [ref. 1 samt ref. 2]

Maksimale (U_{max}) og minimale (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne DS/EN 50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og DS/EN 60038 [ref. 2].

Vindkraftværket skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesindstillinger, der er specificeret i afsnit 6.

3.2 Normale driftsforhold

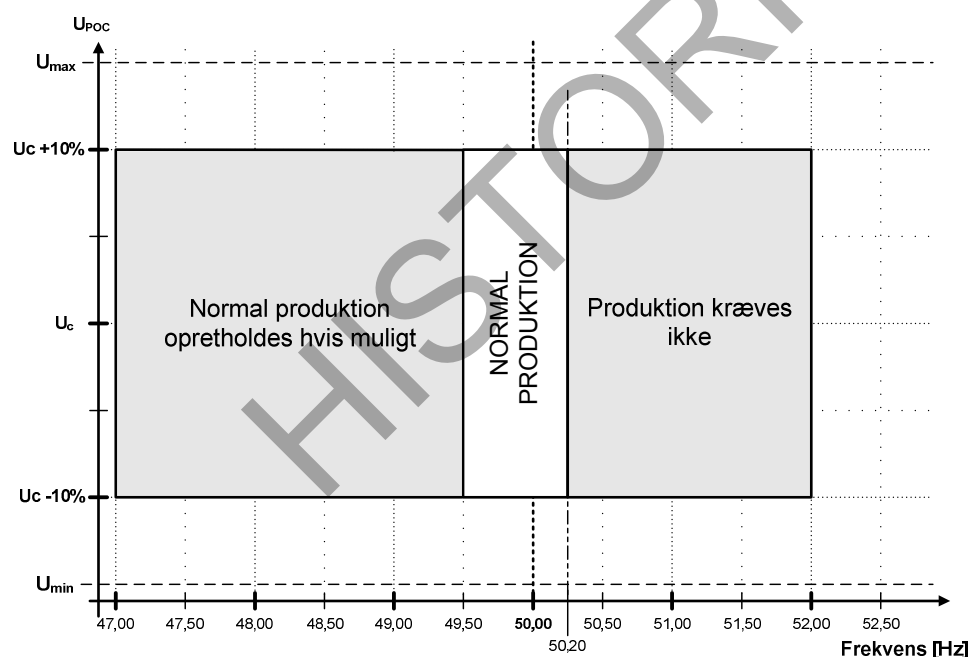
Et *vindkraftværk* skal inden for området benævnt *normal produktion* kunne startes og producere kontinuert inden for de designmæssige specifikationer (at fx vinden har de korrekte karakteristika), kun begrænset af indstillingerne for beskyttelse, som anvist i afsnit 6.

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

Automatisk indkobling af et *vindkraftværk* må tidligst finde sted tre minutter efter, at spændingen er inden for den *normale driftsspænding*, og frekvensen er inden for 47,00 og 50,20 Hz. Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelse.

3.2.1 Vindkraftværker kategori A

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

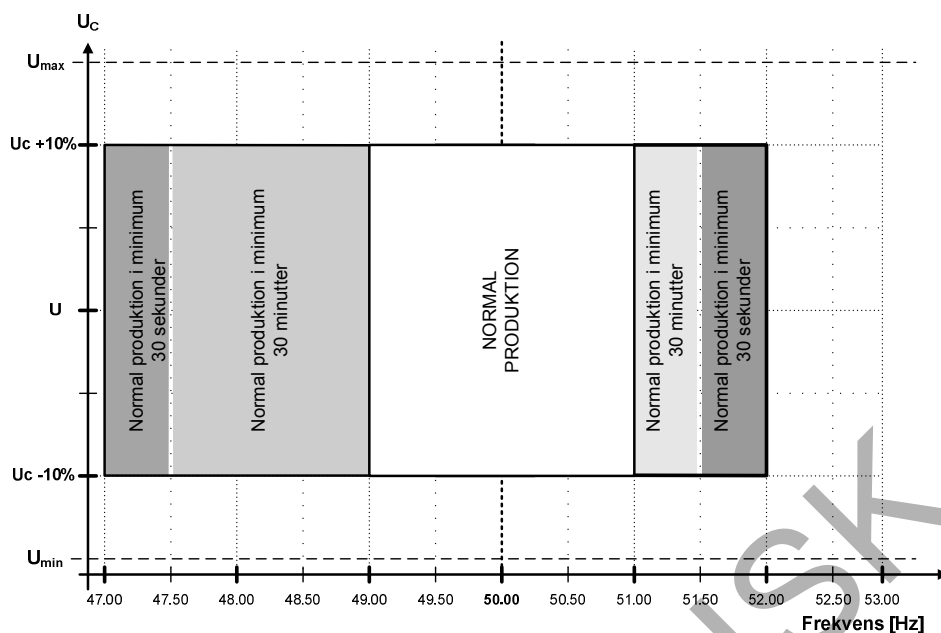


Figur 4 Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftværker i kategori A.

Der er ingen krav til produktion af aktiv effekt uden for området *normal produktion*, men *vindkraftværket* skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.2.2 Vindkraftværker kategori B, C og D

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for *vindkraftværker* af denne størrelse er vist i Figur 5.



Figur 5 Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftværker kategori B, C og D.

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

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *vindkraftværker* kategori C og D.

Vindkraftværket skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere et momentant (80–100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i *nettilslutningspunktet*. Vindkraftværket skal efter et indsvingningsforløb levere normal produktion senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

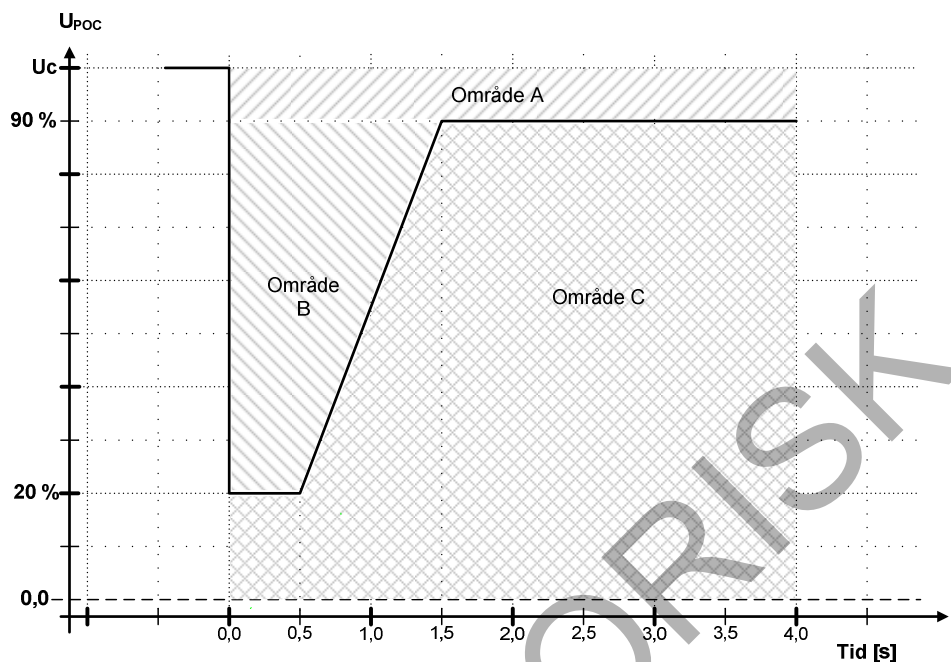
Vindkraftværket skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere spændingsdyk, som angivet i Figur 6, samt levere reaktiv strøm, som angivet i Figur 7. Vindkraftværket skal efter et indsvingningsforløb kunne levere aktiv effektproduktion senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

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

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

3.3.1 Tolerance over for spændingsdyk

Et *vindkraftværk* skal i *nettilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 20 % af spændingen i *nettilslutningspunktet* over en periode på minimum 0,5 s, som vist i Figur 6. På nedenstående figur angiver Y-aksen den mindste yderspænding for 50 Hz-komponenten. Så længe den samme tolerance opnås, er det tilladt at anvende den synkrone spændingskomponent til detektering af spændingsdykket.



Figur 6 Krav til tolerance over for spændingsdyk for vindkraftværker kategori C og D.

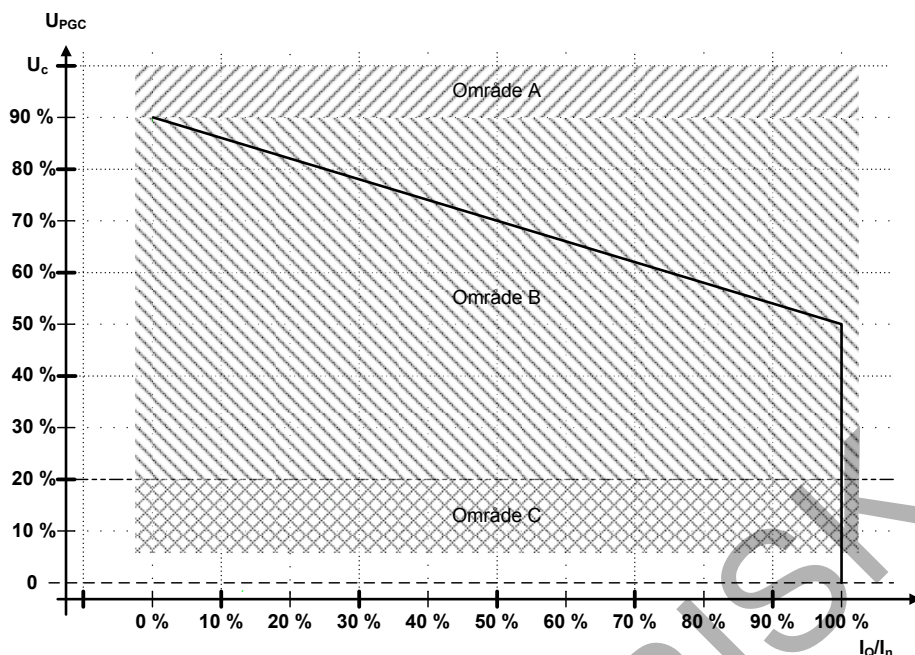
De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl, det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

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

Hvis spændingen U_{POC} i forbindelse med et fejlforløb efter 1,5 s på ny bevæger sig ind i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejl-situation, jf. afsnit 3.3.2. Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, så er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *vindkraftværket* have en reguleringsfunktion, som kan regulere den synkrone komponent af den reaktive strøm, som det er specificeret i Figur 7.

Det er tilladt at bruge spændingsmålingen på den enkelte *vindmølles* terminaler til regulering af den reaktive strøm under et spændingsdyk.



Figur 7 Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for vindkraftværker kategori C og D.

Regulering skal følge Figur 7, så den reaktive tillægsstrøm (synkron komponenten) efter 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$, og inden for *vindkraftværkets* designmæssige grænser. På Figur 7 angiver Y-aksen den anvendt styrespænding for 50 Hz-komponenten.

Med hensyn til styringskoncept for levering af reaktiv tillægsstrøm under et spændingsdyk er det op til vindmølleleverandøren at specificere, hvilken styrespænding der benyttes. Dette kan være mindste eller højeste yderspænding respektiv fasespænding, alternativt kan den synkrone spændingskomponent benyttes, så længe karakteristikken angivet på Figur 7 kan overholdes for trefasefejl og efter bortkobling af alle typer af asymmetriske fejl.

Den totale reaktive strøm kan om nødvendigt begrænses til 1 p.u. af *anlæggets* nominelle effekt.

Den reaktive tillægsstrøm kan om nødvendig reduceres i forhold til den maksimalt registrerede fasespænding for at undgå overspænding.

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

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

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

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

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

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

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

Tabel 2 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.

Vindkraftværket skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødforsyning, hydraulik og pneumatik 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 opfylde de specificerede krav ved mindst seks uafhængige fejl af de specificerede typer i Tabel 2 med fem minutters interval.

4. Elkvalitet

4.1 Generelt

Ved vurdering af et *vindkraftværks* påvirkning af elkvaliteten i det *kollektive elforsyningsnet* skal de forskellige elkvalitetsparametre i *nettilslutningspunktet* dokumenteres.

I nedenstående tabel er angivet en oversigt over, hvilke forstyrrelser der stilles krav til i de enkelte *anlægskategorier*.

Kategori Krav	A	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X
Hurtige spændingsændringer (4.4)	X	X	X	X
Flicker (4.5)	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.6)	X	X	X	X
Interharmonisk forstyrrelser (4.7)	-	X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.8)	-	X	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor kravet er specificeret.

Tabel 3 Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.

For hver af ovennævnte type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- Datagrundlag for beregninger
- Grænseværdier for emission – krav til *anlæg*
- Metoder til verificering af at grænseværdierne er overholdt.

Anvendt terminologi og beregningsmetoder for elkvalitet er beskrevet i følgende internationale normer DS/EN TR 61000-3-2:2014 [ref. 31], DS/EN 61000-3-3:2013 [ref. 32], IEC/TR 61000-3-6:2008 DS/EN 61000-3-12 [ref. 36], [ref. 33], IEC/TR 61000-3-7:2008 [ref. 34], DS/EN 61000-3-11 [ref. 35], DS/EN 61000-3-12 [ref. 36], DS/EN 61000-3-13 [ref. 37], DS/EN 61000-3-14 [ref. 38], og DS/EN 61000-3-15 [ref. 39]. Samt nationale anbefalinger i DEFU-rekommandation nr. 16 [ref. 43] og DEFU-rekommandation nr. 21 [ref. 44].

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at fastsætte emissionsgrænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning.

Anlægsejer skal som udgangspunkt sikre, at *vindkraftværket* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes.

Anlægsejer kan efter aftale tilkøbe supplerende ydelser af *elforsyningsvirksomheden* med henblik på overholdelse af de specificerede grænseværdier.

Anlægsejer skal verificere, at emissionsgrænserne i *nettilslutningspunktet* er overholdt.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *vindkraftværks* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *vindkraftværket* som for det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer skal levere data, som specificeret iht. IEC 61400-21 [ref. 12], for bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser for *vindkraftværket*.

Anlægsejer skal vælge én af følgende metoder til bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser.

1. Anlægsejer anvender resultaterne fra typetesten for hver af de *elproducerende enheder*, som *vindkraftværket* er sammensat af. Typetesten skal være udført i henhold til relevante dele af IEC 61400-21 [ref. 12].

Anlægsejer beregner den samlede emission, som en sum af bidragene fra hver af de *elproducerende enheder*, som *anlægget* består af.

2. Anlægsejer udvikler en emissionsmodel for *vindkraftværket*. Anlægsejer skal således fremføre dokumentation for, at emissionsmodellen kan anvendes til bestemmelse af emission af højfrekvente forstyrrelser fra det samlede *anlæg*.

Emissionsmodellen skal indeholde emissionsmodel for *de elproducerende enheder* og *anlægsinfrastruktur* i *nettilslutningspunktet* for det relevante frekvensområde.

Emissionsmodellen skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed*.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer*, jf. gældende internationale standarder, kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale, typiske og maksimale *kortslutningseffekt* S_k samt den tilsvarende netimpedansvinkel ψ_k , i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal oplyse den maksimale, minimale og typiske S_k for *nettilslutningspunktet*.

4.1.2 Grænseværdier

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

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i specifikationerne i IEC/TR 61000-3-6 [ref. 33], IEC/TR 61000-3-7 [ref. 34], DS/EN 61000-3-12 [ref. 36], og DS/EN 61000-3-11 [ref. 35].

For et *vindkraftværk*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan grænseværdier efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale grænser.

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar ved beregning, simulering eller måling at verificere, at *vindkraftværket* overholder de fastlagte grænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal godkende *anlægsejers* verificering.

4.2 DC-indhold

For alle *anlægskategorier* gælder, at DC-indhold i den leverede AC-strøm i *nettilslutningspunktet* (POC) for *anlægget* maksimalt må udgøre 0,5 % af den nominelle strøm, jf. IEC/TS 61000-3-15, afsnit 7.5 [ref. 39].

4.3 Asymmetri

For alle *anlægskategorier* gælder, at asymmetrien imellem faserne ved normal drift eller ved fejl i den *elproducerende enhed* ikke må blive større end 16 A.

Hvis *anlægget* består af flere enfasede enheder, skal der etableres nødvendig kommunikation, så ovennævnte grænse ikke overskrides.

4.4 Hurtige spændingsændringer

4.4.1 Datagrundlag

Anlægsejer skal anvende data for spændingsændringsfaktor $k_{U,i}(\psi_k)$ for hver *vindmølle*, i , under koblinger, som fremgår af typetesten, jf. IEC 61400-21 [ref. 12].

Af typetesten fremgår $k_U(\psi_k)$ for kortslutningsvinklen $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader for forskellige typer af koblinger. I typetesten er desuden angivet, hvor målepunktet er lokaliseret.

4.4.2 Grænseværdier

4.4.2.1 Krav til vindkraftværker kategori A

Kravene til *vindkraftværker* i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på positivlisten.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på positivlisten for *vindmøller*" [ref. 42].

4.4.2.2 Krav til vindkraftværker kategori B, C og D

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

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

Tabel 4 Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%).

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

4.4.3 Verificering

Spændingsændringsfaktoren k_U bestemmes for det kollektive elforsyningsnet i *nettilslutningspunktet* for hver type *vindmølle* og hver af de forskellige typer af koblinger ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typegodkendelsen. Derefter bestemmes $k_{U,i}(\psi_k)$, som den største spændingsændringsfaktor blandt de forskellige typer af koblinger for hver *vindmølle* angivet med 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 4.

4.4.3.1 Vindkraftværker kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder*, *anlægget* er sammensat af, er optaget på positivlisten, anses kravet for værende opfyldt.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 42].

4.4.3.2 Vindkraftværker kategori B, C og D

Det verificeres, at den beregnede *hurtig spændingsændring* for det samlede *vindkraftværk* er under de angivne grænseværdier i Tabel 4.

4.5 Flicker

4.5.1 Datagrundlag

Flickeremissionen dokumenteres for kontinuert drift såvel som for koblinger. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere *flickerniveauet*.

Ved beregning af *flickerbidraget* ved kontinuert drift anvendes data for *flickerkoefficienten* $c_{f,i}(\psi_k, v_{a,i})$, som fremgår af typetesten.

Af typetesten fremgår $c_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader og for middelvindhastighederne $v_a = 6,0$ m/s, $7,5$ m/s, $8,5$ m/s og $10,0$ m/s.

Til beregning anvendes den *årlige middelvindhastighed* v_a for *vindkraftværket*.

For koblinger anvendes data for *flickertrinfaktor* $k_{f,i}(\psi_k)$, som fremgår af typetesten.

Af typetesten fremgår $k_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader for forskellige typer af koblinger. Desuden anvendes de maksimale antal af hver type kobling inden for 10 min P_{st} (korttids-flicker) og inden for 120 min P_{lt} (langtidsflicker).

4.5.2 Grænseværdier

Vindkraftværkets samlede flickerbidrag skal overholde kravene i følgende afsnit i *nettilslutningspunktet*.

4.5.2.1 Krav til vindkraftværker kategori A

Kravene til vindkraftværker i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for vindmøller" [ref. 42].

4.5.2.2 Krav til vindkraftværker kategori B

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

Ellers gælder grænseværdierne i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte vindkraftværk.

Spændingsniveau	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1$ kV	0,35/0,45/0,55 ^{*)}	0,25/0,30/0,40 ^{*)}
$U_n > 1$ kV	0,30	0,20

^{*)} Grænseværdierne gælder, hvis der allerede er tilsluttet hhv. 4/2/1 produktionsanlæg under samme transformerstation.

Tabel 5 Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt} .

4.5.2.3 Krav til vindkraftværker kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for flicker i *nettilslutningspunktet*, således at det maksimale tilladte flickerniveau G_{lt} og G_{st} på samme spændingsniveau og under samme transformerstation ikke overskrides.

4.5.3 Verificering

Det verificeres, at flickeremissionen fra kontinuert drift af vindkraftværket og fra koblinger er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Flickerkoefficienten bestemmes på basis af den aktuelle ψ_k for den elproducerende enhed ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typetesten.

4.5.3.1 Kontinuert drift

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

Flickeremissionen for hver enkelt elproducerende enhed, i , som vindkraftværket består af, 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:

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

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.5.3.2 Koblinger

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

Flickeremissionen bestemmes herefter for hver af de *vindmøller*, i , som indgår i *vindkraftværket*, ved hjælp af *flickertrinfaktoren* $k_{f,i}(\psi_k)$:

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

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

Derefter beregnes emissionen fra det samlede *vindkraftværk* 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.

4.5.3.3 Vindkraftværker kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder*, *anlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.5.3.4 Vindkraftværker kategori B, C og D

Det verificeres, at *flickeremissionen* ved kontinuert drift og ved koblinger er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

4.6 Harmoniske forstyrrelser

Emission af *harmoniske forstyrrelser* dokumenteres for det samlede *vindkraftværk*.

4.6.1 Datagrundlag

Emission af *harmoniske forstyrrelser* dokumenteres for det samlede *vindkraftværk*. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere emissionsniveauet.

Af typetesten fremgår målte middelværdier for 2.- 50. harmoniske bidrag for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.6.2 Grænseværdier

Vindkraftværket må ikke emitte *harmoniske forstyrrelser*, der overskrider grænseværdierne angivet i dette afsnit.

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

Ud over grænseværdier for individuelle *harmoniske forstyrrelser* anvendes grænseværdier for *THD* og *PWHD*.

4.6.2.1 Krav til vindkraftværker kategori A

Kravene til *vindkraftværker* i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.6.2.2 Krav til vindkraftværker kategori B

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener *h* fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	SCR	Ulige harmonisk orden <i>h</i> (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden <i>h</i>		
		5	7	11	13	$17 \leq h \leq 39$	2	4	$8 \leq h \leq 40$
$U_c \leq 1 \text{ kV}$	<33	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
	≥33	4,1	2,8	1,1	0,8	-	-	-	-
	≥66	5,3	3,5	1,7	1,2	-	-	-	-
	≥120	7,2	4,6	2,6	1,6	-	-	-	-
	≥250	11,7	7,5	4,4	3,0	-	-	-	-
	≥350	15,2	9,6	5,9	4,1	-	-	-	-
$U_c > 1 \text{ kV}$	-	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}^{*)}$	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Note: for *SCR* ≥33 må interpoleres imellem tabelværdierne.

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

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	SCR	THD _I	PWHD _I
$U_c \leq 1 \text{ kV}$	<25	4,5	7,9
	≥33	4,9	8,1
	≥66	6,0	9,0
	≥120	8,3	10,5
	≥250	13,9	14,3
	≥350	18,0	17,3
$U_c > 1 \text{ kV}$		Ingen krav	Ingen krav

Tabel 7 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) for alle harmoniske forstyrrelser.

4.6.2.3 Krav til vindkraftværker kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmoniske spændinger i nettilslutningspunktet.

For *anlæg* i kategori C og D fastlægges grænseværdier for de *harmoniske forstyrrelser* som spændingsforstyrrelser for at tage højde for lokale variationer i netimpedansen. Der tages ligeledes højde for *anlæggets* størrelse i forhold til kapaciteten i elnettet.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte harmoniske spændinger samt THD_U ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.6.3 Verificering

Det skal verificeres, at emissionen fra *anlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret aktiv effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme h . Strømværdierne benyttes til at beregne THD_I og $PWHD_I$ for de respektive niveauer af produceret aktiv effekt, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for THD_I og $PWHD_I$.

For strømharmoniske I_h bestemmes THD_I og $PWHD_I$ som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad [\text{ref. 33}] \quad \text{og} \quad PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad [\text{ref. 36}]$$

For spændingsharmoniske U_h bestemmes THD_U som:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{U_h}{U_1} \right)^2}$$

For *vindkraftværker* bestående af flere *elproducerende enheder* skal bidragene fra de enkelte *enheder* summeres op i henhold til den generelle summationslov, jf. IEC/TR 61000-3-6 [ref. 33] og IEC/TR 61000-3-11 [ref. 31].

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

Værdier for eksponenten α er vist i nedenstående tabel.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 40$	3

Tabel 8 Værdier for eksponenten α .

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.5." [ref. 47].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.6.3.1 Vindkraftværker kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder*, *anlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.6.3.2 Vindkraftværker kategori B

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret effekt.

4.6.3.3 Vindkraftværker kategori C og D

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

Summen af de individuelle harmoniske strømme I_h omregnes til harmoniske spændinger ved at gange de individuelle harmoniske strømme med den numeriske værdi af netimpedansen ved de individuelle frekvenser som opgivet af *elforsyningsvirksomheden*.

THD_U bestemmes ved anvendelse af formlerne i afsnit 4.6.3.

Hvis andet ikke oplyses af *elforsyningsvirksomheden* anvendes den i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.5." [ref. 47] – afsnit: tilnærmede model for netimpedansens frekvensafhængighed.

Beregninger af emissionsgrænser er bekræftet ved eksempler i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.5." [ref. 47].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.7 Interharmoniske forstyrrelser

Emission af interharmoniske forstyrrelser dokumenteres for det samlede *vindkraftværk*.

4.7.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske forstyrrelser i frekvensområdet fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af mærkeeffekten $P_{n,i}$ med en effektfaktor på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af mærkestrømmen I_n .

4.7.2 Grænseværdier

Vindkraftværket må ikke emitte interharmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne, der er specificeret i dette afsnit.

4.7.2.1 Krav til vindkraftværker kategori A

Kravene til *vindkraftværker* i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som det er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.7.2.2 Krav til vindkraftværker kategori B

Grænseværdierne for emission af interharmoniske forstyrrelser fremgår af nedenstående tabel, der har udgangspunkt i RA557 [ref. 42] samt skalering efter IEC/TR 61000-3-12 [ref. 36].

Spændingsniveau	SCR	Frekvens (Hz)		
		75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_c \leq 1\text{ kV}$	<33	0,4	0,6	$\frac{75}{f} \text{ *)}$
	≥ 33	0,5	0,7	$\frac{83}{f} \text{ *)}$
	≥ 66	0,6	0,8	$\frac{104}{f} \text{ *)}$
	≥ 120	0,7	1,1	$\frac{139}{f} \text{ *)}$
	≥ 250	1,2	1,8	$\frac{224}{f} \text{ *)}$
	≥ 350	1,5	2,3	$\frac{289}{f} \text{ *)}$
$U_c > 1\text{ kV}$	-	0,44	0,66	$\frac{83}{f} \text{ *)}$

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 9 Grænseværdier for emission af interharmoniske forstyrrelser.

4.7.2.3 Krav til vindkraftværker kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger fra *vindkraftværket* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte interharmoniske spændinger ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.7.3 Verificering

4.7.3.1 Vindkraftværker kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder*, *anlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er anlægget ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.7.3.2 Vindkraftværker kategori B, C og D

Det verificeres, at *vindkraftværket* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$.

4.8 Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser i frekvensområdet 2 – 9 kHz dokumenteres for det samlede *vindkraftværk*.

4.8.1 Datagrundlag

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

De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.8.2 Grænseværdier

4.8.2.1 Krav til vindkraftværker kategori A

Kravene til *vindkraftværker* i kategori A er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på *positivlisten*.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.8.2.2 Krav til vindkraftværker kategori B

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

4.8.2.3 Krav til vindkraftværker kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *vindkraftværket* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for den enkelte frekvensgruppe ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.8.3 Verificering

4.8.3.1 Vindkraftværker kategori A

Såfremt alle *elproducerende enheder*, *anlægget* er sammensat af, er optaget på *positivlisten*, anses kravet for værende opfyldt.

Er *anlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal den nødvendige dokumentation fremsendes, som er beskrevet i "Vejledning til optagelse på *positivlisten* for *vindmøller*" [ref. 46].

4.8.3.2 Vindkraftværker kategori B, C og D

Det verificeres, at *vindkraftværket* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$.

5. Styring og regulering

5.1 Generelle krav

Alle reguleringsfunktioner i efterfølgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

Alle reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres/deaktiveres og indstilles med eksterne signaler, som angivet i afsnit 7.

De aktuelt aktiverede funktioner og parameterindstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*, inden *vindkraftværket* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

Elforsyningsvirksomheden skal for at sikre forsyningssikkerheden til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer, kunne ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

For alle reguleringsfunktioner for aktiv effekt gælder, at nøjagtigheden for en fuldført regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må standardafvigelsen for reguleringen over en periode på 1 minut maksimalt afvige 2 % af P_n .

For alle reguleringsfunktioner for reaktiv effekt gælder, at nøjagtigheden for en fuldført regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må standardafvigelsen for reguleringen over en periode på 1 minut maksimalt afvige 2 % af P_n .

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*.

De krævede MW- og Mvar-ydelser reduceres pro rata i forhold til antal *vindmøller*, som er i drift i *vindkraftværket*.

I nedenstående tabel 10 er angivet minimumskrav til reguleringsfunktionalitet for et *vindkraftværk* i de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

I afsnit 7.1 er angivet krævede aktiveringssignaler og relaterede parametre.

Reguleringsfunktion \ Kategori	A	B	C	D
<i>Frekvensrespons</i> (5.2.1)	X	X	X	X
<i>Frekvensregulering</i> (5.2.2)	-	-	-	X
<i>Absolut-effektbegrænser</i> (5.2.3.1)	-	X	X	X
<i>Delta-effektbegrænser</i> (5.2.3.2)	-	-	-	X
<i>Gradient-effektbegrænser</i> (5.2.3.3)	-	-	X	X
<i>Q-regulering</i> (5.3.1)	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering</i> (5.3.2)	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering</i> (5.3.3)	-	-	-	X
<i>Systemværn</i> (5.4)	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

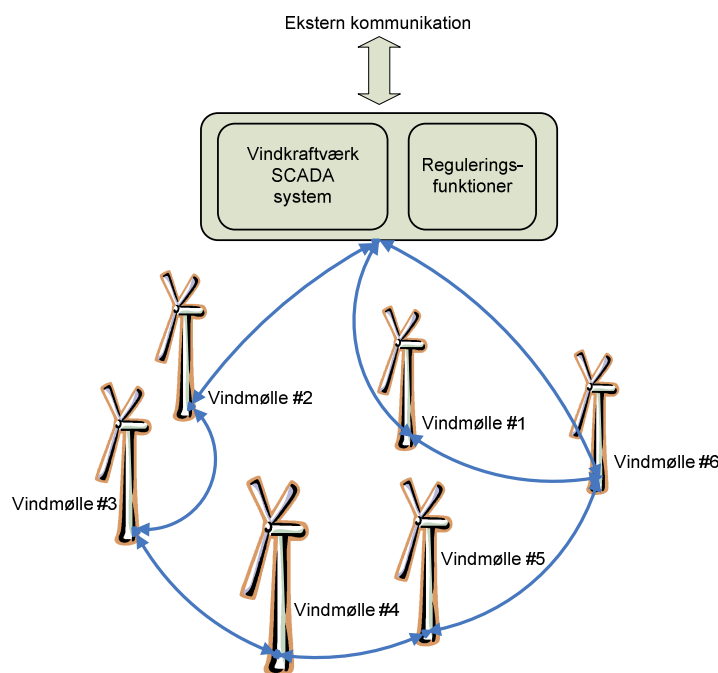
Tabel 11 Krav til styrings- og reguleringsfunktioner for vindkraftværker.

Efter en udkobling af et *vindkraftværk* på grund af en fejl i det *kollektive elforsyningsnet* må *vindkraftværket* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for grænserne, 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 er inden for grænserne, som angivet i afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

Vindkraftværker skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som det fremgår af Tabel 11.

De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *vindkraftværkets* produktion. De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *vindmølle* eller være samlet i én *vindkraftværksregulator* eller en kombination deraf, 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 ændringer af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstempelt med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til UTC.

5.2 Reguleringsfunktioner for aktiv effekt

Et vindkraftværk skal være udstyret med reguleringsfunktioner for aktiv effekt, som kan regulere den leverede aktive effekt fra et vindkraftværk i nettilslutningspunktet via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne gøres med en opløsning på 1 kW eller bedre.

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

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

5.2.1 Frekvensrespons

Ved frekvensafvigelser i det kollektive elforsyningsnet skal vindkraftværket bidrage til netstabiliteten ved automatisk nedregulering af den aktive effekt ved netfrekvenser over f_R . Dette benævnes *frekvensrespons*.

Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

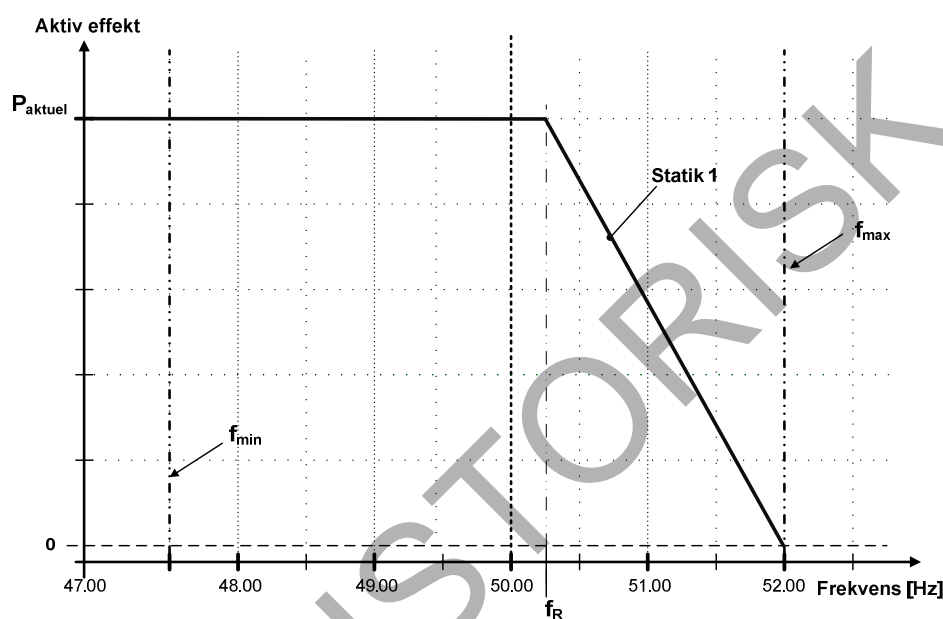
Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse (1σ) på ± 5 mHz eller bedre.

Frekvensresponsfunktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i Figur 9. Frekvenspunktet f_R skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Indstillingsværdien for f_R fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*. Den typiske indstillingsværdi for f_R er 50,20 Hz.

Statikken for regulering er illustreret i Figur 9 og specificeret i afsnit 7.3.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. Statikken angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.



Figur 9 Frekvensrespons for et vindkraftværk.

Den krævede frekvensresponsfunktion skal senest være implementeret 12 måneder efter ikrafttrædelse af denne forskrift.

5.2.2 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelser i det kollektive elforsyningsnet skal vindkraftværket kunne bidrage med frekvensregulering for at stabilisere netfrekvensen (50,00 Hz).

Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse (1σ) på ± 5 mHz eller bedre.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i Figur 10, og frekvenserne f_{min} , f_{max} samt f_1 til f_7 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Frekvenspunkterne f_1 til f_4 har til formål at kunne danne forskellige *frekvensresponskurver* iht. kravene om levering af systemtjenesten kritisk effektfrekvens, jf. TF 5.9.1 [ref. 20].

Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 10 og angivet i signallisten i afsnit 67.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.

P_{Delta} er den effekt, den tilgængelige aktive effekt bliver reduceret med for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens.

I Figur 10 og Figur 11 er illustreret, hvor de forskellige parametre og grænser for *frekvensreguleringsfunktionen* er placeret i sammenhængen.

Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

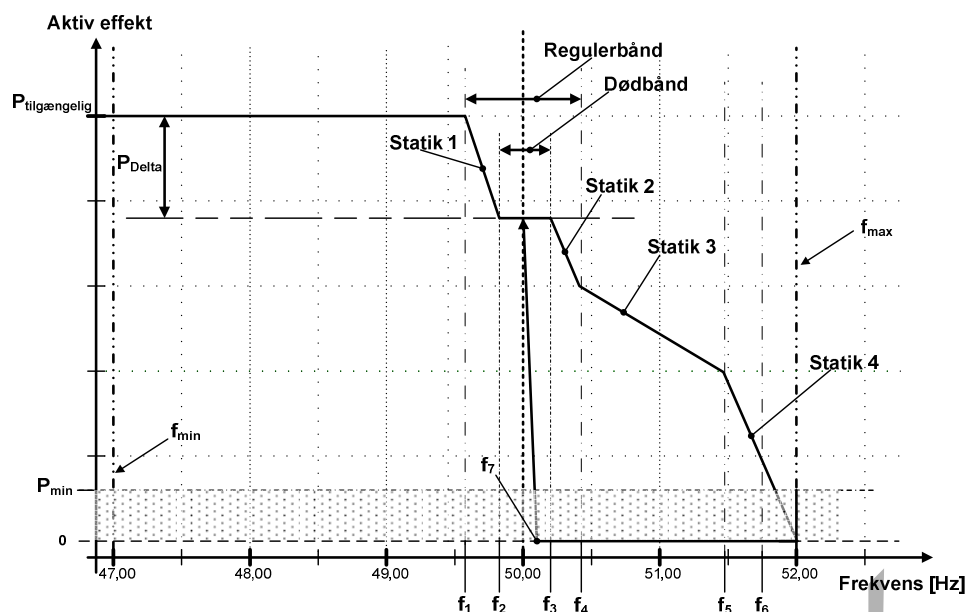
Ved nedregulering af den aktive effekt for *vindkraftværket* til under P_{min} er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

Ved opregulering af den aktive effekt for *vindkraftværket* er det accepteret, at designmæssige begrænsninger kan forøge udreguleringstiden, hvis opreguleringstrinnet overstiger 10 % af P_n .

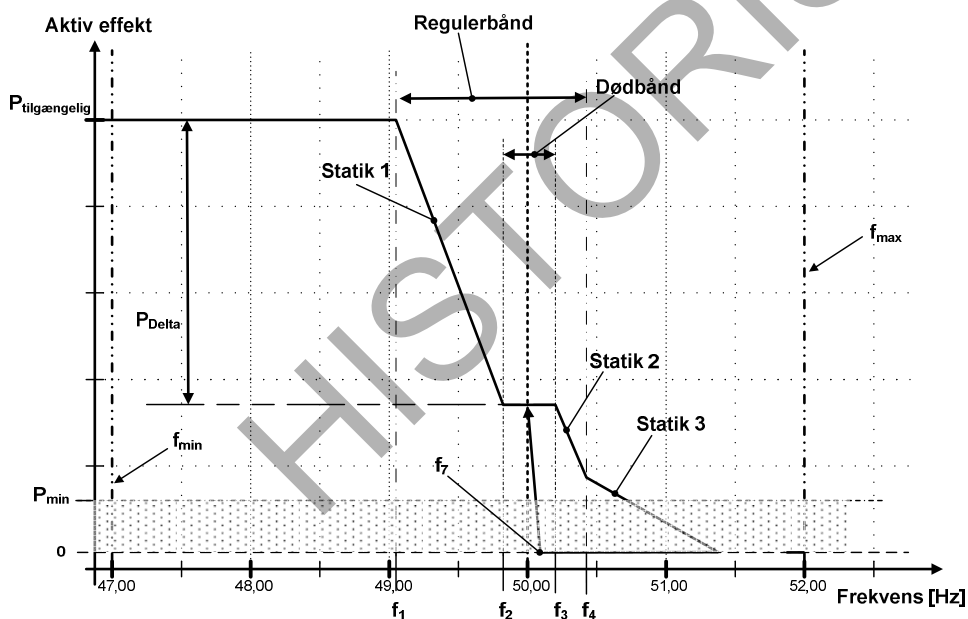
Ved netfrekvenser over f_5 må opregulering af *vindkraftværket* først påbegyndes, når netfrekvensen er reduceret til under f_7 .

P_{Delta} er det setpunkt, den tilgængelige aktive effekt er reduceret til for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens. På Figur 10 og Figur 11 er illustreret to forskellige P_{Delta} -værdier med samme *statik* (*statik* 1, 2, 3, 4).

Frekvensreguleringsfunktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser større end f_1 , som angivet på Figur 10 og Figur 11.



Figur 10 Frekvensregulering for vindkraftværker skitseret med en mindre nedregulering P_{Δ} .



Figur 11 Frekvensregulering for vindkraftværker skitseret med en stor nedregulering P_{Δ} .

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

Regulering efter et nyt parametersæt for frekvensreguleringen skal være muligt senest 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3 Begrænsningsfunktioner

Et vindkraftværk skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for regulering af aktiv effekt. Begrænsningsfunk-

tioner anvendes for at undgå ustabilitet eller overbelastning i det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med koblinger i det *kollektive elforsyningsnet* ved fejlsituationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i efterfølgende afsnit.

5.2.3.1 Absolut-effektbegrænser

Absolut-effektbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *vindkraftværk* til en setpunktsbestemt maksimal effektgrænse i *nettilslutningspunktet*. *Absolut-effektbegrænser* bruges typisk til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning i kritiske situationer.

Regulering med et nyt setpunkt for *absolut-effektbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

5.2.3.2 Delta-effektbegrænser (rullende reserve)

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

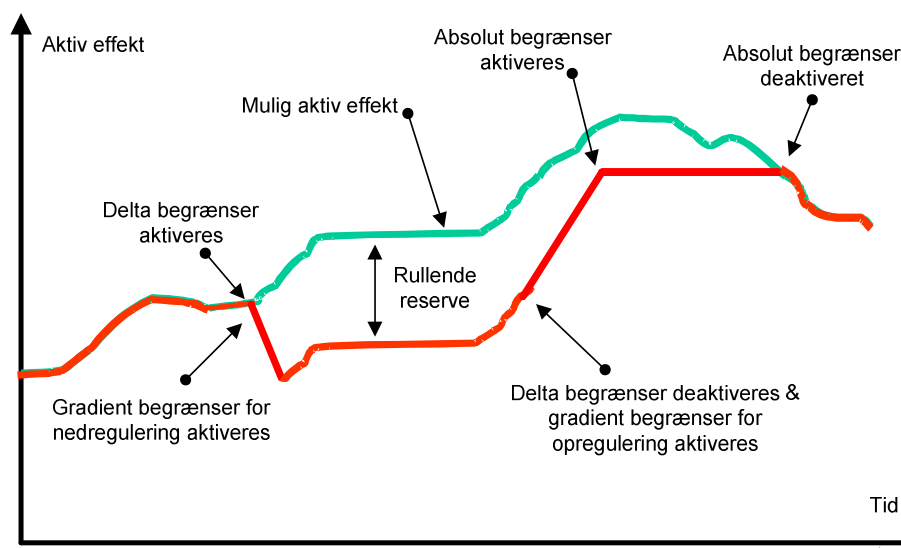
Regulering med et setpunkt for *delta-effektbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

5.2.3.3 Gradient-effektbegrænser

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

Regulering med en ny *gradient* for *gradient-effektproduktionsbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om *gradient*ændring.

I Figur 12 er vist en oversigt dækkende begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.



Figur 12 Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

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

Reguleringsfunktionerne for levering af en bestemt reaktiv effekt (Q), *effektfaktor* og *spændingsregulering* udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, der kan aktiveres ad gangen.

Gradient for reaktiv effektheregulering skal kunne indstilles via setpunkter. Som standard skal *gradienten* for reguleringen være 10 Mvar/s.

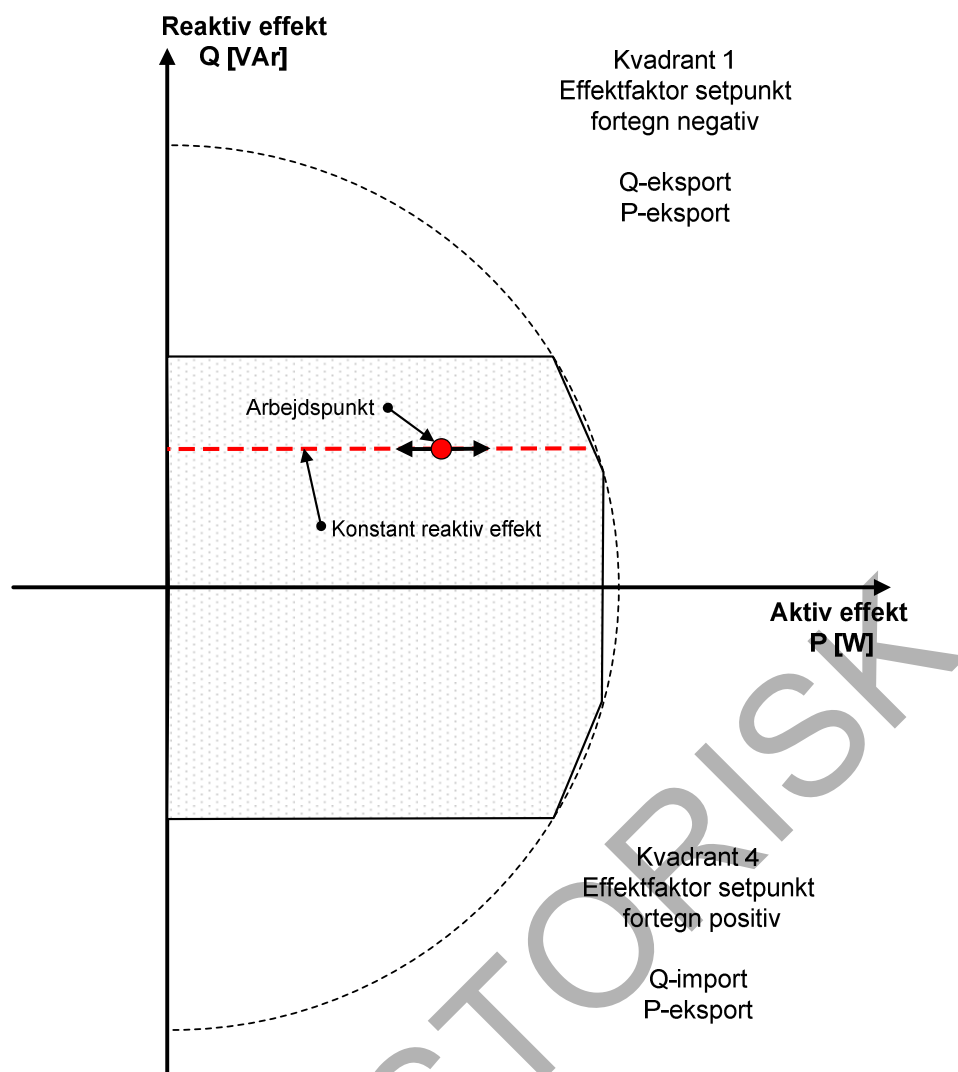
De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktionerne for reaktiv effektheregulering, *effektfaktorregulering* og *spændingsregulering* overholde kravene i efterfølgende afsnit.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængigt af den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*.

Denne reguleringsfunktion er skitseret på nedenstående figur som en vandret linje.



Figur 13 Reaktiv effektreguleringsfunktioner for et vindkraftværk, Q-regulering.

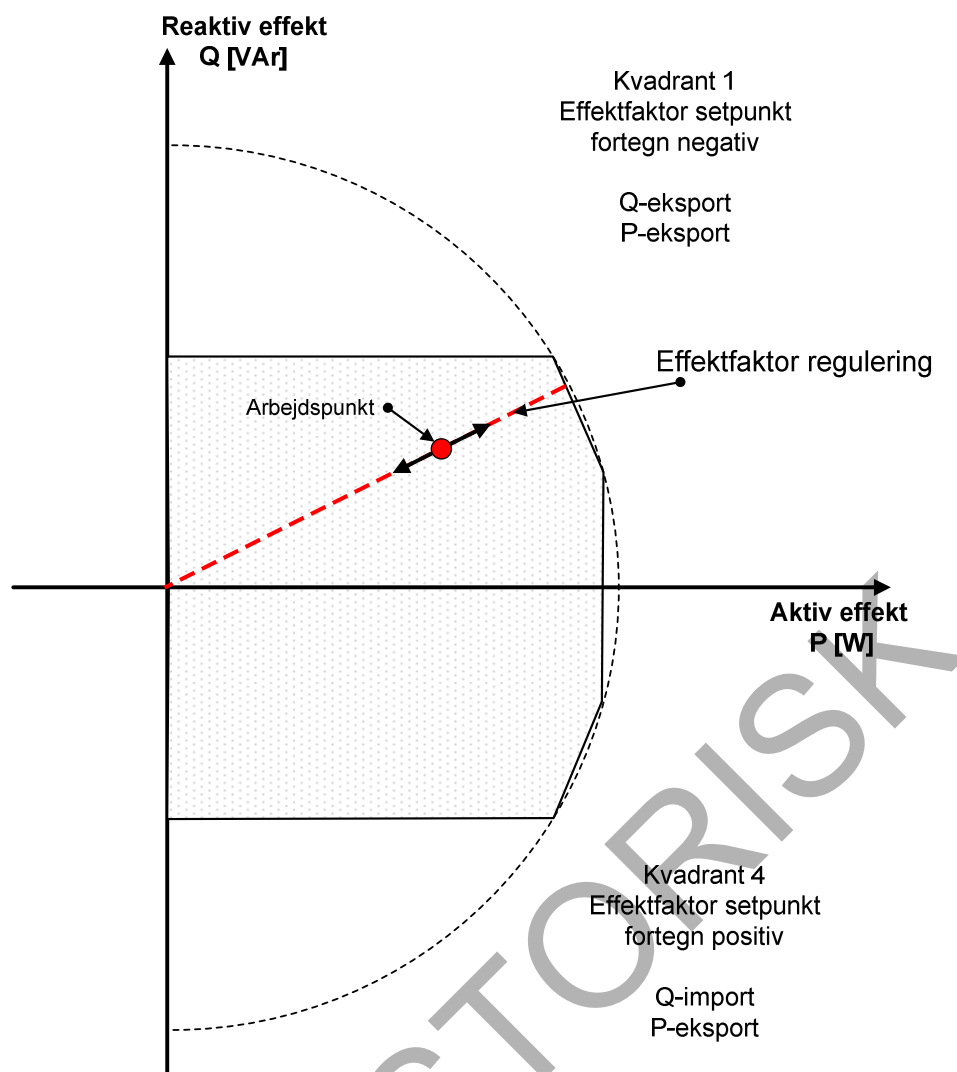
Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Vindkraftværket skal kunne modtage et setpunkt for Q med en opløsning på 1 kVAR.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt med den aktive effekt i nettilslutningspunktet.

Vindkraftværket skal kunne modtage et setpunkt for effektfaktoren med en opløsning på 0,01.



Figur 14 Reaktiv effektereguleringsfunktioner for et vindkraftværk, effektfaktorregulering.

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

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for den fuldførte regulering af den resulterende reaktive effekt, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må standardafvigelsen for reguleringen over en periode på 1 minut maksimalt afvige 2 % af Q_n .

5.3.3 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, der stabiliserer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. *Spændingsreguleringen* skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i Tabel 1, med en nøjagtighed på 0,5 %.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må standardafvigelsen for reguleringen over en periode på 1 minut maksimalt afvige 2 % af Q_n .

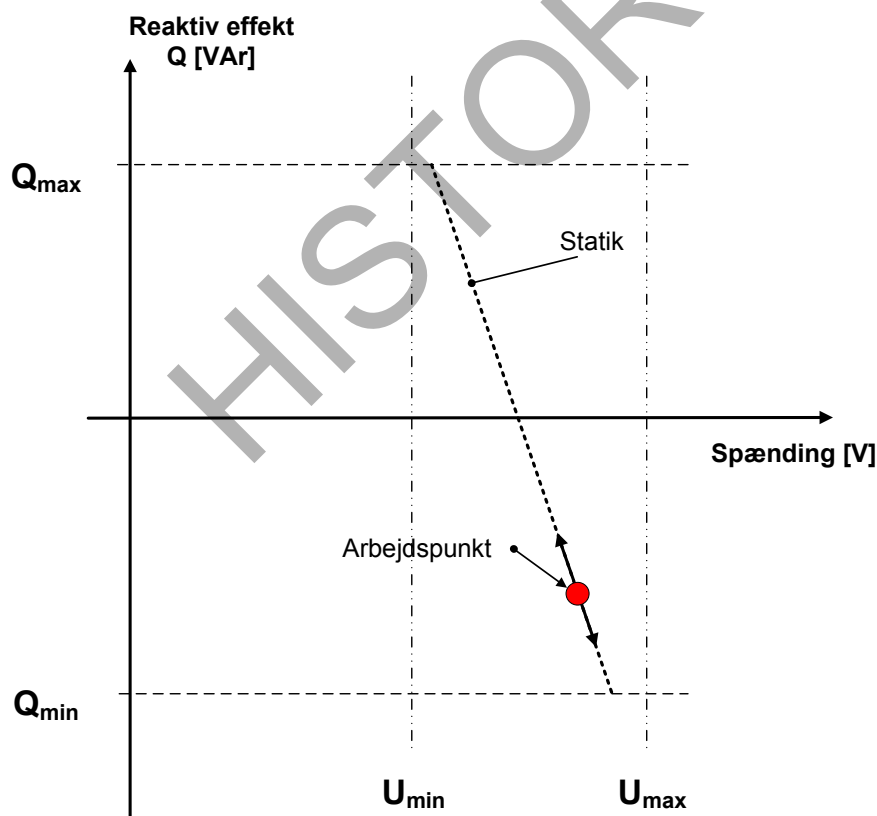
Det enkelte *vindkraftværk* skal regulere inden for *anlæggets* dynamikområde og spændingsgrænser med den konfigurerede *statik*.

En skitse over en sådan regulering er vist på Figur 15.

Referencepunkt for *spændingsregulering* er *spændingsreferencepunktet*.

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

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



Figur 15 Spændingsregulering for et vindkraftværk.

5.4 Systemværn

Et *vindkraftværk* skal være udstyret med et systemværn, som er en reguleringsfunktion, der på baggrund af en nedreguleringsordre meget hurtigt skal kunne regulere den aktive effekt leveret fra et *vindkraftværk* til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Setpunkterne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelsen.

Vindkraftværket skal have mulighed for minimum fem forskellige konfigurerbare reguleringstrin.

Som standardværdier anbefales følgende reguleringstrin:

1. Til 70 % af *mærkeeffekt*
2. Til 50 % af *mærkeeffekt*
3. Til 40 % af *mærkeeffekt*
4. Til 25 % af *mærkeeffekt*
5. Til 0 % af *mærkeeffekt*, dvs. *anlægget* er stoppet.

Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

Reguleringen skal påbegyndes inden for 1 sekund og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om nedregulering.

I det tilfælde at der til systemværnet beordres en opregulering, f.eks. fra trin 4 (25 %) til 3 (40 %), accepteres det, at designmæssige grænser for *anlæggets vindmøller* eller øvrige *anlægsheder* kan give en forøget tid for fuldførelse af ordren.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et *vindkraftværk* skal have en indbyrdes prioritering. Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran prioritet 2, osv.

Den krævede prioritering imellem funktionerne i et *vindkraftværk* er følgende:

1. Beskyttelsesfunktioner, jf. afsnit 6
2. Systemværn, jf. afsnit 5.4
3. Frekvensregulering, jf. afsnit 5.2.2
4. Begrænsningsfunktioner, jf. afsnit 5.2.3

5.6 Krav til regulering af aktiv effekt

Tabel 12 viser minimumskrav til reguleringsfunktionalitet for aktiv effekt i de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

Kategori Reguleringsfunktion	A	B	C	D
<i>Frekvensrespons</i> (5.2.1) ^{*)}	X	X	X	X
<i>Frekvensregulering</i> (5.2.2) ^{*)}	-	-	-	X
<i>Absolut-effektbegrænser</i> (5.2.3.1)	-	-	X	X
<i>Delta-effektbegrænser</i> (5.2.3.2)	-	-	-	X
<i>Gradient-effektbegrænser</i> (5.2.3.3)	-	-	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *vindkraftværk* skal som standard konfigureres med *frekvensrespons* funktionen. aktiveret. Anden form for *frekvensregulering* aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 12 Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.

5.6.1 Vindkraftværker kategori A

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2 skal *vindkraftværker* i *kategori A* som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 12.

Et *vindkraftværk* i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.1 samt 7.4.

5.6.2 Vindkraftværker kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2 skal *vindkraftværker* i *kategori B* som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 12.

Et *vindkraftværk* i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.2 samt 7.5.

5.6.3 Vindkraftværker kategori C

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2 skal *vindkraftværker* i *kategori C* som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 12.

Et *vindkraftværk* i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.3 samt 7.6.

Vindkraftværker i denne kategori skal som minimum kunne nedregulere den aktive effekt fra *vindkraftværket* kontinuert til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til højst 40 % af *mærkeeffekten*.

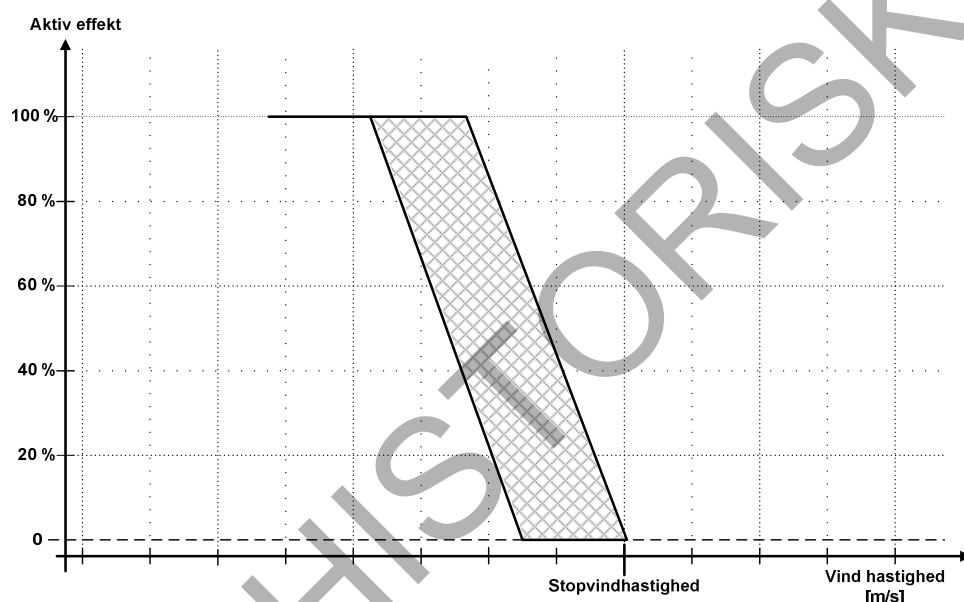
Et *vindkraftværk* i denne kategori skal være forberedt til at kunne nedregulere den aktive effektproduktion, når der optræder høje vindhastigheder inden *vindmøllernes* indbyggede beskyttelsesfunktion ved høje vindhastigheder (stop-vindhastighed) aktiveres.

Dette krav skyldes, at stabiliteten i det *kollektive elforsyningsnet* skal kunne opretholdes under ekstreme vejrforhold, herunder høje vindhastigheder. Som minimum skal *vindkraftværket* være udstyret med en automatisk nedreguleringsfunktion, der gør det muligt at undgå en momentan afbrydelse af aktiv effektproduktion ved vindhastigheder, der overskrider højvindsbegrænsninger i *vindmøllerne*.

Reguleringsfunktionen skal kunne aktiveres / de-aktiveres via ordrer.

Nedregulering kan foretages som en kontinuert regulering eller en diskret regulering. Diskret regulering må maksimalt have en trinstørrelse på 25 % af *mærkeeffekten* inden for det skraverede område vist i Figur 16. Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

Nedreguleringsbåndet aftales med *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelse af *vindkraftværket*. Bredden af nedreguleringsbåndet kan afhænge af de lokale vindforhold.



Figur 16 Nedregulering af aktiv effekt ved høje vindhastigheder.

5.6.4 Vindkraftværker kategori D

Ud over kravene specificeret i afsnit 5.6.3 skal *vindkraftværker* i *kategori C* som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner som specificeret i Tabel 12.

Et *vindkraftværk* i denne *kategori* skal kunne regulere den aktive effekt kontinuert til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til højest 20 % af *mærkeeffekten*.

Et *vindkraftværk* i denne *kategori* skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.3 samt 7.7.

5.7 Opgørelse af ikke-leveret aktiv effekt

For *vindkraftværker*, der er omfattet af lovgivning om kompensation ved påbud om nedregulering – jf. markedsforskriften "Kompensation til havvindmøllepar-ker ved påbudt nedregulering" [ref. 25]. Som minimum skal *vindkraftværksoperatøren* levere de krævede informationer, som specificeret i ovennævnte mar-kedsforskrift.

5.8 Krav til regulering af reaktiv effekt

Vindkraftværker i de fire *anlægs kategorier*, jf. afsnit 1.2.5, skal som minimum have de specificerede reaktive effektreguleringsfunktioner, som fremgår af Ta-bel 13.

Vindmøller, der er typegodkendt inden ikrafttrædelsestidspunktet for denne forskrift, skal kunne regulere reaktiv effekt i henhold til de tekniske specificati-oner for *vindmøllen*, der var gældende på typegodkendelsestidspunktet.

Kategori \ Reguleringsfunktion	A	B	C	D
<i>Q-regulering</i> (5.3.1)*)	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering</i> (5.3.2)*)	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering</i> (5.3.3)*)	-	-	-	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *anlæg* skal som standard konfigureres med *Q-regulering* og med et setpunkt på 0. VAr. Anden reaktiv regulering aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 13 Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.

5.8.1 Vindkraftværker kategori A

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2, skal *vindkraftværket* have reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 13.

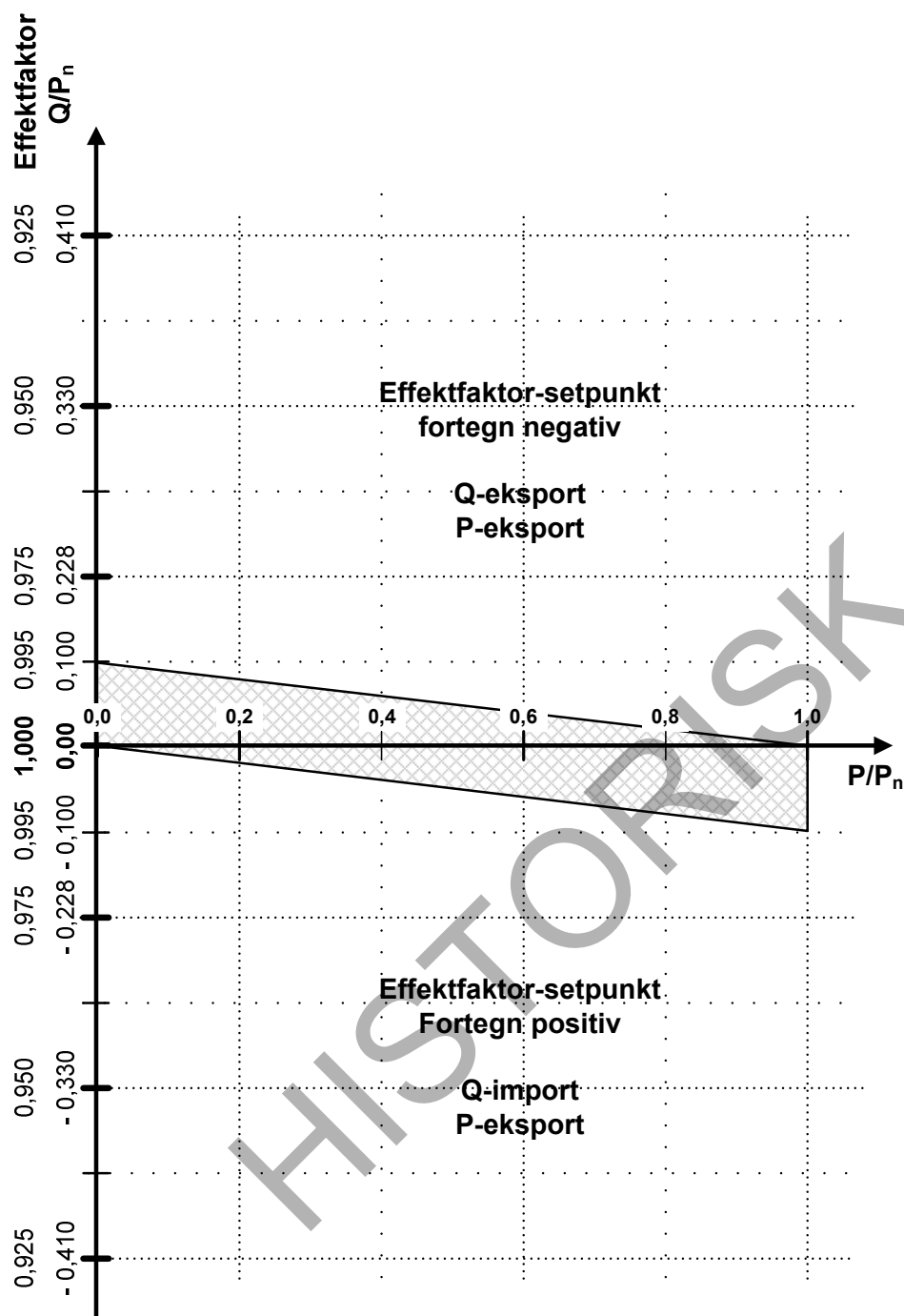
Vindkraftværket skal være designet således, at *effektfaktorintervallet* $0,95 < \text{effektfaktor} < 1,0$ overholdes ved produktion større end 20 % af *mærkeeffek-ten*.

5.8.2 Vindkraftværker kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2, skal *vindkraftværket* have reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 13

Vindkraftværket skal være designet således, at arbejds punktet til enhver tid befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 17.

Når *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer, kræves ikke nogen kom-pensering for den reaktive effekt fra *anlægsinfrastrukturen*.



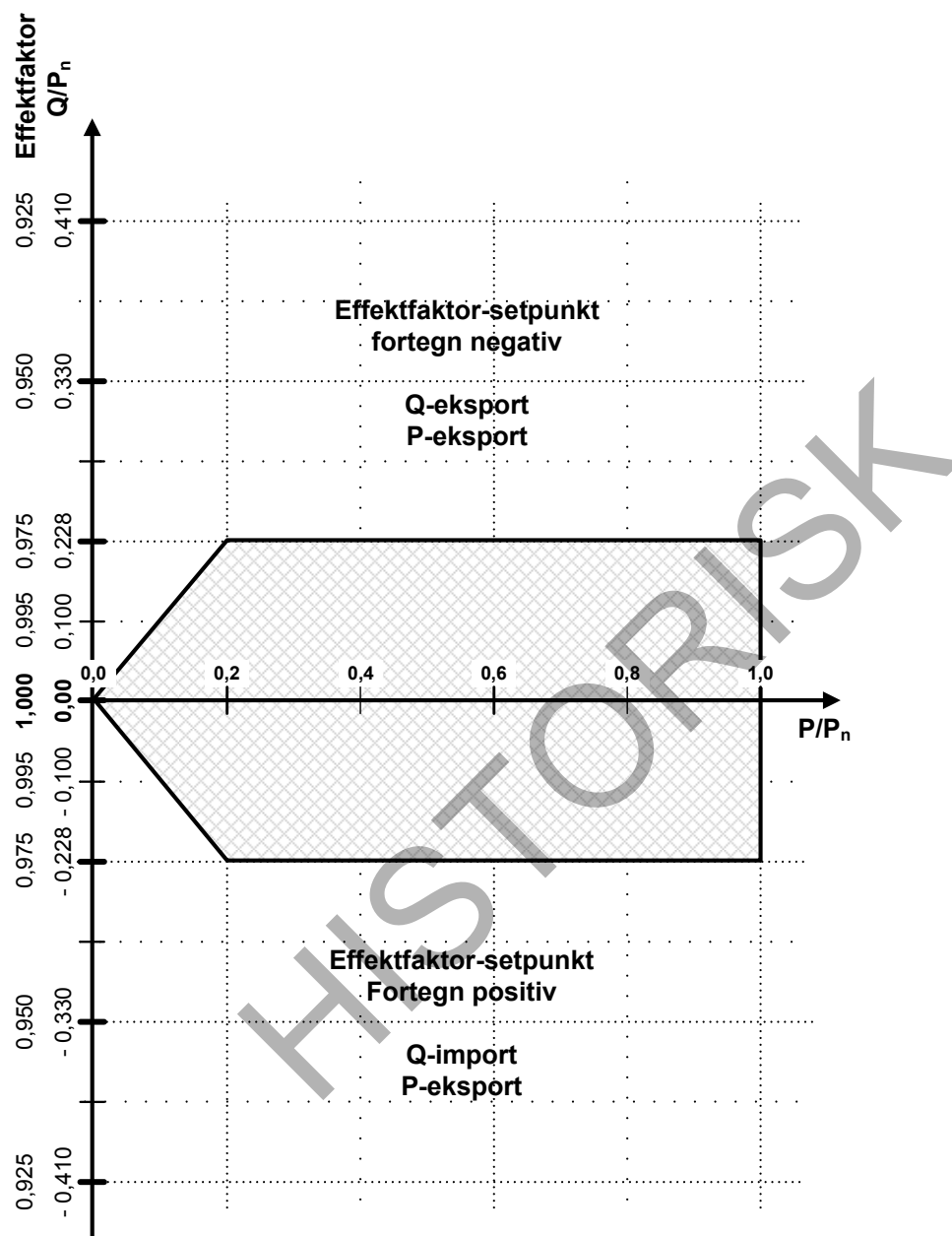
Figur 17 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt niveau ved U_c for vindkraftværker i kategori B.

5.8.3 Vindkraftværker kategori C

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2 skal *vindkraftværket* have reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 13.

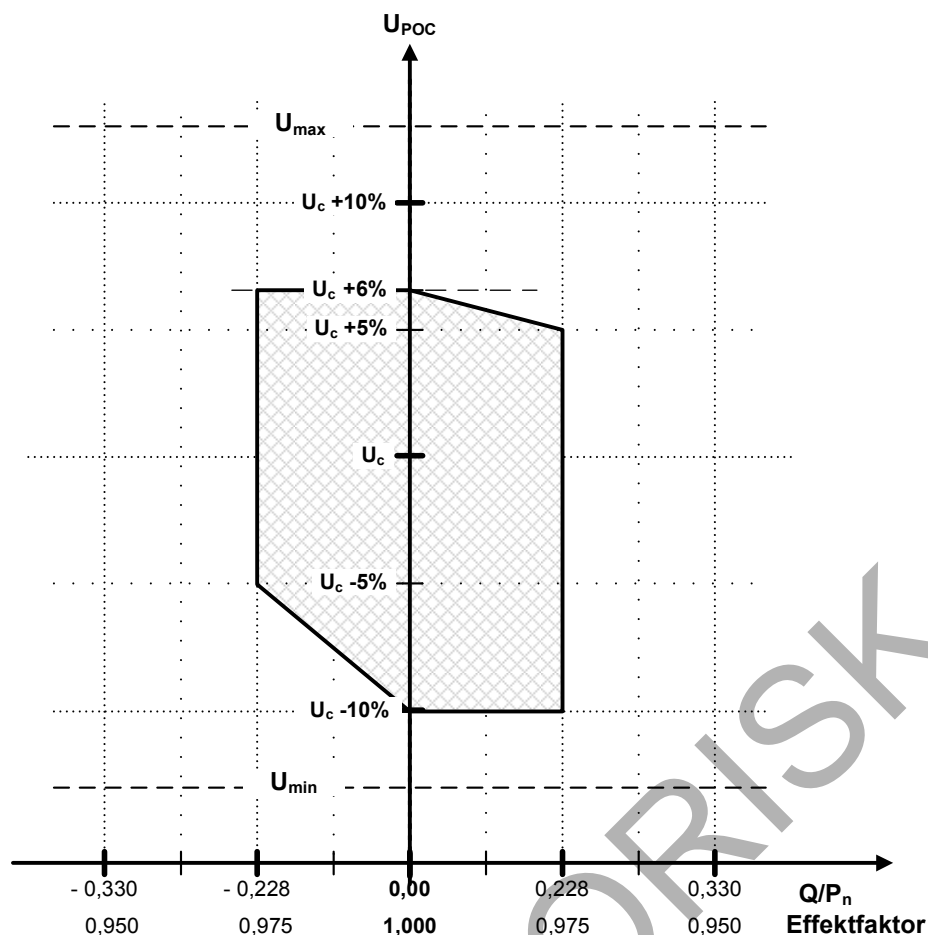
Vindkraftværket skal være designet således, at arbejds punktet for levering af reaktiv effekt skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 18. Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *anlægsinfrastrukturens* reaktive effekt i situationer, hvor *vindkraftværket* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt. Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 18 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt niveau ved U_c for vindkraftværker i kategori C.

I Figur 19 er angivet i hvilket område for U_c at levering af reaktiv effekt er påkrævet for vindkraftværker i kategori C.



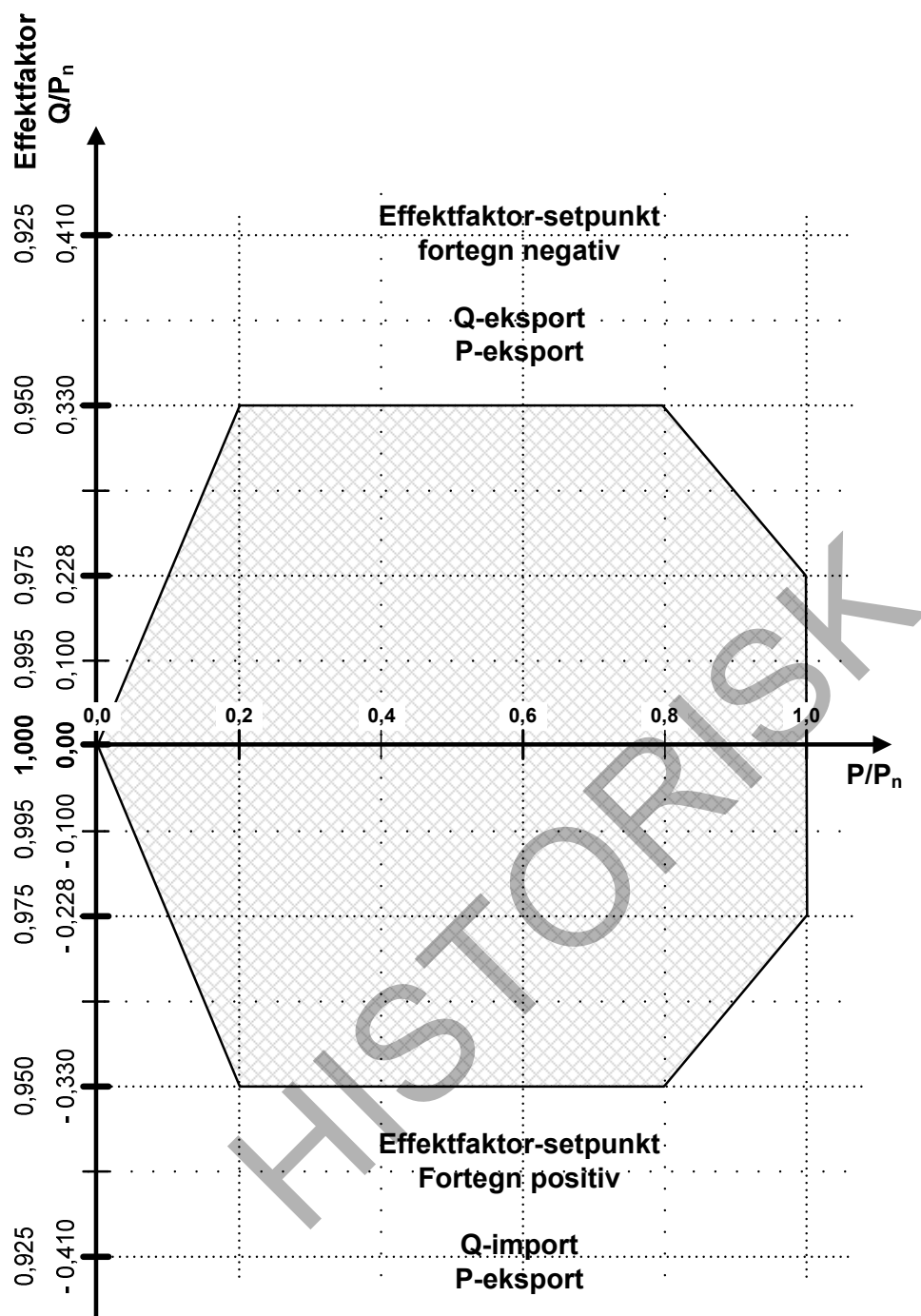
Figur 19 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftværker i kategori C.

5.8.4 Vindkraftværker kategori D

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal produktion i afsnit 3.2 skal vindkraftværket have reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 13.

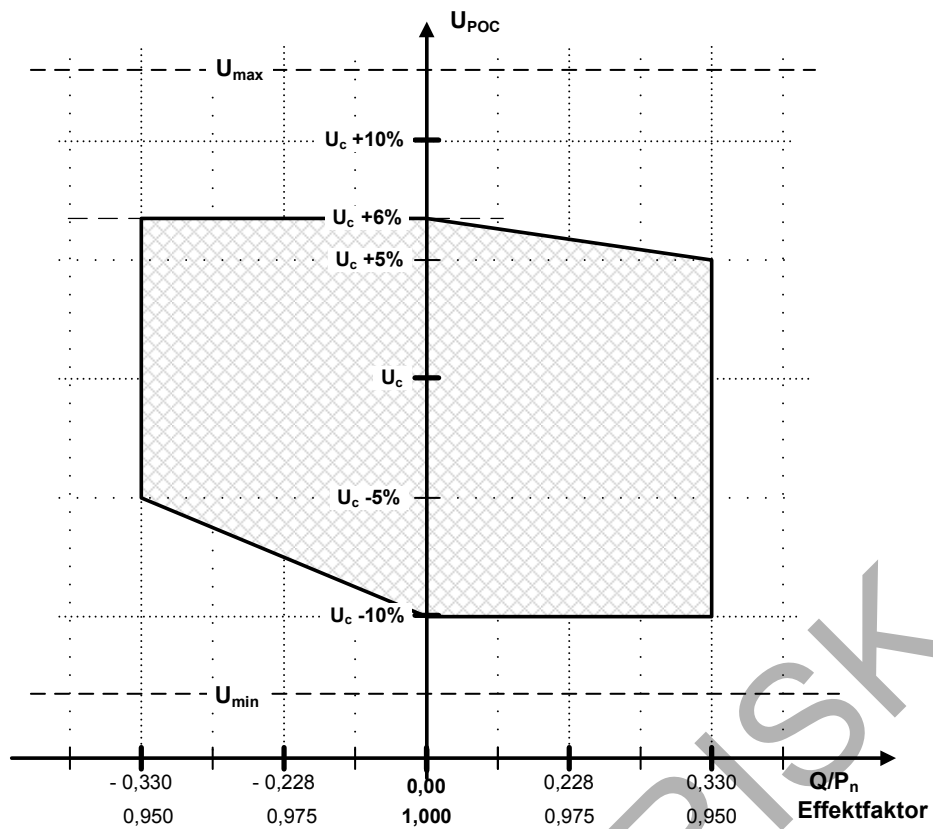
Vindkraftværket skal være designet således, at arbejds punktet for levering af reaktiv effekt skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 20. Reguleringsform og indstillinger aftales med elforsyningsvirksomheden.

Det påhviler anlægsejer at kompensere for anlægsinfrastrukturens reaktive effekt i situationer, hvor vindkraftværket er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt. Kompenseringen kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med elforsyningsvirksomheden.



Figur 20 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt niveau ved U_c for vindkraftværker i kategori D.

I Figur 21 er angivet i hvilket område for U_c at levering af reaktiv effekt er påkrævet for vindkraftværker i kategori D.



Figur 21 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftværker i kategori D.

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*
- sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger
- beskyttes mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer for *vindkraftværket*.

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af *det kollektive elforsyningsnet*.

Ændringen må dog ikke føre til, at *vindkraftværket* udsættes for påvirkninger fra *det kollektive elforsyningsnet*, der ligger uden for de designmæssige krav angivet i afsnit 3.

Et *vindkraftværk*, der forud for en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold, der er angivet i afsnit 3.2.

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

6.2 Krav til beskyttelsesindstillinger

Vindkraftværkets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger skal være som angivet i efterfølgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de anbefalede indstillingsværdier i tilfælde af fx problemer med lokale overspændinger.

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

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod ø-drift/netudfald er ikke tilladt.

Måling af frekvens skal ske samtidigt på anvendte faser.

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

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 det *kollektive elforsyningsnet*.

Vindkraftværker skal inden for *anlæggets* tekniske begrænsninger bidrage mest muligt til at reducere temporære overspændinger til 1,2 p.u. af spændingen i *nettilslutningspunktet*, (som defineret i IEC-60071-1 [ref. 30]) under hensyntagen til beskyttelsesindstillinger i afsnit 6.2.1 til 6.2.4.

6.2.1 Vindkraftværker kategori A

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,85 \cdot U_n$	V	10...60	s	50 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52,0	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	200 ms

Indstillingsværdier for funktionstid skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 14 Krav til vindkraftværker i kategori A.

6.2.2 Vindkraftværker kategori B

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet Værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	200 ms

***) en af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Indstillingsværdier for funktionstid skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 15 Krav til vindkraftværker i kategori B.

6.2.3 Vindkraftværker kategori C

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet Værdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	200 ms

***) en af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Indstillingsværdier for funktionstid skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 16 Krav til vindkraftværker i kategori C.

6.2.4 Vindkraftværker kategori D

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet Værdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	200 ms

***) en af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Indstillingsværdier for funktionstid skal være i multiplum af 50 ms.

Tabel 17 Krav til vindkraftværker i kategori D.

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

7.1 Krav til datakommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal *anlægget* i *anlæggets* kommunikationsgrænseflade være forberedt til datakommunikation imellem *vindmølleoperatøren* og den *systemansvarlige virksomhed* i overensstemmelse med denne forskrift.

7.1.1 Vindkraftværker kategori A

Vindkraftværker skal være forberedt til at kunne modtage et eksternt signal, der tillader start ("frigivet til start") og et eksternt stopsignal. De eksterne signaler forventes at være pulssignaler.

Kravet anses for opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med det eksterne stopsignal og "frigivet til start" via en klemrække.

7.1.2 Vindkraftværker kategori B

Vindkraftværker skal være forberedt til at kunne modtage et eksternt signal, der tillader start ("frigivet til start") og et eksternt stopsignal.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

7.1.3 Vindkraftværker kategori C og D

Vindkraftværker i disse kategorier skal kunne udveksle de informationer, som er specificeret i afsnit 7.6 og 7.7.

Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer på *PCOM*-grænsefladen 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 backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af *vindkraftværkets* kontrol- og overvågningssystem. Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

Alle målinger og data, der er relevante for registrering og analyse, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed 10 ms og en præcision på 1 ms eller bedre.

7.2 Krav til målinger

Kravene specificeret i dette underafsnit er gældende for alle kategorier af *vindkraftværker*.

Specifikke krav til installeret måleudstyr, målenøjagtighed, 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. 21]
2. Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 22]
3. Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måleforskrift til systemdriftsformål" [ref. 19].

Opfyldelse af ovennævnte forskrifter skal af måleransvarlig tjekkes som en del af de tjekpunkter og test, der er grundlag for en endelig godkendelse af nettet slutningen. De gældende forskrifter er tilgængelige i nyeste version på den *systemansvarliges* hjemmeside www.energinet.dk.

7.3 Datakommunikation

Informationen for et *vindkraftværk* skal om muligt benævnes, modelleres og grupperes, som specificeret i IEC 61400-25-standardserien IEC 61400-25-1 [ref. 14], IEC 61400-25-2 [ref. 15], og IEC 61400-25-3 [ref. 16].

For et *vindkraftværk* skal informationsudvekslingen som minimum være implementeret med en IEC 60870-5-104 [ref. 8] protokolstak, som specificeret i IEC 61400-25-4, [ref. 17]. Konfigurering af IEC 60870-5-104-protokolstakken skal udføres, så *vindkraftværket* som minimum kan kommunikere med to overordnede enheder (mastere) i master-slave konfiguration.

Datakommunikation med *anlægget* skal være til rådighed for *elforsyningsvirksomheden*, som angivet på Figur 3 i kommunikationsgrænsefladen for *anlægget* benævnt PCOM.

Informationer, målesignaler og aktiveringsmuligheder, specificeret i dette afsnit, skal etableres og være til rådighed for de respektive aktører, som specificeret for de enkelte størrelser af *anlæg* i nedenstående afsnit.

Aktivering af de enkelte funktioner i *anlæggene* og konfiguration af de specifikke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 19].

De specifikke krav til omfang af informationer og signaler er specificeret i nedenstående afsnit for de enkelte *anlægskategorier*.

7.4 Vindkraftværk kategori A

For *vindkraftværker* i kategori A kræves ikke online-kommunikation.

Vindkraftværk af denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
A1.1	Stopsignal
A1.2	Holdesignal - "Frigivet til start"
A1.3	<i>Frekvensrespons</i> – statik for nedregulering fra f_R
A1.4	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R

Tabel 18 Krav til informationsudveksling med et vindkraftværk i kategori A.

Kravet anses for værende opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med de eksterne signaler via en klemrække.

7.5 Vindkraftværk kategori B

For *vindkraftværker* i kategori B kræves ikke online-kommunikation.

Vindkraftværk af denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
B1.1	Stopsignal
B1.2	Holdesignal - "Frigivet til start"
B1.3	<i>Frekvensrespons</i> – statik for nedregulering fra f_R
B1.4	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R

Tabel 19 Krav til informationsudveksling med et vindkraftværk i kategori B.

7.6 Vindkraftværk kategori C

For *vindkraftværker* i kategori C kræves online-kommunikation.

Vindkraftværk af denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

Signal #	Signalbetegnelse
C1.1	Nettilslutningsafbryder/swichgear-status i nettilslutningspunkt
C1.2	Aktiv effekt kW - målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.3	Aktiv effektregulering - <i>gradient-effektbegrænser</i>
C1.4	Aktiv effektregulering - <i>gradient</i> for opregulering af aktiv effekt
C1.5	Aktiv effektregulering - <i>gradient</i> for nedregulering af aktiv effekt
C1.6	Aktiv effektregulering - <i>absolut-begrænser</i>
C1.7	Aktiv effektregulering - ønsket max aktiv effekt
C1.8	Aktiv effektregulering - <i>delta-effektbegrænser</i>
C1.9	Aktiv effektregulering - ønsket reguleringsreserve - P_{delta}
C1.10	Reaktiv effekt Mvar - målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.11	<i>Effektfaktor</i> - beregnet på baggrund af målinger i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.12	<i>Effektfaktor</i> setpunkt - ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.13	Reaktiv effektregulering - aktiveret/ikke-aktiveret
C1.14	Reaktiv effektregulering - ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.15	Spændingen - spænding målt i spændingsreferencepunkt
C1.16	<i>Spændingsregulering</i> - aktiveret/ikke-aktiveret
C1.17	<i>Spændingsregulering</i> - spænding målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.18	<i>Spændingsregulering</i> - Statik for <i>spændingsregulering</i>
C1.19	<i>Spændingsregulering</i> - ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
C1.20	<i>Frekvensregulering</i> - frekvens målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.21	<i>Frekvensregulering</i> - aktiveret/ikke-aktiveret
C1.22	Referencefrekvens - ønsket frekvens i PCC - f_{ref}
C1.23	<i>Frekvensrespons</i> - statik for nedregulering fra f_R
C1.24	<i>Frekvensrespons</i> - startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> - f_R
C1.25	<i>Frekvensregulering</i> - reguleringsgrænse - lav - f_{min}
C1.26	<i>Frekvensregulering</i> - reguleringsgrænse - høj - f_{max}

C1.27	<i>Frekvensregulering</i> - startfrekvens for reguleringsbånd samt <i>frekvensrespons</i> - f_1
C1.28	<i>Frekvensregulering</i> - startfrekvens for dødbånd - f_2
C1.29	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for dødbånd - f_3
C1.30	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for reguleringsbånd - f_4
C1.31	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for regulering op til f_5
C1.32	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for regulering op til f_6
C1.33	<i>Frekvensregulering</i> - <i>statik</i> 1 for regulering fra f_1 til f_2
C1.34	<i>Frekvensregulering</i> - <i>statik</i> 2 for regulering fra f_3 til f_4
C1.35	<i>Frekvensregulering</i> - <i>statik</i> 3 for regulering fra f_4 til f_5
C1.36	<i>Frekvensregulering</i> - <i>statik</i> 4 for nedregulering fra f_5 til f_6
C1.37	<i>Frekvensregulering</i> - frekvensgrænse for genindkobling - f_7
C1.38	Systemværn
C1.39	Stopsignal
C1.40	Holdesignal - "Frigivet til start"
C1.41	Højvindsbeskyttelse - aktiveret/ikke aktiveret

Tabel 20 Krav til informationsudveksling med et vindkraftværk i kategori C.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste – TF 3.2.5" [ref. 48].

Elforsyningsvirksomheden skal for at sikre forsyningssikkerheden til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer, ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.7 Vindkraftværk kategori D

For vindkraftværker i kategori D kræves online-kommunikation.

Vindkraftværk af denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne, der er angivet i afsnit 7.3.

Signal #	Signalbetegnelse
D1.1	Nettilslutningsafbryder/switchgear-status i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.2	Aktiv effekt kW - målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.3	Aktiv effektregulering - <i>gradient-begrænser</i>
D1.4	Aktiv effektregulering - <i>gradient</i> for opregulering af aktiv effekt
D1.5	Aktiv effektregulering - <i>gradient</i> for nedregulering af aktiv effekt
D1.6	Aktiv effektregulering - <i>absolut-begrænser</i>
D1.7	Aktiv effektregulering - ønsket max aktiv effekt
D1.8	Aktiv effektregulering - <i>delta-effektbegrænser</i>
D1.9	Aktiv effektregulering - ønsket reguleringsreserve - P_{delta}
D1.10	Reaktiv effekt Mvar - målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.11	<i>Effektfaktor</i> - beregnet på baggrund af målinger i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.12	<i>Effektfaktor</i> setpunkt - ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.13	Reaktiv effektregulering - aktiveret/ikke-aktiveret
D1.14	Reaktiv effektregulering - ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.15	Spændingen - spænding målt i <i>spændingsreferencepunkt</i>
D1.16	<i>Spændingsregulering</i> - aktiveret/ikke-aktiveret

D1.17	<i>Spændingsregulering</i> - spænding målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.18	<i>Spændingsregulering</i> - statik for <i>spændingsregulering</i>
D1.19	<i>Spændingsregulering</i> - ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
D1.20	<i>Frekvensrespons</i> - statik for nedregulering fra f_R
D1.21	<i>Frekvensrespons</i> - startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> - f_R
D1.22	<i>Frekvensregulering</i> - frekvens målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.23	<i>Frekvensregulering</i> - aktiveret/ikke aktiveret
D1.24	Referencefrekvens - ønsket frekvens i PCC - f_{ref}
D1.25	<i>Frekvensregulering</i> - reguleringsgrænse - lav - f_{min}
D1.26	<i>Frekvensregulering</i> - reguleringsgrænse - høj - f_{max}
D1.28	<i>Frekvensregulering</i> - startfrekvens for reguleringsbånd samt <i>frekvensrespons</i> - f_1
D1.29	<i>Frekvensregulering</i> - startfrekvens for dødbånd - f_2
D1.30	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for dødbånd - f_3
D1.31	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for reguleringsbånd - f_4
D1.32	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for regulering op til f_5
D1.33	<i>Frekvensregulering</i> - slutfrekvens for regulering op til f_6
D1.34	<i>Frekvensregulering</i> - statik 1 for regulering fra f_1 til f_2
D1.35	<i>Frekvensregulering</i> - statik 2 for regulering fra f_3 til f_4
D1.36	<i>Frekvensregulering</i> - statik 3 for regulering fra f_4 til f_5
D1.37	<i>Frekvensregulering</i> - statik 4 for regulering fra f_5 til f_6
D1.38	<i>Frekvensregulering</i> - frekvensgrænse for genindkobling - f_7
D1.39	Systemværn
D1.40	Stopsignal
D1.41	Holdesignal - "Frigivet til start"
D1.42	Højvindsbeskyttelse - aktiveret/ikke aktiveret

Tabel 21 Krav til informationsudveksling med et vindkraftværk i kategori D.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste – TF 3.2.5" [ref. 48].

Elforsyningsvirksomheden skal for at sikre forsyningssikkerheden til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer, ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.8 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *vindkraftværker* kategori D.

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

Anlægssejer installerer i *nettilslutningspunktet* 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*

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

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

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

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

Tidsstempling af hændelser og data skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms og en præcision på 1 ms.

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

Elforsyningsvirksomheden skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE*-format.

7.9 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene i dette afsnit gælder for *vindkraftværker* i kategori D.

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

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere relevante måledata og fejlskriverdata for *vindkraftværket*.

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

8. Verifikation og dokumentation

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

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *vindkraftværk* opfylder bestemmelserne i denne forskrift.

Den krævede dokumentation af *vindkraftværket* er specificeret i de følgende afsnit, som er opdelt efter den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*.

Dokumentation skal fremsendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den generelle proces omkring godkendelse og udstedelse af en endelig driftstilladelse for et *vindkraftværk* er følgende:

Vindkraftværker i kategori A og B:

1. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.
3. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

Vindkraftværker i kategori C og D:

1. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.
3. *Elforsyningsvirksomheden* sender dokumentationen i elektronisk form til den *systemansvarlige virksomhed*.
4. Den *systemansvarlige virksomhed* gennemgår og godkender dokumentationen for *anlægget*.
5. Den *systemansvarlige virksomhed* udsteder en skriftlig godkendelse af dokumentationen for *anlægget*.
4. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

For et *vindkraftværk* skal der leveres dokumentation i henhold til specifikationerne i Bilag 1.

Krav til omfang af dokumentation for de forskellige *anlægskategorier* er angivet i nedenstående tabel.

Kategori Dokumentation	A**)	B	C	D
Beskyttelsesfunktioner	-	X	X	X
Enstregsskema	-	X	X	X
Elkvalitet	-	X	X	X
Spændingsdyk	-	X	X	X
PQ-diagram	-	-	X	X
Signalliste	-	-	X	X
Dynamisk simuleringsskema	-	X	X	X
Verifikationsrapport	-	-	X	X

X: Dokumentation skal leveres som beskrevet i dette afsnit.

**) Skal være optaget på positivlisten – krav/betingelser for at blive optaget på positivlisten, se "Vejledning for optagelse på positivlisten for vindmøller" [ref. 42].

Tabel 22 Krav til dokumentation for *anlægskategorier*.

8.1 Beskyttelsesfunktioner

Med dokumentation af beskyttelsesfunktioner menes en liste over de aktuelle relæopsætninger på idriftsættelsestidspunktet. Disse værdier skal anføres i dokumentationen.

8.2 Enstregsskema

Med et enstregsskema menes en tegning, der viser de anvendte hovedkomponenter i *anlægget* samt deres indbyrdes elektriske forbindelser. Placering af beskyttelsesfunktioner og samt målepunkter skal, som minimum, fremgå af skemaet.

8.3 Elkvalitet

Med elkvalitet menes en samling af parametre, som karakteriserer kvaliteten af den leverede elektricitet. I verifikationsrapporten skal det dokumenteres, hvordan kravene i afsnit 4 er overholdt. I dokumentet "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.5" [ref. 47] findes eksempler og vejledning til, hvordan de enkelte elkvalitetsparametre kan beregnes.

8.4 Spændingsdyk

Med spændingsdyk menes *anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elsystemet under et spændingsdyk. *Anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elnettet skal

dokumenteres med den leverede elektriske simuleringsmodel. Simuleringer med modellen skal vise, at kravene i afsnit 3.3.1 er overholdt.

8.5 PQ-diagram

Med begrebet PQ-diagram menes en figur, som illustrerer *anlæggets* egenskaber og evne til at levere reaktiv effekt som funktion af *anlæggets* evne til at levere aktive effekt. Målinger skal vise, at kravene i afsnit 5.3 er overholdt.

8.6 Signalliste

Signallisten er en liste over de signaler/informationer, der skal udveksles imellem de aktører, der styrer og overvåger et *anlæg*. Dokumentation for, at signallerne specificeret i afsnit 7.1 findes på PCOM-grænsefladen, skal leveres som en del af verifikationsrapporten. I dokumentet "Vejledning til signalliste for TF 3.2.5" [ref. 48] findes en mere detaljeret beskrivelse af de enkelte signaler.

8.7 Dynamisk simuleringsmodel

Med en "dynamisk simuleringsmodel" menes en modellering af et *anlægs* elektriske egenskaber og begrænsninger. Modellen skal overholde kravene, som er specificeret i afsnit 9.1.

8.8 Verifikationsrapport

Med en "verifikationsrapport" menes en rapport/dokumentation over gennemførte test, som efterviser, at de krævende funktioner jf. afsnit 5 er implementeret, og at funktionerne fungerer som forventet med de opsatte parametre. Dokumentet "Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.5" [ref. 49] kan eventuelt benyttes til inspiration.

8.9 Krav til anlægsdokumentation

8.9.1 Vindkraftværk kategori A

De *vindmøller*, der benyttes i *vindkraftværket*, skal være opført på *positivlisten* for *vindmøller*, hvorfor der ikke kræves yderligere dokumentation.

8.9.2 Vindkraftværk kategori B

For *anlægget* kræves følgende dokumentation:

- a. Beskyttelsesfunktioner
- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.2.

8.9.3 Vindkraftværk kategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Beskyttelsesfunktioner

- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk
- e. PQ-diagram
- f. Signalliste
- g. Dynamisk simuleringsmodel
- h. Verifikationsrapport

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.3.

8.9.4 Vindkraftværk kategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Beskyttelsesfunktioner
- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk
- e. PQ-diagram
- f. Signalliste
- g. Dynamisk simuleringsmodel
- h. Verifikationsrapport

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.4.

9. Elektrisk simuleringsmodel

Kravene i dette afsnit gælder for alle *vindkraftværker* i kategori B, C og D.

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.

Anlægssejer skal fra projekteringsfase til verifikationsfase løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, hvis de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *vindkraftværk*.

Anlægssejer 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 eventuelt fremsendes direkte fra *vindmøllefabrikant* til den *systemansvarlige virksomhed*.

Anlægssejer er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

9.1 Krav til simuleringsmodeller

Simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk* skal dynamisk beskrive de elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet*.

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

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

Simuleringsmodel bestående af kompileret kode kan accepteres, hvis kildekoden medfølger.

Simuleringsmodel med krypterede dele accepteres ikke, da den *systemansvarlige virksomhed* vil kunne inkludere modellen for *anlægget* i modellering af det *kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i afsnit 5.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved alle relevante hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i afsnit 6.

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positiv sekvens).

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

Simuleringsmodellen skal som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47 Hz til 53 Hz og i spændingsområdet fra 0,0 pu til 1,4 pu.

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

Simuleringsmodellen skal kunne initialiseres direkte på baggrund af en load-flow-løsning uden efterfølgende iterationer.

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

9.2 Verificering af simuleringsmodel

Anlægsejer skal, hvis modellen ikke er verificeret af et akkrediteret institut, senest tre måneder efter endelig idriftsættelse af *vindkraftværket* fremsende målinger, som den *systemansvarlige virksomhed* kan anvende til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *anlæg*.

Simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk* skal verificeres for samtlige reguleringsformer, som krævet i afsnit 5.

Den praktiske udførelse af test til verificering skal senest tre 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 verificering, herunder måleudstyr, dataloggere og personel.

Anlægsejer skal dokumentere målingerne til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftværk* i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test.

Tidsseriemålingerne anvendt til verificering af simuleringsmodellen skal vedlægges verificeringsrapporten i *COMTRADE*-format.

9.3 Vindkraftværk kategori A

Anlægget skal være optaget på *positivlisten* for *vindmøller* i kategori A.

Der kræves ingen simuleringsmodel for kategori A *vindmøller* eller *vindkraftværker*.

9.4 Vindkraftværk kategori B

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for at kunne udvikle en dynamisk simuleringsmodel for det *kollektive elforsyningsnet* og har til løsning af denne opgave behov for at kende simuleringsmodellen for de anvendte *vindmøller*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for de anvendte *vindmøller*.

9.5 Vindkraftværk kategori C

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *vindkraftværk*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for de anvendte *vindmøller*, inkl. en eventuel *vindkraftværksregulator*.

Simuleringsmodellen for *vindkraftværksregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte *vindmølle* skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstår som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

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

9.6 Vindkraftværk kategori D

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *vindkraftværk*.

Anlægsejer skal, på anmodning og senest tre måneder efter idriftsættelse, fremsende en simuleringsmodel for det komplette *vindkraftværk*, inkl. *vindkraftsværkregulator* samt *anlægsinfrastruktur*.

Simuleringsmodellen for *vindkraftværksregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte *vindmølle* skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstår som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Data for komponenter og dele, som indgår i *anlægsinfrastrukturen*, skal ligeledes have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 specificerer kravene til dokumentation for de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

Dokumentationen, jf. specifikationerne i afsnit 8, sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Den tekniske dokumentation skal indeholde konfigurationsparametre og opsætningsdata, som er gældende for *vindkraftværket* på idriftsættelsestidspunktet.

Alle delafsnit i bilaget skal udfyldes for det pågældende *anlæg*.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes opdateret dokumentation i henhold til kravene i afsnit 2.2.

Skabelon for Bilag 1 til de forskellige *anlægskategorier* er tilgængelig på hjemmesiden www.energinet.dk.

HISTORISK

B1.1. Bilag 1 for anlægskategori A

Anlægget skal være optaget på positivlisten for vindmøller i kategori A, og derfor kræves ikke yderligere dokumentation.

HISTORISK

B1.2. Bilag 1 for anlægskategori B

Dokumentationen udfyldes med data for *vindkraftværket* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.2.1. Identifikation

<i>Elproducerende anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.2.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftværket</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1.	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT er overholdt? Hvis nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.2.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis <i>vindkraftværket</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.2.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de harmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.2.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.2.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af strømme med frekvenser i intervallet 2-9 kHz er mindre end 0,2 % af <i>mærkestrømmen</i> I_n ?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.2.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan <i>vindkraftværket</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.2.6. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.4. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.7. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> ☐ <i>Effektfaktor-regulering</i> ☐
---	---

B1.2.8. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med elforsyningsvirksomheden).	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.2.9. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐
---------------------------------------	---

B1.2.10. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.2.10.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.2.10.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja ☐ Nej ☐
Hvor er den placeret?	<i>PCI</i> ☐ <i>POC</i> ☐
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja ☐ Nej ☐

B1.2.11. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftværket</i> vedlagt dokumentationen?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	

B1.2.12. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

HISTORISK

B1.3. Bilag 1 for anlægskategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.3.1. Identifikation

<i>Elproducerende anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.3.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftværket</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT er overholdt? Hvis nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.3.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis <i>vindkraftværket</i> består af <i>enfasede elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.3.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de harmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.3.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.3.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af strømme med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af elforsyningsvirksomheden. Er kravet overholdt?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.3.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan <i>vindkraftværket</i> startes og producere kontinuerligt, kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.3.6. Frekvensregulering

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en frekvensreguleringsfunktion, som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.3.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.10. Systemværn

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.3.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> ☐ <i>Effektfaktorregulering</i> ☐ <i>Spændingsregulering</i> ☐
---	---

B1.3.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på ____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i> .)	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.3.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐
---------------------------------------	---

B1.3.14. Spændingsregulering

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.3.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.3.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		S
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		S
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		Ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		Ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		Ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		Ms

B1.3.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftværket</i> vedlagt dokumentationen?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Nej ☐

B1.3.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Nej ☐

B1.3.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Nej ☐

B1.3.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for <i>vindkraftværket</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Ja ☐ Nej ☐
---	--

B1.3.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til elforsyningsvirksomheden? Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Ja ☐ Nej ☐
---	--

B1.3.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.4. Bilag 1 for anlægskategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftværket* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.4.1. Identifikation

<i>Elproducerende anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.4.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftværket</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1.	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT er overholdt? Hvis nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja ☐ Nej ☐
Værdierne er målt?	Ja ☐ Nej ☐
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.4.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja ☐ Nej ☐
Hvis <i>vindkraftværket</i> består af <i>enfasede elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdien?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.4.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de harmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.4.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske bidrag for <i>vindkraftværket</i> under grænseværdierne?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.4.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af strømme med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af elforsyningsvirksomheden. Er kravet overholdt?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.4.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det normale produktionsområde kan <i>vindkraftværket</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja ☐ Nej ☐
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min. efter, at spænding og frekvens er inden for det normale produktionsområde?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.4.6. Frekvensregulering

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en frekvensreguleringsfunktion, som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.4.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.10. Systemværn

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja ☐ Nej ☐
Er funktionen aktiveret?	Ja ☐ Nej ☐

B1.4.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> ☐ <i>Effektfaktor-regulering</i> ☐ <i>Spændingsregulering</i> ☐
---	--

B1.4.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på ____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med netvirksomheden).	Ja ☐ Nej ☐
---	---

B1.4.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja ☐ Nej ☐
---------------------------------------	---

B1.4.14. Spændingsregulering

Er <i>vindkraftværket</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja ☐ Nej ☐
--	---

B1.4.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.4.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		Ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		S
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		S
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		Ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		Ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		Ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		Ms

B1.4.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftværket</i> vedlagt dokumentationen?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Nej ☐

B1.4.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Nej ☐

B1.4.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja ☐
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige <i>signalliste</i> ?	Nej ☐

B1.4.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for <i>vindkraftværket</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Ja ☐ Nej ☐
---	--

B1.4.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>? Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Ja ☐ Nej ☐
--	--

B1.4.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	