

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61400-2

Deuxième édition
Second edition
2006-03

Aérogénérateurs –

**Partie 2:
Exigences en matière de conception
des petits aérogénérateurs**

Wind turbines –

**Part 2:
Design requirements for small
wind turbines**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61400-2:2006

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- Site web de la CEI (www.iec.ch)
- Catalogue des publications de la CEI

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/searchpub) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- IEC Just Published

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/online_news/justpub) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- Service clients

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- IEC Web Site (www.iec.ch)
- Catalogue of IEC publications

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/searchpub) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- IEC Just Published

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/online_news/justpub) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- Customer Service Centre

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61400-2

Deuxième édition
Second edition
2006-03

Aérogénérateurs –

**Partie 2:
Exigences en matière de conception
des petits aérogénérateurs**

Wind turbines –

**Part 2:
Design requirements for small
wind turbines**

© IEC 2006 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE **XC**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	8
1 Domaine d'application	12
2 Références normatives	12
3 Termes et définitions	14
4 Symboles et abréviations	28
4.1 Symboles	28
4.2 Système de coordonnées	36
5 Eléments principaux	38
5.1 Généralités	38
5.2 Méthodes de conception	38
5.3 Assurance qualité	38
6 Conditions externes	42
6.1 Généralités	42
6.2 Classes de PAG	42
6.3 Conditions de vent	44
6.4 Autres conditions environnementales	56
6.5 Conditions de charge électrique	60
7 Conception de la structure	62
7.1 Généralités	62
7.2 Méthodologie de conception	62
7.3 Charges et hypothèses de charge	62
7.4 Modèle de charge simplifiée	66
7.5 Modélisation aéroélastique	78
7.6 Mesures de charge	86
7.7 Calcul des contraintes	86
7.8 Facteurs de sécurité	88
7.9 Analyse d'état limite	90
8 Système de protection et d'arrêt	92
8.1 Généralités	92
8.2 Exigences de fonctionnement du système de protection	92
8.3 Arrêt manuel	92
8.4 Arrêt pour maintenance	92
9 Essais	94
9.1 Généralités	94
9.2 Essais destinés à vérifier les données de conception	94
9.3 Essais de charges mécaniques	96
9.4 Essai de durée	98
9.5 Essai mécanique des composants	104
9.6 Sécurité et fonctionnement	106
9.7 Essai environnemental	108
9.8 Electrique	108

CONTENTS

FOREWORD.....	9
1 Scope.....	13
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	15
4 Symbols and abbreviated terms.....	29
4.1 Symbols	29
4.2 Coordinate system	37
5 Principal elements	39
5.1 General	39
5.2 Design methods	39
5.3 Quality assurance	39
6 External conditions	43
6.1 General	43
6.2 SWT classes	43
6.3 Wind conditions	45
6.4 Other environmental conditions	57
6.5 Electrical load conditions	61
7 Structural design	63
7.1 General	63
7.2 Design methodology	63
7.3 Loads and load cases	63
7.4 Simplified load model	67
7.5 Aeroelastic modelling	79
7.6 Load measurements	87
7.7 Stress calculation	87
7.8 Safety factors	89
7.9 Limit state analysis	91
8 Protection and shutdown system	93
8.1 General	93
8.2 Functional requirements of the protection system	93
8.3 Manual shutdown	93
8.4 Shutdown for maintenance	93
9 Testing	95
9.1 General	95
9.2 Tests to verify design data	95
9.3 Mechanical load testing	97
9.4 Duration testing	99
9.5 Mechanical component testing	105
9.6 Safety and function	107
9.7 Environmental testing	109
9.8 Electrical	109

10	Système électrique	108
10.1	Généralités	108
10.2	Dispositifs de protection	108
10.3	Dispositif de déconnexion	108
10.4	Systèmes de mise à la terre	110
10.5	Protection parafoudre	110
10.6	Conducteurs et câbles électriques	110
10.7	Charges électriques	110
11	Structure de support	114
11.1	Généralités	114
11.2	Exigences dynamiques	114
11.3	Facteurs environnementaux	114
11.4	Mise à la terre	114
11.5	Fondations	114
11.6	Charges de calcul au niveau de l'accès à la turbine	114
12	Exigences en matière de documentation	114
12.1	Généralités	114
12.2	Installation	116
12.3	Fonctionnement	116
12.4	Maintenance et contrôles de routine	118
13	Marquage des éoliennes	120
	Annexe A (informative) Certification de type des petits aérogénérateurs	122
	Annexe B (normative) Paramètres de conception destinés à décrire la classe S de PAG	128
	Annexe C (informative) Modèles stochastiques de turbulence	130
	Annexe D (informative) Description déterministe de la turbulence	134
	Annexe E (informative) Facteurs de sécurité partielle des matériaux	138
	Annexe F (informative) Elaboration des équations de conception simples	158
	Bibliographie	178
	Figure 1 – Définition des systèmes d'axes pour EAH	36
	Figure 2 – Arbre décisionnel de la CEI 61400-2	40
	Figure 3 – Turbulence caractéristique du vent	48
	Figure 4 – Exemple de rafale extrême en fonctionnement ($N = 1$, $V_{hub} = 25$ m/s)	50
	Figure 5 – Exemple d'amplitude de changement de direction extrême ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m)	52
	Figure 6 – Exemple de changement de direction extrême ($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)	52
	Figure 7 – Rafale extrême cohérente ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG)	54
	Figure 8 – Changement de direction pour ECD	56
	Figure 9 – Déroulement temporel de la modification de direction pour $V_{hub} = 25$ m/s	56
	Figure A.1 – Modules de la certification de type (selon CEI WT01 et CEI 61400-2)	122
	Figure A.2 – Eléments de l'évaluation de la conception (recommandé par la CEI 61400-2)	124
	Figure A.3 – Eléments de l'essai de type (selon CEI WT01 et CEI 61400-2)	126

10	Electrical system	109
10.1	General	109
10.2	Protective devices	109
10.3	Disconnect device	109
10.4	Earthing systems	111
10.5	Lightning protection	111
10.6	Electrical conductors and cables	111
10.7	Electrical loads	111
11	Support structure	115
11.1	General	115
11.2	Dynamic requirements	115
11.3	Environmental factors	115
11.4	Earthing	115
11.5	Foundation	115
11.6	Turbine access design loads	115
12	Documentation requirements	115
12.1	General	115
12.2	Installation	117
12.3	Operation	117
12.4	Maintenance and routine inspection	119
13	Wind turbine markings	121
	Annex A (informative) Type certification of small wind turbines	123
	Annex B (normative) Design parameters for describing SWT class S	129
	Annex C (informative) Stochastic turbulence models	131
	Annex D (informative) Deterministic turbulence description	135
	Annex E (informative) Partial safety factors for materials	139
	Annex F (informative) Development of the simple design equations	159
	Bibliography	179
	Figure 1 – Definition of the system of axes for HAWT	37
	Figure 2 – IEC 61400-2 decision path	41
	Figure 3 – Characteristic wind turbulence	49
	Figure 4 – example of extreme operating gust ($N = 1$, $V_{hub} = 25$ m/s)	51
	Figure 5 – Example of extreme direction change magnitude ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m) ..	53
	Figure 6 – Example of extreme direction change ($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)	53
	Figure 7 – Extreme coherent gust ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG)	55
	Figure 8 – The direction change for ECD	57
	Figure 9 – Time development of direction change for $V_{hub} = 25$ m/s	57
	Figure A.1 – Modules of type certification (per IEC WT01 and IEC 61400-2)	123
	Figure A.2 – Elements of design evaluation (recommended per IEC 61400-2)	125
	Figure A.3 – Elements of type testing (per IEC WT01 and IEC 61400-2)	127

Figure E.1 – Distribution normale et distribution de Weibull	140
Figure E.2 – Diagramme S-N classique de la fatigue des composites en fibres de verre	144
Figure E.3 – Effets classiques de l'environnement sur des composites en fibres de verre.....	144
Figure E.4 – Diagramme de fatigue et de la déformation pour des composites de fibres de carbone /ester vinylique à fibres larges unidirectionnelles à 0°, $R = 0,1$ et 10	146
Figure E.5 – Courbes S-N relatives à la fatigue des métaux habituels.....	146
Figure E.6 – Données de durée de résistance à la fatigue pour bois tendres	148
Figure E.7 – Courbe S-N classique pour le bois	150
Figure E.8 – Effet de l'hygrométrie sur la résistance à la compression de pièces de bois parallèlement au grain	150
Figure E.9 – Effet de l'hygrométrie sur les propriétés de résistance du bois	152
Figure E.10 – Effet de l'angle du grain sur la propriété mécanique du bois clair selon une formule de type Hankinson	152
Tableau 1 – Paramètres de base pour classes de PAG.....	44
Tableau 2 – Hypothèses de charges de calcul pour la méthode simplifiée de calcul des charges.....	68
Tableau 3 – Coefficients de force, C_f	78
Tableau 4 – Ensemble minimum des hypothèses de charge de calcul pour les modèles aéroélastiques	80
Tableau 5 – Contraintes équivalentes	86
Tableau 6 – Facteurs de sécurité partielle pour les matériaux.....	88
Tableau 7 – Facteurs de sécurité partielle des charges.....	90
Tableau C.1 – Paramètres du spectre de la turbulence pour le modèle de Kaimal.....	130
Tableau E.1 – Facteurs des différentes probabilités de survie et variabilités	140
Tableau E.2 – Discontinuités géométriques	154

Figure E.1 – Normal and Weibull distribution	141
Figure E.2 – Typical S-N diagram for fatigue of glass fibre composites	145
Figure E.3 – Typical environmental effects on glass fibre composites	145
Figure E.4 – Fatigue strain diagram for large tow unidirectional 0° carbon fibre/vinyl ester composites, $R = 0,1$ and 10	147
Figure E.5 – S-N curves for fatigue of typical metals	147
Figure E.6 – Fatigue life data for jointed softwood	149
Figure E.7 – Typical S-N curve for wood	151
Figure E.8 – Effect of moisture content on compressive strength of lumber parallel to grain	151
Figure E.9 – Effect of moisture content on wood strength properties	153
Figure E.10 – Effect of grain angle on mechanical property of clear wood according to Hankinson-type formula	153
Table 1 – Basic parameters for SWT classes	45
Table 2 – Design load cases for the simplified load calculation method	69
Table 3 – Force coefficients, C_f	79
Table 4 – Minimum set of design load cases for aeroelastic models	81
Table 5 – Equivalent stresses	87
Table 6 – Partial safety factors for materials	89
Table 7 – Partial safety factors for loads	91
Table C.1 – Turbulence spectral parameters for Kaimal model	131
Table E.1 – Factors for different survival probabilities and variabilities	141
Table E.2 – Geometric discontinuities	155

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

AÉROGÉNÉRATEURS –

**Partie 2: Exigences en matière de conception
des petits aérogénérateurs**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61400-2 a été établie par le comité d'études 88 de la CEI: Eoliennes.

Cette seconde édition annule et remplace la première édition publiée en 1996. Cette édition constitue une révision technique. De nombreux changements substantiels ont été réalisés. Les changements les plus importants sont:

- des équations simplifiées et révisées en fonction des derniers résultats d'essai et de recherche;
- plusieurs paramètres dans les équations simplifiées doivent reposer sur des résultats d'essai;
- ajout d'option pour l'utilisation de modèles aéroélastiques au lieu d'équations simplifiées;
- augmentation des exigences d'essai.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

Part 2: Design requirements for small wind turbines

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61400-2 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1996. This edition constitutes a technical revision. Numerous substantive changes have been made. The most significant of these are:

- revised simplified equations based upon recent test and research results;
- several parameters in the simplified equations shall now be based upon test results;
- added option for use of aeroelastic models instead of simplified equations;
- expanded testing requirements.

Le texte de la présente norme repose sur les documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/254/FDIS	88/259/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

La présente publication a été rédigée en fonction des Directives ISO/CEI, Partie 2.

La CEI 61400 comprend les parties suivantes, présentées sous le titre général *Aérogénérateurs*:

- Partie 1: Design requirements (disponible en anglais seulement)
- Partie 2: Exigences en matière de conception des petits aérogénérateurs
- Partie 3: Design requirements for offshore wind turbines (disponible en anglais seulement)¹
- Partie 11: Techniques de mesure du bruit acoustique
- Partie 12: Wind turbine power performance testing (disponible en anglais seulement)
- Partie 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (disponible en anglais seulement)
- Partie 13: Mesure des charges mécaniques
- Partie 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values (disponible en anglais seulement)
- Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau
- Partie 23: Essais en vraie grandeur des structures des pales
- Partie 24: Lightning protection (disponible en anglais seulement)
- Partie 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models (disponible en anglais seulement)¹
- Partie 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models (disponible en anglais seulement)¹
- Partie 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information exchange models (disponible en anglais seulement)¹
- Partie 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to XML based communication profile (disponible en anglais seulement)¹
- Partie 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants – Conformance testing (disponible en anglais seulement)¹

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous «<http://webstore.iec.ch>» dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite;
- supprimée;
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

¹ A l'étude.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
88/254/FDIS	88/259/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

IEC 61400 consists of the following parts, under the general title *Wind turbines*:

- Part 1: Design requirements
- Part 2: Design requirements for small wind turbines
- Part 3: Design requirements for offshore wind turbines¹
- Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- Part 12: Wind turbine power performance testing
- Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- Part 13: Measurement of mechanical loads
- Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values
- Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
- Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades
- Part 24: Lightning protection
- Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models¹
- Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models¹
- Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information exchange models¹
- Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to XML based communication profile¹
- Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants – Conformance testing¹

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

¹ Under consideration.

AÉROGÉNÉRATEURS –

Partie 2: Exigences en matière de conception des petits aérogénérateurs

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61400 traite de la philosophie relative à la sécurité, l'assurance de la qualité et l'intégrité de l'ingénierie, et elle spécifie les exigences relatives à la sécurité des petits aérogénérateurs (PAG), comprenant leur conception, leur installation et leur maintenance, ainsi que leur exploitation dans des conditions externes spécifiques. Le but de cette norme est de fixer un niveau approprié de protection contre les risques et dommages que ces systèmes pourraient causer pendant leur durée de vie.

La présente partie de la CEI 61400 se préoccupe de tous les sous-systèmes des PAG tels que les mécanismes de contrôle et de protection, les systèmes électriques internes, les systèmes mécaniques, les structures de support, les fondations et l'interconnexion électrique avec la charge.

Bien que la présente partie de la CEI 61400 soit similaire à la CEI 61400-1, elle simplifie et apporte des changements significatifs afin d'être applicable aux petites turbines.

La présente partie de la CEI 61400 s'applique aux éoliennes ayant une surface balayée inférieure à 200 m² et fonctionnant à une tension en dessous de 1 000 V c.a. ou 1 500 V c.c.

Il convient d'utiliser cette partie de la CEI 61400 avec les normes CEI et ISO appropriées (voir Article 2).

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60034-1, *Machines électriques tournantes – Partie 1: Caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement*

CEI 60034-2, *Machines électriques tournantes – Deuxième partie: Méthodes pour la détermination des pertes et du rendement des machines électriques tournantes à partir d'essais (à l'exclusion des machines pour véhicules de traction)*

CEI 60034-5, *Machines électriques tournantes – Partie 5: Degrés de protection procurés par la conception intégrale des machines électriques tournantes (code IP) – Classification*

CEI 60034-8, *Machines électriques tournantes – Partie 8: Marques d'extrémité et sens de rotation*

CEI 60038:1983, *Tensions normales de la CEI*
Amendement 1 (1994)
Amendement 2 (1997)

WIND TURBINES –

Part 2: Design requirements for small wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 deals with safety philosophy, quality assurance, and engineering integrity and specifies requirements for the safety of Small Wind Turbines (SWTs) including design, installation, maintenance and operation under specified external conditions. Its purpose is to provide the appropriate level of protection against damage from hazards from these systems during their planned lifetime.

This part of IEC 61400 is concerned with all subsystems of SWT such as protection mechanisms, internal electrical systems, mechanical systems, support structures, foundations and the electrical interconnection with the load.

While this part of IEC 61400 is similar to IEC 61400-1, it does simplify and make significant changes in order to be applicable to small turbines.

This part of IEC 61400 applies to wind turbines with a rotor swept area smaller than 200 m², generating at a voltage below 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c.

This part of IEC 61400 should be used together with the appropriate IEC and ISO standards (see Clause 2).

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60034-1, *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

IEC 60034-2, *Rotating electrical machines – Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles)*

IEC 60034-5, *Rotating electrical machines – Part 5: Degrees of protection provided by the integral design of rotating electrical machines (IP code) – Classification*

IEC 60034-8, *Rotating electrical machines – Part 8: Terminal markings and direction of rotation*

IEC 60038:1983, *IEC standard voltages*

Amendment 1 (1994)

Amendment 2 (1997)

CEI 60204-1, *Sécurité des machines – Equipement électrique des machines – Partie 1: Règles générales*

CEI 60364-5-54, *Installations électriques des bâtiments – Partie 5-54: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Mises à la terre, conducteurs de protection et conducteurs d'équipotentialité de protection*

CEI 60721-2-1, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2-1: Conditions d'environnement présentes dans la nature – Température et humidité*

CEI 61400-1, *Wind turbines – Design requirements* (disponible en anglais seulement)

CEI 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines* (disponible en anglais seulement)

CEI 61400-13, *Aérogénérateurs – Partie 13: Mesure des charges mécaniques*

CEI 61400-23, *Aérogénérateurs – Partie 23: Essais en vraie grandeur des structures des pales*

CEI 61643-1, *Parafoudres basse tension – Partie 1: Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension – Exigences et essais*

ISO/CEI 17025:2005, *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais*

ISO 2394, *Principes généraux de la fiabilité des constructions* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1

moyenne annuelle

valeur moyenne d'un ensemble de données mesurées de taille et de durée suffisante destinée à l'estimation de la valeur attendue de la quantité

NOTE L'intervalle de temps moyen doit être un nombre entier d'années qui représente la moyenne des effets non permanents tels que la saisonnalité.

3.2

vitesse moyenne annuelle du vent

vitesse du vent établie selon une moyenne conformément à la définition de la moyenne annuelle

3.3

cycles de refermeture automatique

événement dont la période de temps varie d'approximativement 0,01 s à quelques secondes, pendant lesquelles un disjoncteur déclenché après un défaut sur le réseau est automatiquement refermé et la ligne électrique est reconnectée au réseau

3.4

frein (pour éoliennes)

dispositif capable de réduire la vitesse du rotor ou d'arrêter la rotation

IEC 60204-1, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60364-5-54, *Electrical installations of buildings – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors*

IEC 60721-2-1, *Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity*

IEC 61400-1, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

IEC 61400-13, *Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads*

IEC 61400-23, *Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*

IEC 61643-1, *Low-voltage surge protective devices – Part 1: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Requirements and tests*

ISO/IEC 17025:2005, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO 2394, *General principles on reliability for structures*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1

annual average

mean value of a set of measured data of sufficient size and duration to serve as an estimate of the expected value of the quantity

NOTE The averaging time interval shall be an integer number of years to average out non-stationary effects such as seasonality.

3.2

annual average wind speed

wind speed averaged according to the definition of annual average

3.3

auto-reclosing cycles

event with a time period, varying from approximately 0,01 s to a few seconds, during which a breaker released after a grid fault is automatically reclosed and the line is reconnected to the network

3.4

brake (for wind turbines)

device capable of reducing the rotor speed or stopping rotation

3.5

défaillance catastrophique (pour éoliennes)

désintégration ou effondrement d'un composant ou d'une structure, ce qui entraîne une perte de la fonction vitale et affecte par voie de conséquence la sécurité

3.6

valeur caractéristique (de la propriété d'un matériau)

valeur ayant une probabilité prescrite de ne pouvoir être atteinte dans une série d'essais hypothétique et non limitée

3.7

système de commande (pour éoliennes)

sous-système recevant les informations relatives à l'état de l'éolienne et/ou son environnement et réglant l'éolienne afin de la maintenir dans ses limites de fonctionnement

3.8

vitesse de démarrage

V_{in}

vitesse moyenne du vent la plus basse à hauteur du moyeu à laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie

3.9

vitesse de coupure

V_{out}

vitesse moyenne du vent la plus élevée à hauteur du moyeu à laquelle l'éolienne est destinée à produire de l'énergie

3.10

limites de conception

valeurs maximales ou minimales utilisées dans une conception

3.11

situation de projet

mode possible de fonctionnement du petit aérogénérateur (PAG) (par exemple, production d'énergie, immobilisé, etc.)

3.12

vitesse du vent de conception

vitesse du vent employée comme entrée pour les équations de conception simples (égale à $1,4 V_{ave}$)

3.13

sous le vent

dans le sens du vent principal

3.14

arrêt d'urgence (pour éoliennes)

arrêt rapide de l'éolienne déclenché par un système de protection ou une intervention manuelle

3.15

conditions environnementales

caractéristiques de l'environnement (altitude, température, humidité, etc.) qui peuvent affecter le comportement de l'aérogénérateur

3.5**catastrophic failure** (for wind turbines)

disintegration or collapse of a component or structure, that results in loss of vital function which impairs safety

3.6**characteristic value** (of a material property)

value having a prescribed probability of not being attained in a hypothetical unlimited test series

3.7**control system** (for wind turbines)

sub-system that receives information about the condition of the wind turbine and/or its environment and adjusts the turbine in order to maintain it within its operating limits

3.8**cut-in wind speed** V_{in}

lowest mean wind speed at hub height at which the wind turbine produces power

3.9**cut-out wind speed** V_{out}

highest mean wind speed at hub height at which the wind turbine is designed to produce power

3.10**design limits**

maximum or minimum values used in a design

3.11**design situation**

possible mode of wind turbine operation, for example power production, parking, etc.

3.12**design wind speed**

wind speed used as input for the simple design equations (equal to $1,4 V_{ave}$)

3.13**downwind**

in the main wind direction

3.14**emergency shutdown** (for wind turbines)

rapid shutdown of the wind turbine triggered by a protection system or by manual intervention

3.15**environmental conditions**

characteristics of the environment (altitude, temperature, humidity, etc.) which may affect the turbine system behaviour

3.16

conditions externes (pour éoliennes)

facteurs affectant le fonctionnement d'une éolienne, dont le régime du vent, d'autres facteurs climatiques (neige, glace, etc.), les conditions sismiques et l'état du réseau électrique

3.17

vitesse extrême du vent

vitesse moyenne du vent la plus élevée, établie selon la moyenne de t en secondes, susceptible d'être observée sur une période de temps définie de T années (période de récurrence)

NOTE Les périodes de récurrence de $T = 50$ ans et $T = 1$ an et l'intervalle de temps moyen de $t = 3$ s et $t = 10$ min sont employés dans de nombreuses normes. Dans le langage courant, le terme moins précis "vitesse du vent de survie" est souvent utilisé. Dans la pratique, cependant, l'aérogénérateur est conçu en fonction de la vitesse de vent extrême pour les hypothèses de charge conceptuelle.

3.18

sécurité intégrée

propriété de la conception d'un élément empêchant ses défaillances de se transformer en pannes critiques

3.19

effacement du rotor

mécanisme de contrôle passif de survitesse réduisant la projection de la surface balayée

3.20

rafale

augmentation soudaine et brève de la vitesse du vent au-delà de sa valeur moyenne.

NOTE Une rafale peut être caractérisée par son temps de montée, son amplitude et sa durée.

3.21

éolienne à axe horizontal

éolienne dont l'axe du rotor est en grande partie parallèle au flux du vent

3.22

moyeu (pour éoliennes)

dispositif de fixation permettant de fixer les pales ou l'assemblage des pales à l'arbre rotor

3.23

hauteur de moyeu (pour éoliennes)

hauteur du centre du rotor de l'éolienne par rapport au sol. Pour les éoliennes à axe vertical, la hauteur du moyeu est la hauteur du plan équatorial

3.24

ralenti (pour éoliennes)

état d'une éolienne qui tourne lentement et qui ne produit pas de courant électrique

3.25

état limite

état d'une structure et des charges agissant sur celle-ci, au-delà desquelles la structure ne satisfait plus aux exigences relatives à la conception

[ISO 2394, 2.2.9, modifiée]

NOTE L'objet de calculs de conception (par exemple l'exigence relative à la conception destinée à l'état limite) est de maintenir la probabilité qu'un état limite soit atteint en dessous d'une certaine valeur prescrite pour le type de construction en question (ISO 2394).

3.16**external conditions** (for wind turbines)

factors affecting the operation of a wind turbine including the wind regime, other climatic factors (snow, ice, etc.), earthquake and power network conditions

3.17**extreme wind speed**

highest average wind speed, averaged over t seconds, that is likely to be experienced within a specified time period (recurrence period) of T years

NOTE Recurrence periods of $T = 50$ years and $T = 1$ year and averaging time interval of $t = 3$ s and $t = 10$ min are used in a number of standards. In popular language, the less precise term "survival wind speed" is often used. In practice, however, the wind turbine generator system is designed using the extreme wind speed for design load cases.

3.18**fail-safe**

design property of an item which prevents its failures from resulting in critical faults

3.19**furling**

a passive overspeed control mechanism by means of reducing the projected swept area

3.20**gust**

sudden and brief increase of the wind speed over its mean value.

NOTE A gust can be characterized by its rise-time, its amplitude and its duration.

3.21**horizontal axis wind turbine**

wind turbine whose rotor axis is substantially parallel to the wind flow

3.22**hub** (for wind turbines)

fixture for attaching the blades or blade assembly to the rotor shaft

3.23**hub height** (for wind turbines)

height of the centre of the wind turbine rotor above the terrain surface. For a vertical axis wind turbine, the hub height is the height of the equator plane

3.24**idling** (for wind turbines)

condition of a wind turbine that is rotating slowly and not producing power

3.25**limit state**

state of a structure and the loads acting upon it beyond which the structure no longer satisfies the design requirement

[ISO 2394, 2.2.9, modified]

NOTE The purpose of design calculations (i.e. the design requirement for the limit state) is to keep the probability of a limit state being reached below a certain value prescribed for the type of structure in question (ISO 2394).

3.26

hypothèse de charge

combinaison d'une situation de projet avec une condition externe qui résulte en un chargement de la structure

3.27

loi logarithmique du cisaillement du vent

loi mathématique qui exprime les variations de la vitesse du vent comme une fonction logarithmique de la hauteur par rapport au sol

3.28

vitesse moyenne du vent

moyenne statistique de la valeur instantanée de la vitesse du vent établie sur une période de temps donnée qui peut varier de quelques secondes à plusieurs années

3.29

nacelle

logement qui contient la transmission et les autres dispositifs situés au-dessus du mât d'une éolienne à axe horizontal

3.30

arrêt normal (pour éoliennes)

arrêt lors duquel toutes les étapes sont commandées par le système de commande

3.31

limites de fonctionnement

ensemble de conditions définies par le concepteur du PAG qui régissent l'activation du système de commande et de protection

3.32

éolienne immobilisée

selon la construction de l'éolienne, l'immobilisation se réfère à la turbine qui est soit en arrêt, soit au ralenti

3.33

immobilisation

situation à laquelle une éolienne retourne après une coupure normale

3.34

loi de puissance du cisaillement du vent

loi mathématique qui exprime les variations de la vitesse du vent comme une fonction de puissance de la hauteur par rapport au sol

3.35

puissance restituée

courant fourni par un dispositif sous une forme spécifique et pour un objectif spécifique

NOTE Pour les éoliennes, il s'agit de la puissance électrique délivrée par une éolienne.

3.36

système de protection (éolienne)

système qui garantit qu'une éolienne en fonctionnement reste à l'intérieur de ses paramètres limites

3.26**load case**

combination of a design situation and an external condition which results in structural loading

3.27**logarithmic wind shear law**

a mathematical law which expresses wind speed variations as a logarithmic function of height above ground

3.28**mean wind speed**

statistical mean of the instantaneous value of the wind speed averaged over a given time period which can vary from a few seconds to many years

3.29**nacelle**

housing which contains the drive-train and other elements on top of a horizontal axis wind turbine tower

3.30**normal shutdown** (for wind turbines)

shutdown in which all stages are under the control of the control system

3.31**operating limits**

set of conditions defined by the SWT designer that govern the activation of the control and protection system

3.32**parked wind turbine**

depending on the construction of the wind turbine, parked refers to the turbine being either in a stand-still or an idling condition

3.33**parking**

situation to which a wind turbine returns after a normal shutdown

3.34**power law for wind shear**

a mathematical law which expresses wind speed variations as a power law function of height above ground

3.35**power output**

power delivered by a device in a specific form and for a specific purpose

NOTE For wind turbines, this is the electric power delivered by a wind turbine.

3.36**protection system** (wind turbine)

system which ensures that a wind turbine generator system remains within the design limits

3.37**Loi de Rayleigh**

une fonction de distribution de la probabilité souvent utilisée pour les vitesses du vent. La distribution dépend d'un paramètre réglable – le paramètre d'échelle, qui contrôle la vitesse moyenne du vent

NOTE La loi de Rayleigh est identique à une loi de Weibull (voir 3.55) avec le paramètre de forme 2.

3.38**vitesse de référence du vent**

V_{ref}

paramètre de base de la vitesse du vent utilisé pour définir les classes de PAG. D'autres paramètres climatiques relatifs à la conception sont dérivés de la vitesse du vent de référence et d'autres paramètres de classes de PAG de base

NOTE Une turbine conçue pour une classe de PAG avec une vitesse du vent de référence V_{ref} est destinée à supporter des climats pour lesquels la vitesse moyenne du vent extrême sur 10 min avec une période de récurrence de 50 ans à hauteur de moyeu de la turbine est inférieure ou égale à V_{ref} (voir 3.17).

3.39**résonance**

phénomène apparaissant dans un système oscillant, dans lequel la période d'une oscillation forcée est très proche de celle d'une oscillation libre

3.40**vitesse du rotor** (pour éoliennes)

vitesse de rotation du rotor d'une éolienne autour de son axe

3.41**longueur de rugosité**

hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne du vent devient nulle si le profil du vent vertical est supposé subir une variation logarithmique avec la hauteur

3.42**durée de vie assurée**

durée de vie prescrite avec une probabilité déclarée des défaillances catastrophiques

3.43**maintenance programmée**

maintenance préventive effectuée conformément à un planning établi

3.44**coupure** (pour éoliennes)

état transitoire d'une éolienne entre la phase de production d'énergie et celle d'un arrêt ou une période au ralenti

3.45**arrêt**

état d'une éolienne qui est arrêtée

3.46**structure de support** (pour éoliennes)

partie d'une éolienne comprenant le mât et les fondations

3.47**vitesse du vent de survie** (déconseillé)

nom courant attribué à la vitesse maximale du vent à laquelle une construction doit résister

NOTE Ce terme n'est pas utilisé dans les normes de la série CEI 61400; les conditions de conception font plutôt référence à la vitesse du vent extrême (voir 3.17).

3.37**Rayleigh distribution**

a probability distribution function often used for wind speeds. The distribution depends on one adjustable parameter – the scale parameter, which controls the average wind speed

NOTE The Rayleigh distribution is identical to a Weibull distribution (see 3.55) with shape parameter 2.

3.38**reference wind speed** V_{ref}

basic parameter for wind speed used for defining SWT classes. Other design related climatic parameters are derived from the reference wind speed and other basic SWT class parameters

NOTE A turbine designed for a SWT class with a reference wind speed, V_{ref} , is designed to withstand climates for which the extreme 10 min average wind speed with a recurrence period of 50 years at turbine hub height is lower than or equal to V_{ref} (see 3.17).

3.39**resonance**

phenomenon appearing in an oscillating system, in which the period of a forced oscillation is very close to that of free oscillation

3.40**rotor speed** (for wind turbines)

rotational speed of a wind turbine rotor about its axis

3.41**roughness length**

extrapolated height at which the mean wind speed becomes zero if the vertical wind profile is assumed to have a logarithmic variation with height

3.42**safe life**

prescribed service life with a declared probability of catastrophic failure

3.43**scheduled maintenance**

preventive maintenance carried out in accordance with an established time schedule

3.44**shutdown** (for wind turbines)

transitional state of a wind turbine between power production and standstill or idling

3.45**standstill**

condition of a wind turbine generator system that is stopped

3.46**support structure** (for wind turbines)

part of a wind turbine comprising the tower and foundation

3.47**survival wind speed** (deprecated)

a popular name for the maximum wind speed that a construction is designed to withstand

NOTE This term is not used in the IEC 61400 series; the design conditions instead refer to extreme wind speed (see 3.17).

3.48
petit aérogénérateur
PAG

un système ayant une surface balayée de 200 m² ou inférieure qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

3.49
surface balayée

zone projetée perpendiculaire à la direction du vent qu'un rotor va décrire pendant une rotation complète

3.50
intensité de la turbulence

rapport entre l'écart type de la vitesse du vent et la vitesse moyenne du vent, déterminé à partir des mêmes échantillons de données mesurés de la vitesse du vent, et établi sur une période de temps définie

3.51
état limite ultime

états limites qui correspondent en règle générale à une capacité maximale à supporter des charges

3.52
maintenance non programmée

maintenance effectuée, non pas conformément à un planning établi, mais après réception d'une indication concernant l'état d'une entité

3.53
face au vent

dans le sens opposé à la direction du vent principal

3.54
éolienne à axe vertical

éolienne dont l'axe du rotor est vertical

3.55
loi de Weibull

fonction de distribution de la probabilité souvent employée pour les vitesses de vent. Cette fonction de distribution dépend de deux paramètres, le paramètre de forme, qui maîtrise la largeur de la distribution et le paramètre d'échelle, qui, à son tour, maîtrise la vitesse moyenne du vent

NOTE Voir 3.60, distribution de la vitesse du vent.

3.56
profil du vent – loi du cisaillement du vent

expression mathématique de la variation supposée de la vitesse du vent dont la hauteur est située au-dessus du sol

NOTE Les profils couramment utilisés sont le profil logarithmique (équation 1) ou le profil de la loi de puissance (équation 2).

$$V(z) = V(z_r) \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

3.48**Small Wind Turbine****SWT**

a system of 200 m² rotor swept area or less that converts kinetic energy in the wind into electrical energy

3.49**swept area**

projected area perpendicular to the wind direction that a rotor will describe during one complete rotation

3.50**turbulence intensity**

ratio of the wind speed standard deviation to the mean wind speed, determined from the same set of measured data samples of wind speed, and taken over a specified period of time

3.51**ultimate limit state**

limit states which generally correspond to maximum load carrying capacity

3.52**unscheduled maintenance**

maintenance carried out, not in accordance with an established time schedule, but after reception of an indication regarding the state of an item

3.53**upwind**

in the direction opposite to the main wind direction

3.54**vertical axis wind turbine**

wind turbine whose rotor axis is vertical

3.55**Weibull distribution**

probability distribution function often used for wind speeds. This distribution function depends on two parameters, the shape parameter, which controls the width of the distribution and the scale parameter, which in turn controls the average wind speed

NOTE See 3.60, wind speed distribution.

3.56**wind profile – wind shear law**

mathematical expression for assumed wind speed variation with height above ground

NOTE Commonly used profiles are the logarithmic profile (equation 1) or the power law profile (equation 2).

$$V(z) = V(z_r) \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

où

- $V(z)$ est la vitesse du vent à la hauteur z ;
 z est la hauteur au-dessus du sol;
 z_r est une hauteur de référence au-dessus du sol utilisée pour aligner le profil;
 z_o est la longueur de rugosité;
 α est l'exposant du cisaillement du vent (ou loi de puissance).

3.57

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent sur un plan perpendiculaire à la direction du vent

3.58

exposant du cisaillement du vent

également communément connu sous le nom d'«exposant de la loi de puissance» (voir 3.56, profil du vent – loi du cisaillement du vent)

3.59

vitesse du vent

à un point défini dans l'espace, la vitesse du vent est la vitesse de mouvement d'une petite quantité d'air située à proximité immédiate du point défini

NOTE La vitesse du vent est également l'amplitude de la vitesse du vent local (vecteur) (voir 3.61).

3.60

distribution de la vitesse du vent

fonction de la distribution de la probabilité, utilisée pour décrire la distribution des vitesses du vent sur une longue période de temps

NOTE Les fonctions de la distribution souvent utilisées sont les fonctions de Rayleigh, $P_R(V_o)$, et de Weibull, $P_W(V_o)$.

$$\begin{aligned} P_R\{V < V_o\} &= 1 - \exp\left[-\pi(V_o / 2V_{ave})^2\right] \\ P_W\{V < V_o\} &= 1 - \exp\left[-(V_o / C)^k\right] \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{avec } V_{ave} = \begin{cases} C \Gamma(1 + \frac{1}{k}) \\ C \sqrt{\pi}/2, \text{ if } k = 2 \end{cases} \quad (4)$$

où

- $P(V_o)$ est la fonction de probabilité cumulée, c'est-à-dire la probabilité selon laquelle $V < V_o$;
 V_o est la vitesse du vent (limite);
 V_{ave} est la valeur moyenne de V ;
 C est le paramètre d'échelle de la fonction de Weibull;
 k est le paramètre de forme de la fonction de Weibull;
 Γ est la fonction gamma.

Aussi bien C et k peuvent être évalués à partir de données réelles. La fonction de Rayleigh est identique à la fonction de Weibull si $k = 2$ est choisi et que C et V_{ave} satisfont à la condition figurant dans l'équation (4) pour $k = 2$.

Les fonctions de distribution expriment la probabilité cumulée selon laquelle la vitesse du vent est inférieure à V_o . Ainsi $(P(V_1) - P(V_2))$, si son évaluation est effectuée entre les limites définies V_1 et V_2 , va indiquer la fraction de temps durant laquelle la vitesse du vent se trouve dans ces limites. La différenciation des fonctions de distribution permet d'obtenir les fonctions de densité de probabilité correspondantes.

where

- $V(z)$ is the wind speed at height z ;
 z is the height above ground;
 z_r is a reference height above ground used for fitting the profile;
 z_0 is the roughness length;
 α is the wind shear (or power law) exponent.

3.57

wind shear

variation of wind speed across a plane perpendicular to the wind direction

3.58

wind shear exponent

also commonly known as power law exponent (see 3.56, wind profile – wind shear law)

3.59

wind speed

at a specified point in space, the wind speed is the speed of motion of a minute amount of air surrounding the specified point

NOTE The wind speed is also the magnitude of the local wind velocity (vector) (see 3.61).

3.60

wind speed distribution

probability distribution function, used to describe the distribution of wind speeds over an extended period of time

NOTE Often used distribution functions are the Rayleigh, $P_R(V_0)$, and the Weibull, $P_W(V_0)$, functions.

$$\begin{aligned} P_R\{V < V_0\} &= 1 - \exp\left[-\pi(V_0 / 2V_{ave})^2\right] \\ P_W\{V < V_0\} &= 1 - \exp\left[-(V_0 / C)^k\right] \end{aligned} \quad (3)$$

$$V_{ave} = \begin{cases} C \Gamma(1 + \frac{1}{k}) \\ C \sqrt{\pi}/2, \text{ if } k = 2 \end{cases} \quad (4)$$

where

- $P(V_0)$ is the cumulative probability function, i.e. the probability that $V < V_0$;
 V_0 is the wind speed (limit);
 V_{ave} is the average value of V ;
 C is the scale parameter of the Weibull function;
 k is the shape parameter of the Weibull function;
 Γ is the gamma function.

Both C and k can be evaluated from real data. The Rayleigh function is identical to the Weibull function if $k = 2$ is chosen and C and V_{ave} satisfy the condition stated in equation (4) for $k = 2$.

The distribution functions express the cumulative probability that the wind speed is lower than V_0 . Thus $(P(V_1) - P(V_2))$, if evaluated between the specified limits V_1 and V_2 , will indicate the fraction of time that the wind speed is within these limits. Differentiating the distribution functions yields the corresponding probability density functions.

3.61

vitesse du vent

vecteur pointant dans la direction du mouvement d'une petite quantité d'air situé à proximité immédiate du point de considération, l'amplitude du vecteur étant égale à la vitesse de mouvement de cette «parcelle» d'air (c'est-à-dire la vitesse du vent local)

NOTE Le vecteur à tout point est ainsi le temps dérivé du vecteur de position de la «parcelle» d'air traversant le point.

3.62

orientation

rotation de l'axe du rotor autour d'un axe vertical (pour les éoliennes à axe horizontal uniquement)

3.63

vitesse d'orientation

la vitesse de changement de l'angle d'orientation, la vitesse d'orientation

3.64

désalignement d'orientation

écart horizontal de l'axe du rotor de l'éolienne à partir de la direction du vent

4 Symboles et abréviations

4.1 Symboles

A	surface transversale	[m ²]
A_{proj}	est la surface de l'élément projetée sur un plan perpendiculaire ou parallèle à la direction du vent	[m ²]
a	paramètre de pente pour modèle d'écart-type de turbulence	[-]
B	nombre de pales	[-]
C	paramètre d'échelle de la fonction de distribution de Weibull	[m/s]
C_d	coefficient de traînée	[-]
C_f	coefficient de force	[-]
C_l	coefficient de portance	[-]
C_T	coefficient de poussée	[-]
Coh	fonction de cohérence	[-]
D	diamètre du rotor	[m]
e_r	distance entre le centre de gravité du rotor et l'axe de rotation	[m]
F	force	[N]
F_{zB}	force exercée sur la pale au niveau du pied de pale dans la direction d'envergure	[N]
$F_{x\text{-shaft}}$	charge axiale de l'arbre	[N]
f	fréquence	[s ⁻¹]
f_k	valeur caractéristique de la résistance du matériau	[-]
G	rapport existant entre le couple assigné et le couple de court-circuit pour un générateur	[-]
g	accélération de gravité: 9,81	[m/s ²]

3.61**wind velocity**

vector pointing in the direction of motion of a minute amount of air surrounding the point of consideration, the magnitude of the vector being equal to the speed of motion of this air "parcel" (i.e. the local wind speed)

NOTE The vector at any point is thus the time derivative of the position vector of the air "parcel" moving through the point.

3.62**yawing**

rotation of the rotor axis about a vertical axis (for horizontal axis wind turbines only)

3.63**yaw rate**

the time rate of change of yaw angle, the rate of yawing

3.64**yaw misalignment**

horizontal deviation of the wind turbine rotor axis from the wind direction

4 Symbols and abbreviated terms**4.1 Symbols**

A	cross section area	[m ²]
A_{proj}	the component area projected on to a plane perpendicular or parallel to the wind direction	[m ²]
a	slope parameter for turbulence standard deviation model	[-]
B	number of blades	[-]
C	scale parameter of the Weibull distribution function	[m/s]
C_d	drag coefficient	[-]
C_f	force coefficient	[-]
C_l	lift coefficient	[-]
C_T	thrust coefficient	[-]
Coh	coherency function	[-]
D	rotor diameter	[m]
e_r	distance from the centre of gravity of the rotor to the rotation axis	[m]
F	force	[N]
F_{zB}	force on the blade at the blade root in the spanwise direction	[N]
$F_{x\text{-shaft}}$	axial shaft load	[N]
f	frequency	[s ⁻¹]
f_k	characteristic value for material strength	[-]
G	ratio between rated torque and short circuit torque for a generator	[-]
g	acceleration due to gravity: 9,81	[m/s ²]

I_B	moment d'inertie massique de la pale autour de l'axe du volet du pied de pale	[kgm ²]
I_{15}	valeur caractéristique de l'intensité de la turbulence à hauteur du moyeu à une vitesse moyenne du vent de 15 m/s sur 10 min	[-]
K	fonction de Bessel modifiée	[-]
k	paramètre de forme de la fonction de distribution de Weibull	[-]
L	paramètre d'échelle intégrale de la turbulence isotrope	[m]
L_{lt}	distance entre l'oreille de levage et le sommet du mât	[m]
L_{rt}	distance entre le centre du rotor et l'axe d'orientation	[m]
L_{rb}	distance entre le centre du rotor et le premier palier	[m]
L_c	paramètre d'échelle de cohérence	[m]
L_k	paramètre d'échelle intégrale de la composante de la vitesse	[m]
M_{xB}, M_{yB}	moments de flexion en pied de pale	[Nm]
M_{brake}	couple exercé par le frein sur l'arbre lent	[Nm]
$M_{x-shaft}$	moment de torsion sur l'arbre du rotor au niveau du premier palier	[Nm]
M_{shaft}	moment de flexion combiné pour l'arbre au niveau du premier palier (le plus près du rotor)	[Nm]
M_{tower}	moment de flexion du mât exercé au niveau de l'attache de l'oreille de levage	[Nm]
m_B	masse de la pale	[kg]
$m_{overhang}$	masse du mât entre l'oreille de levage et le sommet du mât	[kg]
m_r	masse du rotor étant la masse des pales plus la masse du moyeu	[kg]
$m_{towertop}$	masse de la nacelle et du rotor combinés	[kg]
$N(.)$	est le nombre de cycles jusqu'à la rupture comme fonction de la contrainte (ou déformation) indiquée par l'argument (c'est-à-dire la courbe caractéristique S-N)	[-]
N	période de récurrence lors des situations extrêmes	[années]
n	vitesse du rotor	[r/min]
n_i	nombre de cycles de fatigue en tranches de charge i	[-]
O	fraction de la durée de service	[%]
P	puissance électrique	[W]
$P_R(V_0)$	distribution de probabilité cumulée de Rayleigh, c'est-à-dire la probabilité selon laquelle $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	distribution de la probabilité cumulée de Weibull	[-]
p	probabilité de survie	[-]
Q	couple du rotor	[Nm]
R	rayon du rotor	[m]
R_{cog}	distance radiale entre le centre de gravité d'une pale et le centre du rotor	[m]
r	amplitude de la projection du vecteur de séparation	[m]
$S_1(f)$	fonction de la densité spectrale de puissance	[m ² /s]
S_k	spectre de la composante de la vitesse unilatérale	[m ² /s]
s_i	niveau de contrainte (ou de déformation) associé au nombre de cycles en tranches i	[-]

I_B	mass moment of inertia of the blade about the blade root flap axis	[kgm ²]
I_{15}	characteristic value of hub-height turbulence intensity at a 10 min average wind speed of 15 m/s	[-]
K	modified Bessel function	[-]
k	shape parameter of the Weibull distribution function	[-]
L	isotropic turbulence integral scale parameter	[m]
L_{lt}	distance between the lifting point and the top of the tower	[m]
L_{rt}	distance between the rotor centre and the yaw axis	[m]
L_{rb}	distance between rotor centre and first bearing	[m]
L_c	coherency scale parameter	[m]
L_k	velocity component integral scale parameter	[m]
M_{xB}, M_{yB}	blade root bending moments	[Nm]
M_{brake}	torque on the low speed shaft caused by the brake	[Nm]
$M_{x-shaft}$	torsion moment on the rotor shaft at the first bearing	[Nm]
M_{shaft}	combined bending moment for the shaft at the first bearing (nearest to rotor)	[Nm]
M_{tower}	the bending moment in the tower at the lifting point attachment	[Nm]
m_B	blade mass	[kg]
$m_{overhang}$	the mass of the tower between the lifting point and the top of the tower	[kg]
m_r	rotor mass being the mass of the blades plus the mass of the hub	[kg]
$m_{tower top}$	the mass of the nacelle and rotor combined	[kg]
$N(.)$	is the number of cycles to failure as a function of the stress (or strain) indicated by the argument (i.e. the characteristic S-N curve)	[-]
N	recurrence period for extreme situations	[yr]
n	rotor speed	[r.p.m.]
n_i	counted number of fatigue cycles in load bin i	[-]
O	operational time fraction	[%]
P	electrical power	[W]
$P_R(V_0)$	Rayleigh cumulative probability distribution, i.e. the probability that $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	Weibull cumulative probability distribution	[-]
p	survival probability	[-]
Q	rotor torque	[Nm]
R	radius of the rotor	[m]
R_{cog}	radial distance between the centre of gravity of a blade and the rotor centre	[m]
r	magnitude of separation vector projection	[m]
$S_1(f)$	power spectral density function	[m ² /s]
S_k	single sided velocity component spectrum	[m ² /s]
s_i	the stress (or strain) level associated with the counted number of cycles in bin i	[-]

T	durée caractéristique de la rafale	[s]
t	temps	[s]
T_d	durée de vie de conception	[s]
T_E	durée d'exclusion	[h]
T_N	temps pendant lequel la turbine n'était pas opérationnelle	[h]
T_T	temps total écoulé lors de l'essai de durée	[h]
T_U	durée inconnue	[h]
V	vitesse du vent	[m/s]
$V(z)$	vitesse du vent à la hauteur z	[m/s]
V_{ave}	vitesse moyenne annuelle du vent à hauteur du moyeu	[m/s]
V_{cg}	amplitude de la rafale extrême cohérente sur toute la zone balayée par le rotor	[m/s]
V_{design}	vitesse du vent de conception	[m/s]
V_{eN}	vitesse du vent extrême prévue (établie selon la moyenne de 3 s), avec un intervalle de temps de récurrence de N années. V_{e1} et V_{e50} pendant 1 an et 50 ans, respectivement	[m/s]
V_{gustN}	amplitude de la rafale la plus importante avec une période de récurrence prévue de N années	[m/s]
V_{hub}	vitesse du vent à hauteur du moyeu établie selon la moyenne de 10 min	[m/s]
V_{in}	vitesse de démarrage	[m/s]
$V_{max,shutdown}$	vitesse maximale du vent à laquelle le fabricant autorise un arrêt normal	[m/s]
V_0	vitesse du vent limite selon le modèle de distribution de la vitesse du vent	[m/s]
V_{out}	vitesse de coupure	[m/s]
V_{ref}	vitesse du temps de référence établi selon la moyenne de 10 min	[m/s]
V_{tip}	vitesse de l'extrémité de la pale	[m/s]
$V(z, t)$	composante de la vitesse du vent longitudinal permettant de décrire la variation transitoire des conditions de cisaillement et de rafale extrême	[m/s]
W	module d'inertie utilisé dans les calculs de contrainte	[m ³]
x, y, z	système de coordonnées utilisé à des fins de description du champ éolien; le long du vent (longitudinal), à travers le vent (latéral) et hauteur respectivement	[m]
z_{hub}	hauteur du moyeu de l'éolienne	[m]
z_r	hauteur de référence au-dessus du sol	[m]
z_0	longueur de rugosité du profil du vent logarithmique	[m]
α	exposant de la loi de puissance du cisaillement du vent	[-]
β	paramètre du modèle de changement de direction extrême et modèle de rafale extrême en fonctionnement	[-]
Γ	fonction gamma	[-]
γ_f	facteur de sécurité partielle des charges	[-]
γ_m	facteur de sécurité partielle des matériaux	[-]
Δ	plage	[-]
$\theta(t)$	transitoire de changement de direction du vent extrême	[°]

T	gust characteristic time	[s]
t	time	[s]
T_d	design life	[s]
T_E	excluded time	[h]
T_N	time during which the turbine was not operational	[h]
T_T	total time elapsed in the duration test	[h]
T_U	unknown time	[h]
V	wind speed	[m/s]
$V(z)$	wind speed at height z	[m/s]
V_{ave}	annual average wind speed at hub height	[m/s]
V_{cg}	extreme coherent gust magnitude over the whole rotor swept area	[m/s]
V_{design}	design wind speed	[m/s]
V_{eN}	expected extreme wind speed (averaged over 3 s), with a recurrence time interval of N years. V_{e1} and V_{e50} for 1 year and 50 years, respectively	[m/s]
V_{gustN}	largest gust magnitude with an expected recurrence period of N years.	[m/s]
V_{hub}	wind speed at hub height averaged over 10 min	[m/s]
V_{in}	cut-in wind speed	[m/s]
$V_{max,shutdown}$	the maximum wind speed at which the manufacturer allows a normal shutdown	[m/s]
V_0	limit wind speed in wind speed distribution model	[m/s]
V_{out}	cut-out wind speed	[m/s]
V_{ref}	reference wind speed averaged over 10 min	[m/s]
V_{tip}	speed of the blade tip	[m/s]
$V(z, t,)$	longitudinal wind velocity component to describe transient variation for extreme gust and shear conditions	[m/s]
W	section modulus used in stress calculations	[m ³]
x, y, z	co-ordinate system used for the wind field description; along wind (longitudinal), across wind (lateral) and height respectively	[m]
z_{hub}	hub height of the wind turbine	[m]
z_r	reference height above ground	[m]
z_0	roughness length for the logarithmic wind profile	[m]
α	wind shear power law exponent	[-]
β	parameter for extreme direction change model and extreme operating gust model	[-]
Γ	gamma function	[-]
γ_l	partial safety factor for loads	[-]
γ_m	partial safety factor for materials	[-]
Δ	range	[-]
$\theta(t)$	wind direction change transient	[°]

θ_{cg}	angle de l'écart maximal à partir de la direction de la vitesse moyenne du vent dans des conditions de rafale	[°]
θ_{eN}	changement de direction extrême avec une période de récurrence de N années	[°]
η	efficacité des composants situés entre la sortie électrique et le rotor (habituellement, le générateur, le multiplicateur et le système de conversion)	[-]
L_1	paramètre d'échelle de turbulence défini comme la longueur d'onde où la densité spectrale de puissance longitudinale non dimensionnelle, $fS_1(f)/\sigma_1^2$, est égale à 0,05	[m]
λ	rapport de vitesse en extrémité de pale	[-]
ρ	masse volumique de l'air, supposée ici à 1,225	[kg/m ³]
σ_1	écart-type de la vitesse du vent longitudinal à hauteur du moyeu	[m/s]
σ_2	écart-type de la vitesse du vent vertical à hauteur du moyeu	[m/s]
σ_3	écart-type de la vitesse du vent latéral à hauteur du moyeu	[m/s]
σ_d	contrainte de conception	[MPa]
σ_k	$k^{\text{ème}}$ écart-type de la vitesse du vent composant à hauteur du moyeu ($k = 1, 2, \text{ ou } 3$)	[m/s]
ω_n	vitesse de rotation du rotor	[rad/s]
ω_{yaw}	vitesse d'orientation	[rad/s]

Indices:

ave	moyenne
B	pale
design	paramètre d'entrée pour les équations simplifiées de conception
e50	une fois par extrême sur 50 ans (moyenne établie sur 3 s)
hub	moyeu
max	maximum
r	rotor
shaft	arbre
x	dans le sens x
y	dans le sens y
z	dans le sens z

Abréviations

c.a.	Courant alternatif
c.c.	Courant continu
DLC	Hypothèse de charge de calcul
ECD	Rafale extrême cohérente avec changement de direction
ECG	Rafale extrême cohérente
EDC	Changement extrême de direction du vent
CEM	Compatibilité électromagnétique
EOG	Rafale extrême de fonctionnement
EWM	Modèle de vitesse du vent extrême
F	Fatigue
GFCI	Disjoncteur de fuite à la terre

θ_{cg}	angle of maximum deviation from the direction of the average wind speed under gust conditions	[°]
θ_{eN}	extreme direction change with a recurrence period of N years	[°]
η	efficiency of the components between the electric output and the rotor (typically generator, gearbox and conversion system)	[-]
Λ_1	turbulence scale parameter defined as the wave length where the non-dimensional, longitudinal power spectral density, $fS_1(f)/\sigma_1^2$, is equal to 0,05	[m]
λ	tip speed ratio	[-]
ρ	air density, here assumed 1,225	[kg/m ³]
σ_1	hub-height longitudinal wind velocity standard deviation	[m/s]
σ_2	hub-height vertical wind velocity standard deviation	[m/s]
σ_3	hub-height lateral wind velocity standard deviation	[m/s]
σ_d	design stress	[MPa]
σ_k	k^{th} hub-height component wind velocity standard deviation ($k = 1, 2, \text{ or } 3$)	[m/s]
ω_h	rotational speed of the rotor	[rad/s]
ω_{yaw}	yaw rate	[rad/s]

Subscripts:

ave	average
B	blade
design	input parameter for the simplified design equations
e50	once per 50 year extreme (averaged over 3 s)
hub	hub
max	maximum
r	rotor
shaft	shaft
x	in the x-direction
y	in the y-direction
z	in the z-direction

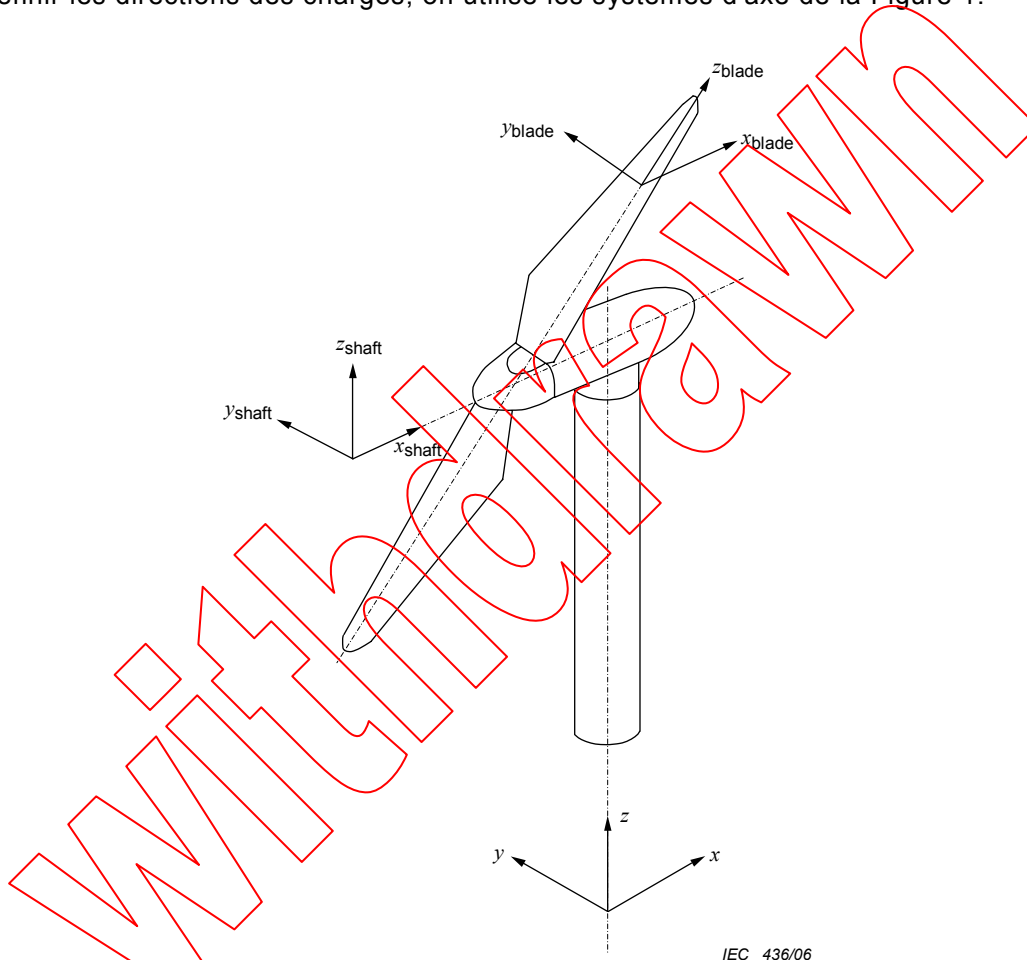
Abbreviations:

a.c.	Alternating Current
d.c.	Direct Current
DLC	Design Load Case
ECD	Extreme Coherent gust with Direction change
ECG	Extreme Coherent Gust
EDC	Extreme wind Direction Change
EMC	Electromagnetic Compatibility
EOG	Extreme Operating Gust
EWM	Extreme Wind speed Model
F	Fatigue
GFCI	Ground Fault Circuit Interrupter

EAH	Éolienne à axe horizontal
NWP	Modèle de profil du vent normal
NTM	Modèle de turbulence normale
S	Classe spéciale d'éolienne CEI
PAG	Petit aérogénérateur
U	Ultime

4.2 Système de coordonnées

Pour définir les directions des charges, on utilise les systèmes d'axe de la Figure 1.



IEC 436/06

Mât

x est positif dans le sens sous le vent, z pointe vers le haut, y complète le système de coordonnées à droite. Le système de mât est fixe.

Arbre

x -shaft est indiqué de sorte qu'un couple positif autour de l'axe x agit dans le sens de rotation. y shaft et z shaft ne sont pas employés, seul le couple combiné est utilisé. Le système d'axe de l'arbre tourne avec la nacelle.

Pale

x -blade est indiqué de sorte qu'un couple positif autour de l'axe x agit dans le sens de rotation. y -blade est indiqué de sorte qu'un couple positif agit pour plier l'extrémité de la pale sous le vent. z -blade est positif vers l'extrémité de la pale.

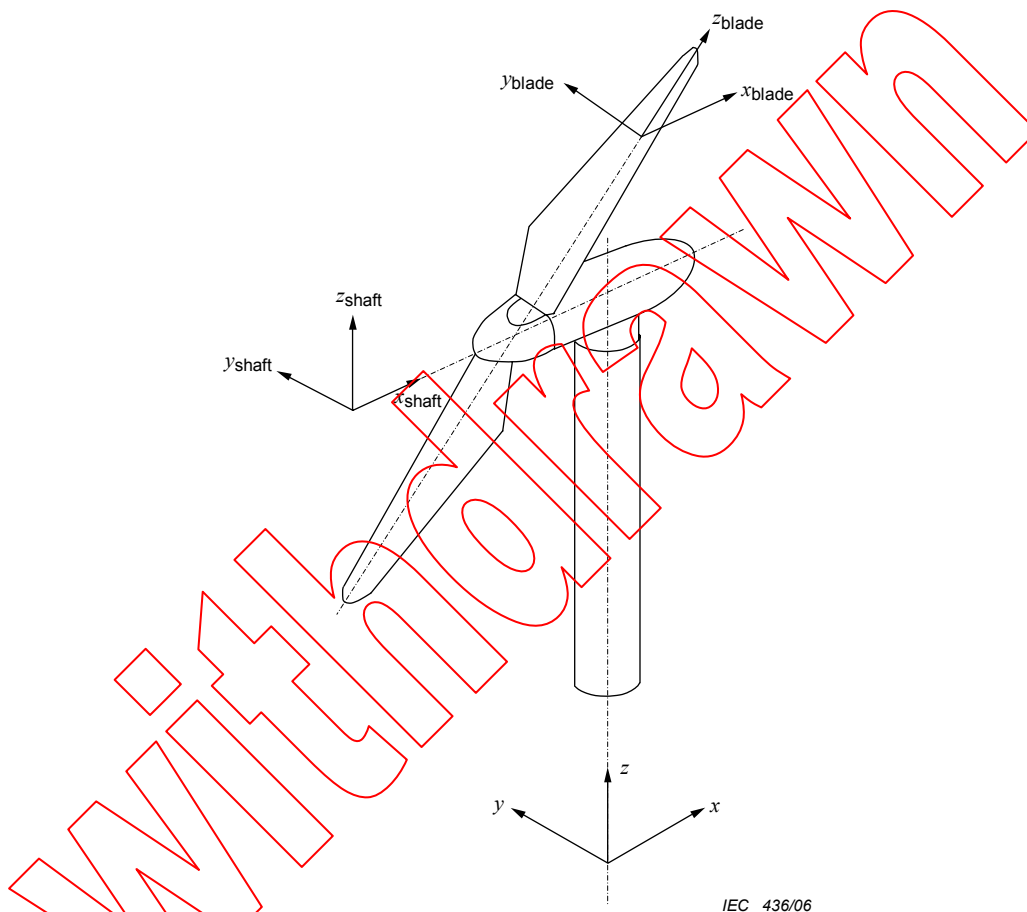
A retenir: le système de coordonnées de la pale suit la convention de rotation à droite pour un rotor tournant dans le sens horaire et la convention de rotation à gauche pour un rotor tournant dans le sens anti-horaire, vu depuis un point face au vent. Le système d'axes de la pale tourne avec le rotor.

Figure 1 – Définition des systèmes d'axes pour EAH

HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
NWP	Normal Wind Profile model
NTM	Normal Turbulence Model
S	Special IEC wind turbine class
SWT	Small Wind Turbine
U	Ultimate

4.2 Coordinate system

To define the directions of the loads, the system of axes shown in Figure 1 is used.



IEC 436/06

Tower

x is positive in the downwind direction, z is pointing up, y completes right hand coordinate system. The tower system is fixed.

Shaft

x-shaft is such that a positive moment about the x axis acts in the rotational direction. y and z shaft are not used, only the combined moment is used. The shaft axis system rotates with the nacelle.

Blade

x-blade is such that a positive moment about the x-axis acts in the rotational direction. y-blade is such that a positive moment acts to bend the blade tip downwind. z-blade is positive towards blade tip.

Note that the blade coordinate system follows the right-hand convention for a rotor that spins clockwise and the left-hand convention for a rotor that spins counterclockwise when viewed from an upwind location. The blade axis system rotates with the rotor.

Figure 1 – Definition of the system of axes for HAWT

5 Eléments principaux

5.1 Généralités

Les exigences techniques et mécaniques permettant de garantir la sécurité des systèmes structurels, mécaniques, électriques et de commande des éoliennes sont précisées aux paragraphes suivants. Cette spécification relative aux exigences s'applique à la conception, la fabrication, l'installation et la maintenance des éoliennes et des processus correspondants de management de la qualité.

L'Annexe A donne des indications sur la manière dont cette partie de la CEI 61400 peut être utilisée dans la certification de type des petits aérogénérateurs.

5.2 Méthodes de conception

La méthode de conception des éoliennes couvertes par la présente partie de la CEI 61400 est illustrée à la Figure 2. Une approche simplifiée est permise pour diverses configurations de turbines. Concernant les éoliennes ayant une surface balayée inférieure à 2 m^2 , le mât n'est pas considéré comme faisant partie de la conception.

Les données primaires d'éolienne sont mesurées dans un «essai relatif aux données de conception» (voir 9.2), dont les valeurs des charges de calcul prévues doivent être obtenues par une méthode ou une combinaison des trois méthodes suivantes:

- Pour certaines configurations de turbine, une méthode de calcul simplifié est donnée.
Un ensemble limité d'hypothèses de charge est indiqué en 7.4 avec des formules simples et des conditions externes simplifiées.
- L'emploi d'un modèle mécanique dynamique associé à l'essai des données de conception et à des mesures limitées de charge en vraie grandeur pour vérifier le modèle.
Ce modèle doit être utilisé afin de déterminer les charges relatives à une plage donnée des vitesses du vent, en ayant recours aux conditions de turbulence et autres conditions extrêmes de vent spécifiées en 6.3, et situations conceptuelles définies en 7.5. Toutes les combinaisons pertinentes se rapportant aux conditions extérieures et situations conceptuelles doivent faire l'objet d'une analyse. Un ensemble minimum de telles combinaisons a été défini, au sein de la présente norme, en tant qu'hypothèses de charge.
- Mesure de la charge en vraie grandeur avec une extrapolation de la charge.

Chacune de ces méthodes comporte des incertitudes différentes. Ainsi, différents ensembles de facteurs de sécurité doivent être appliqués en fonction de la méthode d'estimation de charge employée (7.8).

Pour toutes les éoliennes, un essai statique des pales est nécessaire (9.5). Afin de vérifier la précision des autres composants supportant les charges, des calculs ou des essais sont nécessaires. Les conditions d'essai doivent refléter les charges de calcul y compris les facteurs de sécurité relatifs.

Enfin, pour toutes les éoliennes, il est impératif d'effectuer un essai de sécurité et de fonctionnement (9.6) et un essai de durée (9.4).

5.3 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, la commande, la fabrication, de l'installation, du fonctionnement et de la maintenance de l'éolienne et de l'ensemble de ses composants.

Il est recommandé que le système qualité satisfasse aux exigences des normes ISO 9000.

5 Principal elements

5.1 General

The engineering and technical requirements to ensure the safety of the structural, mechanical, electrical and control systems of the wind turbine are given in the following Subclauses. This specification of requirements applies to the design, manufacture, installation and maintenance of the wind turbine and the associated quality management process.

Annex A gives guidance on how this part of IEC 61400 can be used in the type certification of small wind turbines.

5.2 Design methods

The design method for turbines covered under this part of IEC 61400 is depicted in Figure 2. A simplified approach is permitted for a variety of turbine configurations. For turbines with a swept rotor area of less than 2 m², the tower is not considered part of the design.

Primary turbine data are measured in a “design data test” (see 9.2), after which values of predicted design loads shall be obtained in one or a combination of the following three ways:

- For certain turbine configurations, a simplified calculation method is given.
A limited set of load cases is given in 7.4 with simple formulas and simplified external conditions.
- Use of a structural dynamics model in combination with design data testing and limited full-scale load measurements to verify the model.
This model shall be used to determine the loads over a range of wind speeds, using the turbulence conditions and other extreme wind conditions defined in 6.3, and design situations defined in 7.5. All relevant combinations of external conditions and design situations shall be analyzed. A minimum set of such combinations has been defined as load cases in this part of IEC 61400.
- Full scale load measurement with load extrapolation.

Each of these methods has different uncertainties. Therefore, different sets of safety factors shall be applied depending upon the load estimation method used (7.8).

For all turbines, a static blade test is required (9.5). To verify the adequacy of other load carrying components, either calculations or testing is required. Test conditions shall reflect the design loads including the relevant safety factors.

Finally, for all turbines, a safety and function test (9.6) and duration test (9.4) are required.

5.3 Quality assurance

Quality assurance shall be an integral part of the design, procurement, manufacture, installation, operation and maintenance of the wind turbine and all its components.

It is recommended that the quality system comply with the requirements of the ISO 9000 series.

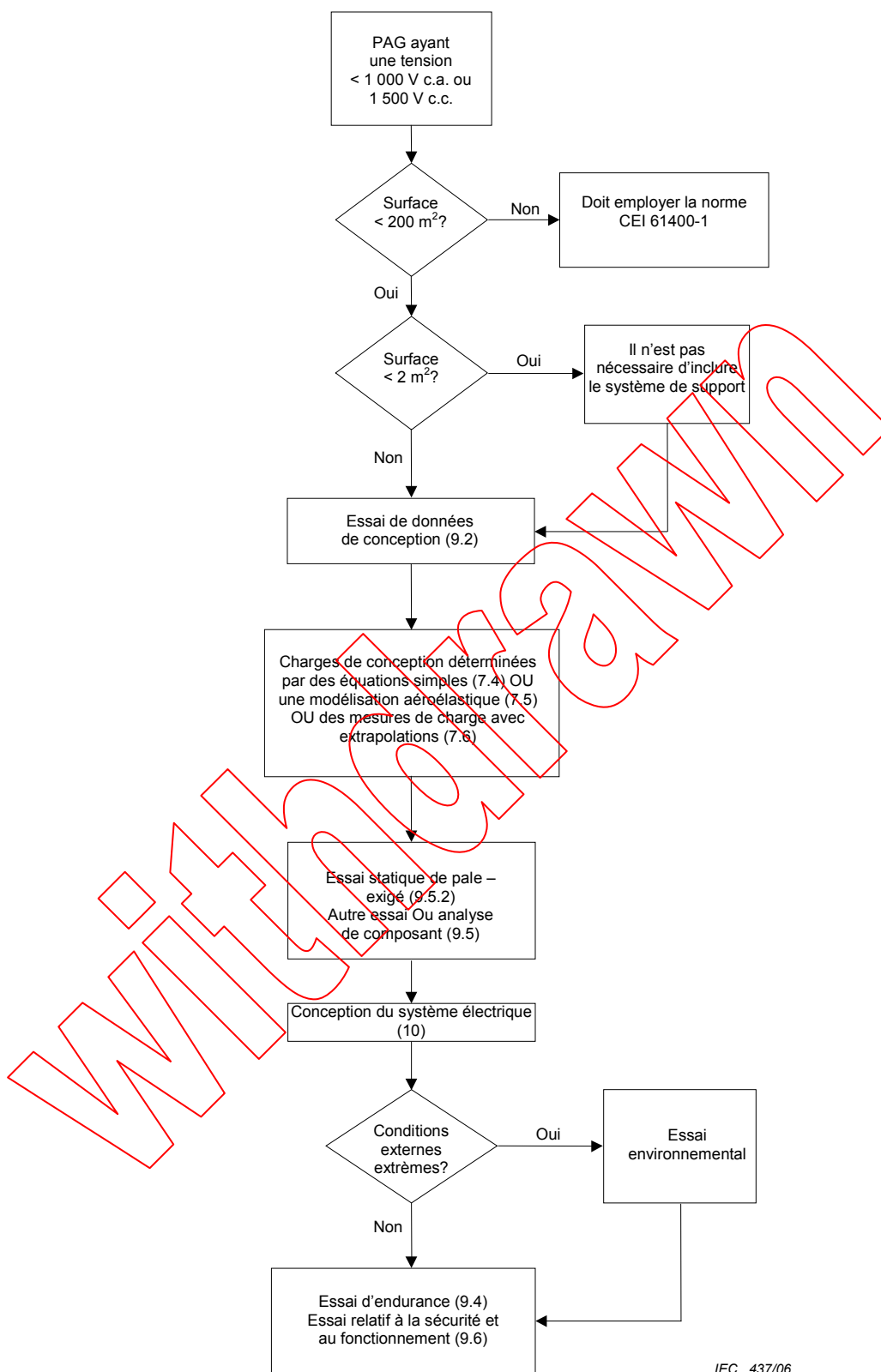


Figure 2 – Arbre décisionnel de la CEI 61400-2

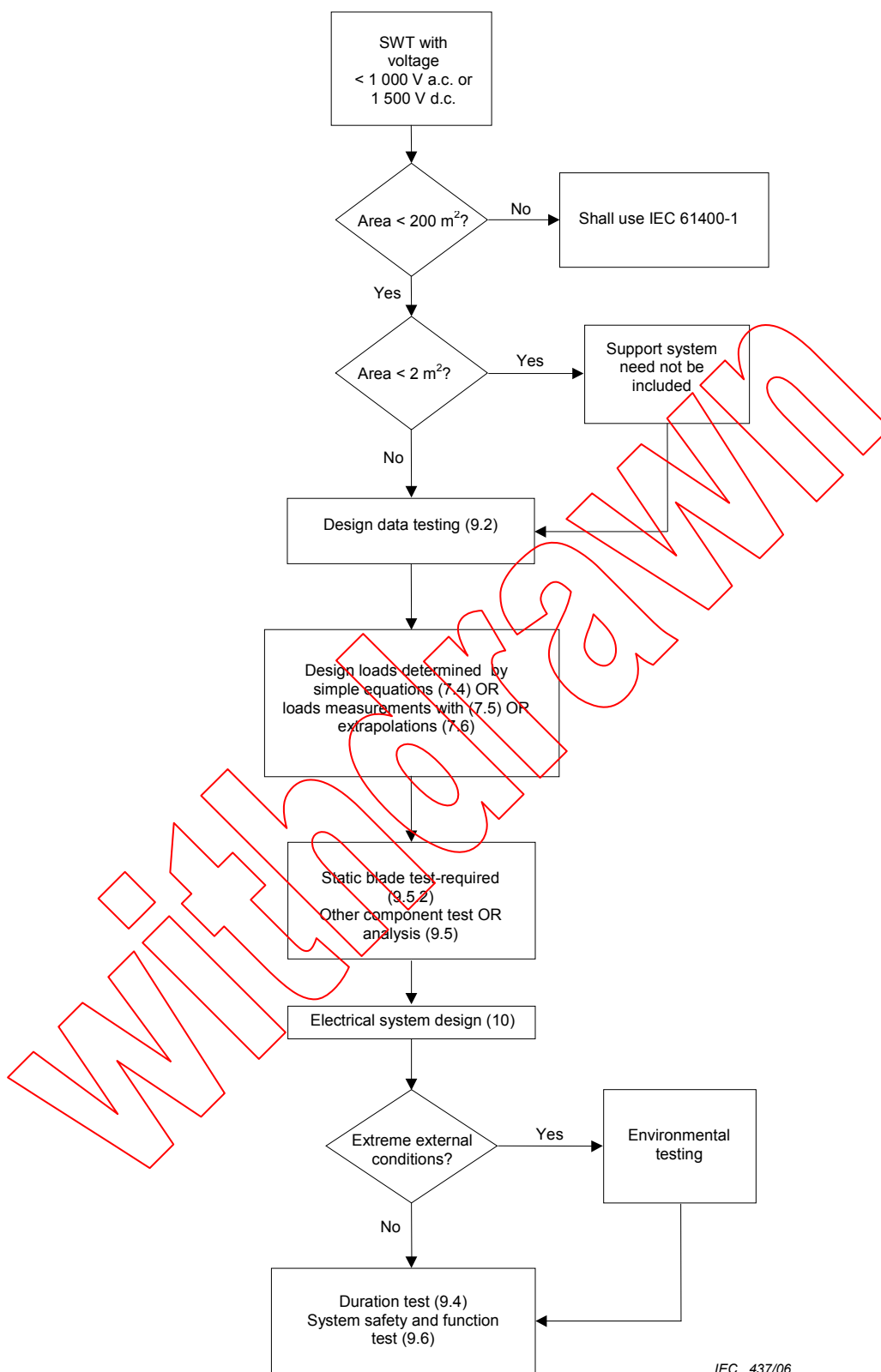


Figure 2 – IEC 61400-2 decision path

6 Conditions externes

6.1 Généralités

Les PAG sont soumis à des conditions ambiantes et électriques pouvant affecter leur charge, durabilité et utilisation. Afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité, les paramètres liés à l'environnement, à l'électricité et au sol doivent être pris en compte lors de la conception et doivent figurer de manière explicite dans les documents de construction.

Les conditions ambiantes se subdivisent, en outre, en conditions de vent et autres conditions environnementales. Les conditions électriques font référence soit aux conditions de réseau, soit aux conditions électriques locales comme les batteries, les systèmes hybrides ou le réseau local. Les propriétés du sol revêtent une importance significative dans la conception des fondations des PAG.

Les conditions de vent constituent le facteur extérieur principal dont il doit être tenu compte pour l'intégrité structurelle. D'autres conditions environnementales affectent également les dispositifs conceptuels tels le fonctionnement du système de commande, la durabilité, la corrosion, etc.

Chaque type de condition externe peut se subdiviser en condition extérieure normale et extrême. Les conditions extérieures normales concernent, en règle générale, les charges structurelles à long terme ainsi que les conditions de fonctionnement tandis que les conditions extérieures extrêmes représentent les conditions extérieures théoriques peu fréquentes mais potentiellement critiques. Les hypothèses de charges de calcul doivent consister en une combinaison de ces conditions externes et des modes de fonctionnement des éoliennes.

6.2 Classes de PAG

Les conditions externes devant être prises en compte lors de la conception sont fonction du site envisagé ou du type de site retenu pour l'installation d'un PAG. Les classes de PAG se définissent en termes de paramètres de vitesses de vent et de turbulence. L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications. Les valeurs relatives aux paramètres de vitesses de vent et de turbulence ont pour objectif de représenter les valeurs caractéristiques associées à nombre de sites différents et ne sont pas spécifiquement représentatives d'un site particulier. L'objectif est d'atteindre une classification des PAG avec une solidité clairement variable en fonction du vent. Le Tableau 1 indique les paramètres de base définissant les classes de PAG.

Dans les cas où une conception spécifique (par exemple, des conditions de vent spécifiques ou d'autres conditions extrêmes ou encore une classe de sécurité spécifique) s'avère nécessaire, une classe supplémentaire de PAG, classe S, est précisée. Les valeurs conceptuelles relatives à la classe S des PAG doivent être sélectionnées par le concepteur et mentionnées dans les documents de conception. Concernant des conceptions spécifiques de ce type, les valeurs sélectionnées et inhérentes aux conditions de conception doivent refléter un environnement plus hostile qu'initialement prévu pour l'utilisation des PAG.

Les conditions externes particulières définies pour les classes I, II, III et IV ne sont pas destinées à couvrir les conditions maritimes ni les conditions de vent survenant dans les tempêtes tropicales telles que les ouragans, les cyclones et les typhons. De telles conditions doivent exiger la conception d'éolienne de classe S.

6 External conditions

6.1 General

SWTs are subjected to environmental and electrical conditions that may affect their loading, durability and operation. To ensure the appropriate level of safety and reliability, the environmental, electrical and soil parameters shall be taken into account in the design and shall be explicitly stated in the design documentation.

The environmental conditions are divided into wind conditions and other environmental conditions. The electrical conditions refer to either network conditions or local electrical conditions like batteries, hybrid systems or local grid. Soil properties are relevant to the design of SWT foundations.

Wind conditions are the primary external consideration for structural integrity. Other environmental conditions also affect design features such as control system function, durability, corrosion, etc.

Each type of external condition may be subdivided into a normal and an extreme external condition. The normal external conditions generally concern long-term structural loading and operating conditions, while the extreme external conditions represent the rare but potentially critical external design conditions. The design load cases shall consist of a combination of these external conditions with wind turbine operational modes.

6.2 SWT classes

The external conditions to be considered in design are dependent on the intended site or site type for a SWT installation. SWT classes are defined in terms of wind speed and turbulence parameters. The intention of the classes is to cover most applications. The values of wind speed and turbulence parameters are intended to represent the characteristic values of many different sites and do not give a precise representation of any specific site. The goal is to achieve SWT classification with clearly varying robustness governed by the wind. Table 1 specifies the basic parameters, which define the SWT classes.

In cases where a special design (for example special wind conditions or other external conditions or a special safety class) is necessary, a further SWT class, class S, is defined. The design values for the SWT class S shall be chosen by the designer and specified in the design documentation. For such special designs, the values chosen for the design conditions shall reflect a more severe environment than anticipated for the use of the SWT.

The particular external conditions defined for classes I, II, III and IV are neither intended to cover offshore conditions nor wind conditions experienced in tropical storms such as hurricanes, cyclones and typhoons. Such conditions shall require wind turbine class S design.

Tableau 1 – Paramètres de base pour classes de PAG

Classe de PAG	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valeurs à spécifier par le concepteur
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a (-)	2	2	2	2	

où

- les valeurs s'appliquent à hauteur de moyeu, et
- I_{15} est la valeur caractéristique sans dimension de l'intensité de la turbulence à 15 m/s,
- a est le paramètre de pente sans dimension devant être utilisé dans l'équation (7).

Outre ces paramètres de base, plusieurs autres paramètres importants sont nécessaires afin d'indiquer de manière exhaustive les conditions extérieures retenues dans la conception des PAG. Dans le cas des classes de PAG I à IV, ces dernières étant mentionnées en tant que classes standards de PAG, les valeurs inhérentes à ces paramètres complémentaires sont spécifiées en 6.3, 6.4 et 6.5.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les intitulés des paragraphes, et figurant dans la partie restante de l'Article, sont utilisées afin de décrire les conditions de vent s'appliquant aux hypothèses de charges de calcul stipulées en 7.5. (Rappel: Pour les calculs de charge simples, les conditions de vent sont également simplifiées.)

Concernant la classe S des PAG, le fabricant doit décrire, dans les documents de conception, les modèles utilisés ainsi que les valeurs des principaux paramètres de conception. Lorsque sont approuvés et retenus les modèles figurant au présent paragraphe, la déclaration des valeurs que prennent les paramètres suffit. Les documents de conception relatifs à la classe S des PAG doivent intégrer les données listées à l'Annexe B.

La durée de vie de conception doit être clairement spécifiée dans la documentation de conception.

6.3 Conditions de vent

6.3.1 Généralités

Un PAG doit être conçu afin de résister en toute sécurité aux conditions de vent définies par la classe de PAG ayant été retenue. Les valeurs conceptuelles relatives aux conditions de vent doivent être clairement spécifiées dans les documents de conception. Le régime des vents, en matière de charges et de sécurité, se subdivise entre conditions normales de vent, se présentant fréquemment en phase normale de fonctionnement d'un PAG, et conditions extrêmes de vent, lesquelles sont définies comme se répétant de manière récurrente tous les ans ou tous les 50 ans.

Dans tous les cas de figure, l'influence de l'inclinaison du flux moyen, pouvant aller jusqu'à 8°, par rapport au plan d'appui horizontal doit être prise en compte. L'angle d'inclinaison du flux est supposé ne pas varier avec la hauteur.

NOTE Un flux oblique peut avoir un effet sur l'effacement du rotor si la direction de l'effacement est mal choisie par rapport au sens de rotation du rotor.

Table 1 – Basic parameters for SWT classes

SWT Class		I	II	III	IV	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	30	Values to be specified by the designer
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15}	(-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	(-)	2	2	2	2	

where

- the values apply at hub height, and
- I_{15} is the dimensionless characteristic value of the turbulence intensity at 15 m/s,
- a is the dimensionless slope parameter to be used in equation (7).

In addition to these basic parameters, several important further parameters are required to completely specify the external conditions used in SWT design. In the case of the SWT classes I through IV later referred to as standard SWT classes, the values of these additional parameters are specified in 6.3, 6.4 and 6.5.

The abbreviations added in parentheses in the subclause headings in the remainder of this Clause are used for describing the wind conditions for the design load cases defined in 7.5. (Note that for the simple load calculations, the wind conditions are simplified as well.)

For the SWT class S, the manufacturer shall in the design documentation describe the models used and value of essential design parameters. Where the models in the present subclause are adopted, statement of the values of the parameters will be sufficient. The design documentation of SWT class S shall contain the information listed in Annex B.

The design lifetime shall be clearly specified in the design documentation.

6.3 Wind conditions

6.3.1 General

A SWT shall be designed to safely withstand the wind conditions defined by the selected SWT class. The design values of the wind conditions shall be clearly specified in the design documentation. The wind regime for load and safety considerations is divided into the normal wind conditions which will occur frequently during normal operation of a SWT, and the extreme wind conditions which are defined as having a 1 year or 50 year recurrence period.

In all cases the influence of an inclination of mean flow with respect to the horizontal plane of up to 8° shall be considered. The flow inclination angle may be assumed to be invariant with height.

NOTE Oblique inflow can have an effect on furling if the furl direction is chosen poorly with respect to the rotational direction of the rotor.

6.3.2 Conditions normales de vent

6.3.2.1 Distribution de la vitesse du vent

La distribution de la vitesse du vent au niveau du site est significative pour la conception des PAG puisqu'elle détermine la fréquence d'occurrence des conditions individuelles de charge. Dans le cas des classes standards de PAG, la valeur moyenne de la vitesse du vent, sur un intervalle de 10 min, doit être supposée être une distribution Rayleigh et ce, aux fins de calcul des charges théoriques. Dans ce cas, la distribution de probabilité cumulée à hauteur de moyeu est donnée par la fonction:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2\right] \quad (5)$$

6.3.2.2 Modèle de profil du vent normal (NWP)

Le profil de vent, $V(z)$, indique une vitesse moyenne du vent comme fonction de la hauteur z au-dessus du sol. Dans le cas de classes standards de PAG, le profil normal de la vitesse du vent doit être donné par la loi de puissance:

$$V(z) = V_{hub} (z/z_{hub})^\alpha \quad (6)$$

L'exposant α de la loi de puissance doit être supposé équivalent à 0,2.

Le profil supposé du vent est utilisé afin de définir le cisaillement vertical moyen du vent à travers la zone balayée par le rotor.

6.3.2.3 Modèle normal de turbulence (NTM)

Le modèle de turbulence normale doit comprendre un cisaillement du vent tel que décrit sous NWP. L'expression «turbulence du vent» indique des variations stochastiques de la vitesse du vent par rapport à la moyenne des 10 min. Le modèle de turbulence doit inclure les effets d'une vitesse variable du vent, d'une direction variable et d'un échantillonnage rotationnel. Concernant les classes standards de PAG, les densités spectrales de puissance du champ vectoriel de vitesse aléatoire du vent, qu'elles soient utilisées explicitement dans le modèle ou non, doivent satisfaire aux exigences suivantes:

- a) La valeur caractéristique de l'écart-type relatif au composant de la vitesse du vent longitudinal doit être donnée par²:

$$\sigma_1 = I_{15} (15 + aV_{hub}) / (a + 1) \quad (7)$$

Les valeurs de I_{15} et a sont indiquées sans le Tableau 1. Les valeurs caractéristiques de l'écart-type, σ_1 , et de l'intensité de la turbulence, σ_1/V_{hub} , sont indiquées ci-dessous à la Figure 3.

2 Pour réaliser les calculs relatifs aux charges théoriques, en sus de ceux spécifiés au Tableau 4, il peut s'avérer opportun d'utiliser différentes valeurs de percentile. De telles valeurs de percentile sont déterminées en ajoutant une valeur à l'équation 7 donnée par:

$$\Delta\sigma_1 = 2(x-1)I_{15}$$

où x est déterminé à partir de la fonction de distribution de probabilité normale. Par exemple, $x = 1,64$ pour une valeur du 95ème percentile.

6.3.2 Normal wind conditions

6.3.2.1 Wind speed distribution

The wind speed distribution at the site is significant for the SWT design because it determines the frequency of occurrence of the individual load conditions. In case of the standard SWT classes, the mean value of the wind speed over a time period of 10 min shall be assumed to be Rayleigh distributed for the purposes of design load calculations. In this case, the cumulative probability distribution at hub height is given by:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2\right] \quad (5)$$

6.3.2.2 Normal Wind Profile model (NWP)

The wind profile, $V(z)$, denotes the average wind speed as a function of height, z , above the ground. In the case of standard wind turbine classes, the normal wind speed profile shall be assumed to be given by the power law:

$$V(z) = V_{hub} (z/z_{hub})^\alpha \quad (6)$$

The power law exponent, α , shall be assumed to be 0,2.

The assumed wind profile is used to define the average vertical wind shear across the rotor swept area.

6.3.2.3 Normal Turbulence model (NTM)

The normal turbulence model shall include a wind shear as described under NWP. The expression "wind turbulence" denotes stochastic variations in the wind velocity from the 10 min average. The turbulence model shall include the effects of varying wind speed, varying direction, and rotational sampling. For the standard SWT classes, the power spectral densities of the random wind velocity vector field, whether used explicitly in the model or not, shall satisfy the following requirements:

- a) The characteristic value of the standard deviation of the longitudinal wind velocity component shall be given by²⁾:

$$\sigma_1 = I_{15} (15 + aV_{hub}) / (a + 1) \quad (7)$$

Values for I_{15} and a are given in Table 1. The characteristic values of the standard deviation, σ_1 , and of the turbulence intensity, σ_1/V_{hub} , are shown below in Figure 3.

2) To perform the calculations of load cases in addition to those specified in Table 4, it may be appropriate to use different percentile values. Such percentile values shall be determined by adding a value to equation 7 given by:

$$\Delta\sigma_1 = 2(x-1)I_{15}$$

where x is determined from the normal probability distribution function. For example, $x = 1,64$ for a 95th percentile value.

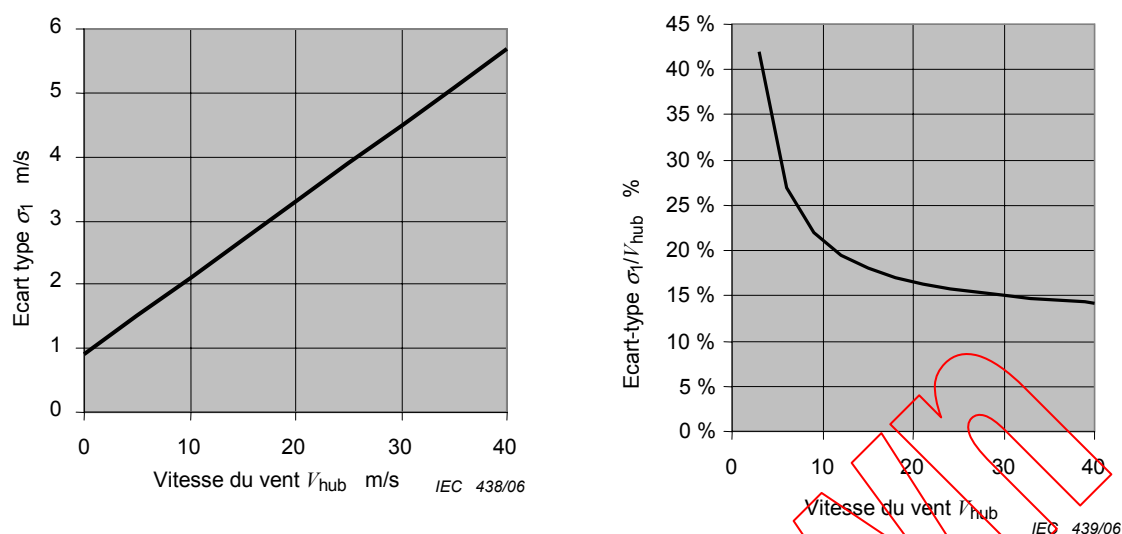


Figure 3 – Turbulence caractéristique du vent

- b) A peu près en fin de haute fréquence de l'intervalle inertiel, la densité spectrale de puissance du composant longitudinal de la turbulence, $S_1(f)$, doit, de manière asymptotique, s'approcher de la formule:

$$S_1(f) = 0,05(\sigma_1)^2 (\Lambda_1 / V_{hub})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (8)$$

Le paramètre de dispersion de la turbulence, Λ_1 , doit être donné par:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 z_{hub} & \text{pour } z_{hub} < 30 \text{ m} \\ 21 \text{ m} & \text{pour } z_{hub} \geq 30 \text{ m} \end{cases} \quad (9)$$

Les spécifications relatives aux modèles stochastiques de turbulence satisfaisant à ces exigences sont données à l'Annexe C. Est donné à l'Annexe D un modèle déterministe simplifié reposant sur une description stochastique de la turbulence. Ce modèle déterministe peut être utilisé lorsqu'il peut être démontré que la réponse d'aube de turbine à une vitesse de vent échantillonnée par rotation est suffisamment bien amortie. Les conseils relatifs à cette validation sont également donnés à l'Annexe D.

6.3.3 Conditions extrêmes de vent

6.3.3.1 Généralités

Les conditions extrêmes de vent sont utilisées afin de déterminer les sollicitations extrêmes du vent sur les PAG. Ces conditions comprennent les vitesses de pointe du vent dues aux tempêtes ou changements brusques de la vitesse et de la direction du vent. Ces conditions extrêmes comprennent les effets potentiels de la turbulence du vent de sorte que seuls les effets déterministes doivent être pris en compte dans les calculs inhérents à la conception.

6.3.3.2 Modèle de vitesse extrême du vent (EWM)

La vitesse du vent extrême sur 50 ans V_{e50} et la vitesse du vent extrême annuelle V_{e1} doivent reposer sur la vitesse du vent de référence V_{ref} . Concernant les conceptions de PAG dans les classes de PAG standard, V_{e50} et V_{e1} doivent être calculés à l'aide des équations suivantes:

$$V_{e50}(z) = 1,4 V_{ref} (z / z_{hub})^{0,11} \quad (10)$$