

**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, $P_R(V_0)$, et de Weibull, $P_W(V_0)$.

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

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

où

- $P(V_0)$ est la fonction de probabilité cumulée, c'est-à-dire la probabilité selon laquelle $V < V_0$;
 V_0 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_0 . 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.

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

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

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]
$F_{x-shaft}$	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_n	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

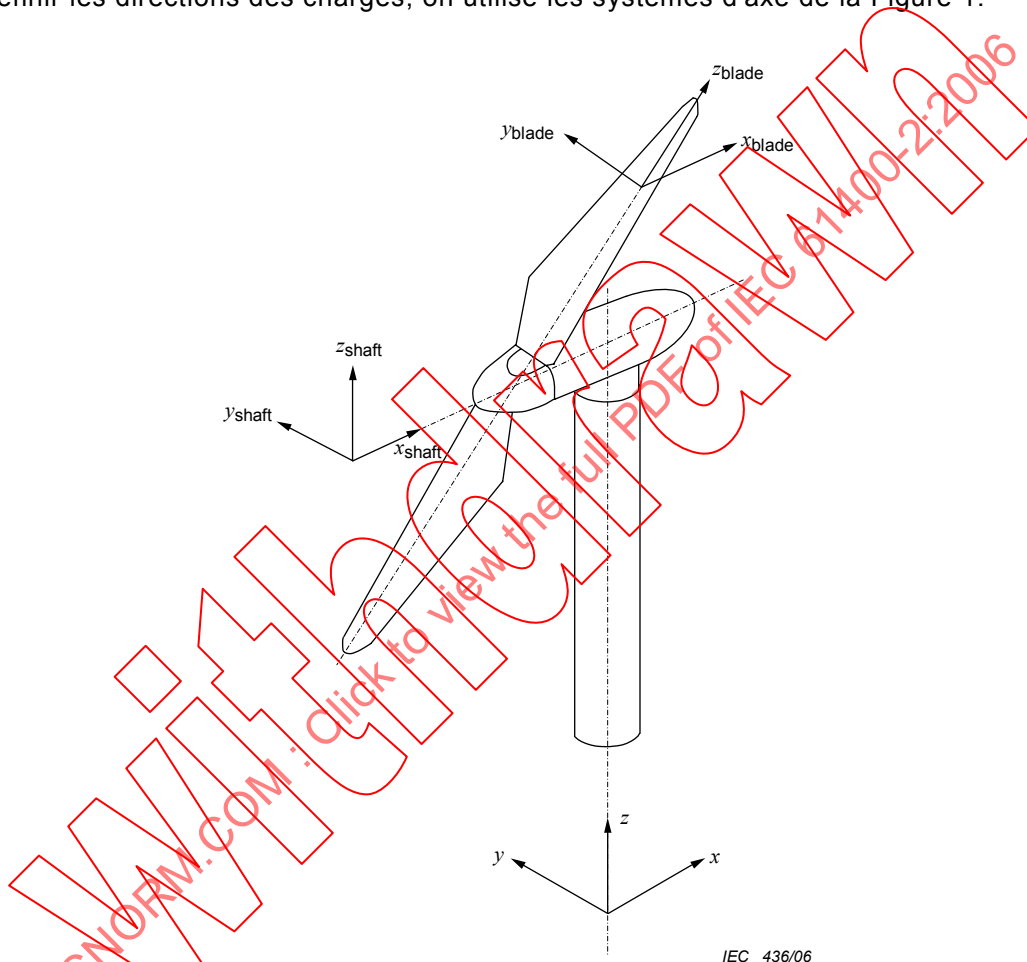
Abbreviations:

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.



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.

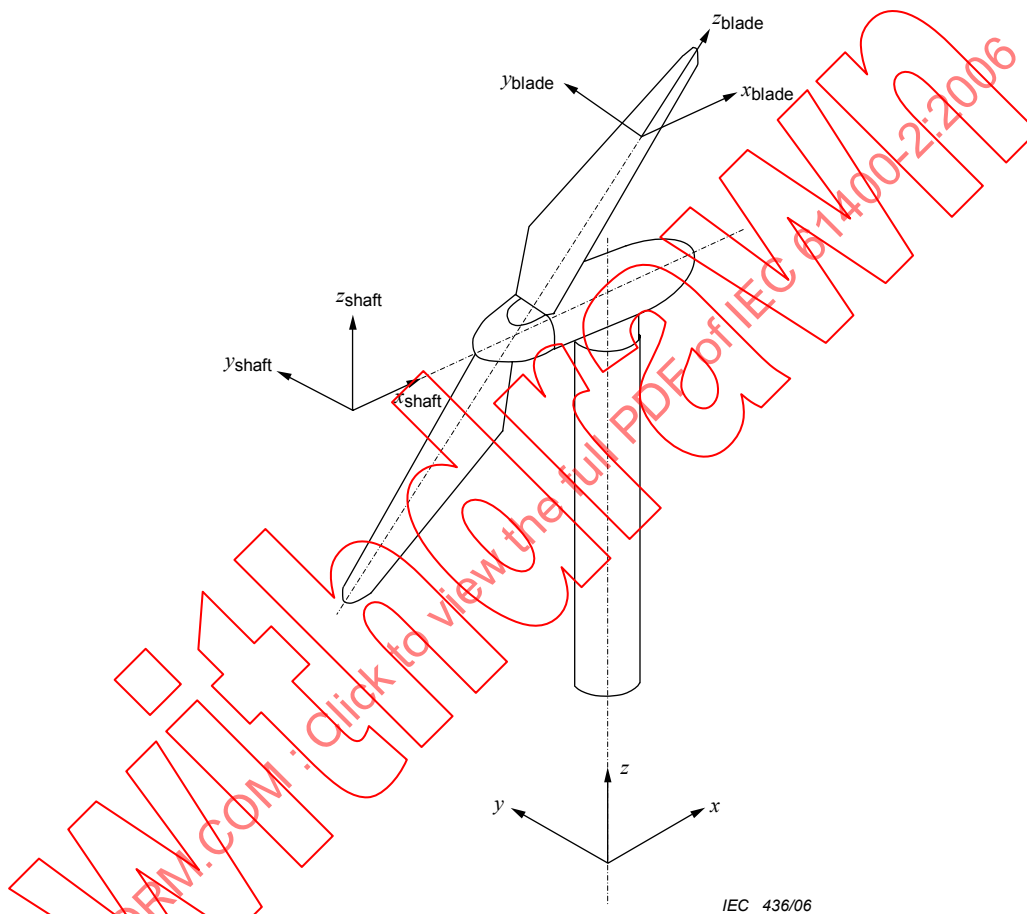
Le système d'axes de la pale tourne avec le rotor.

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.



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 m², 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 m^2 , 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.

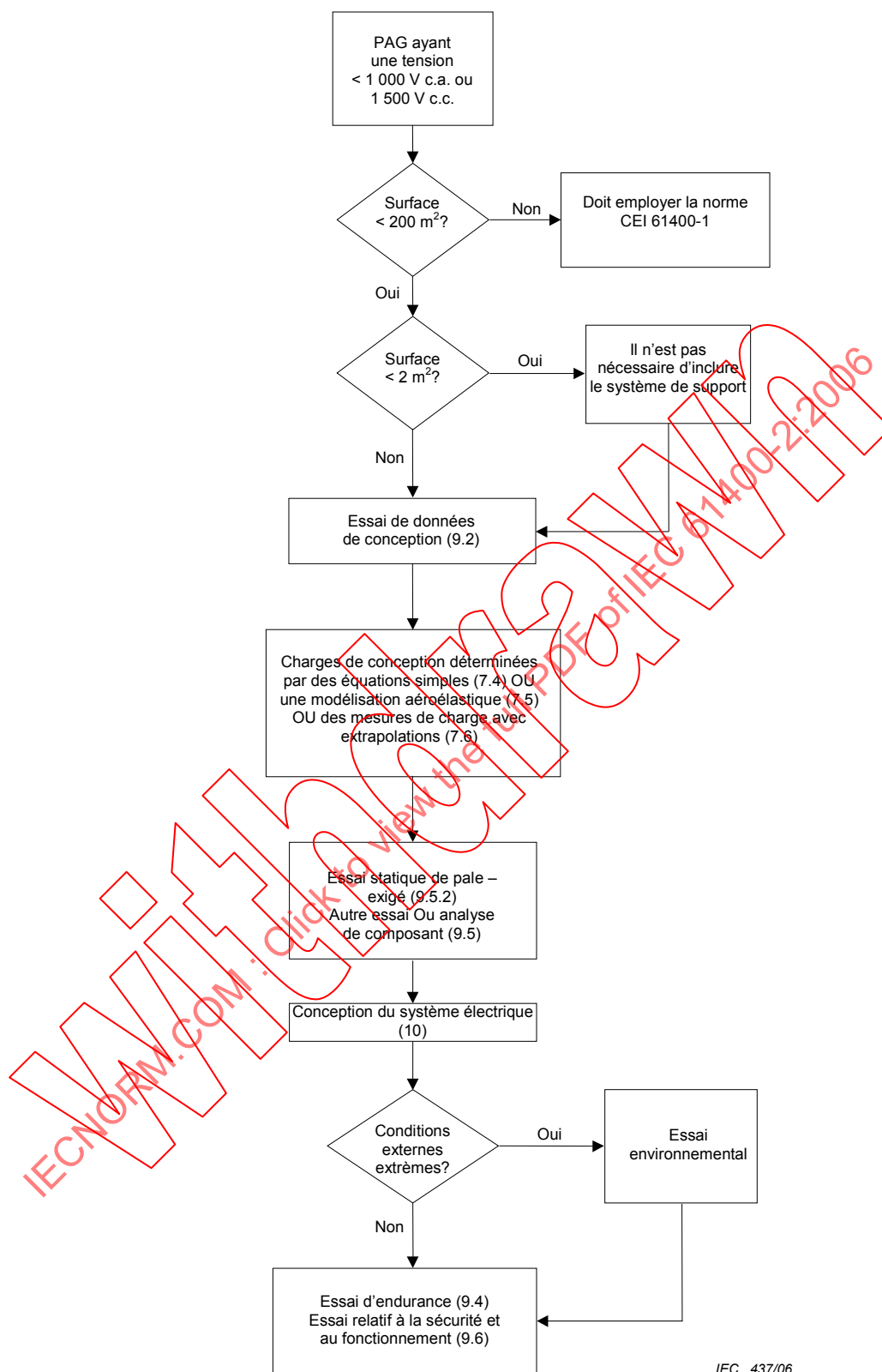
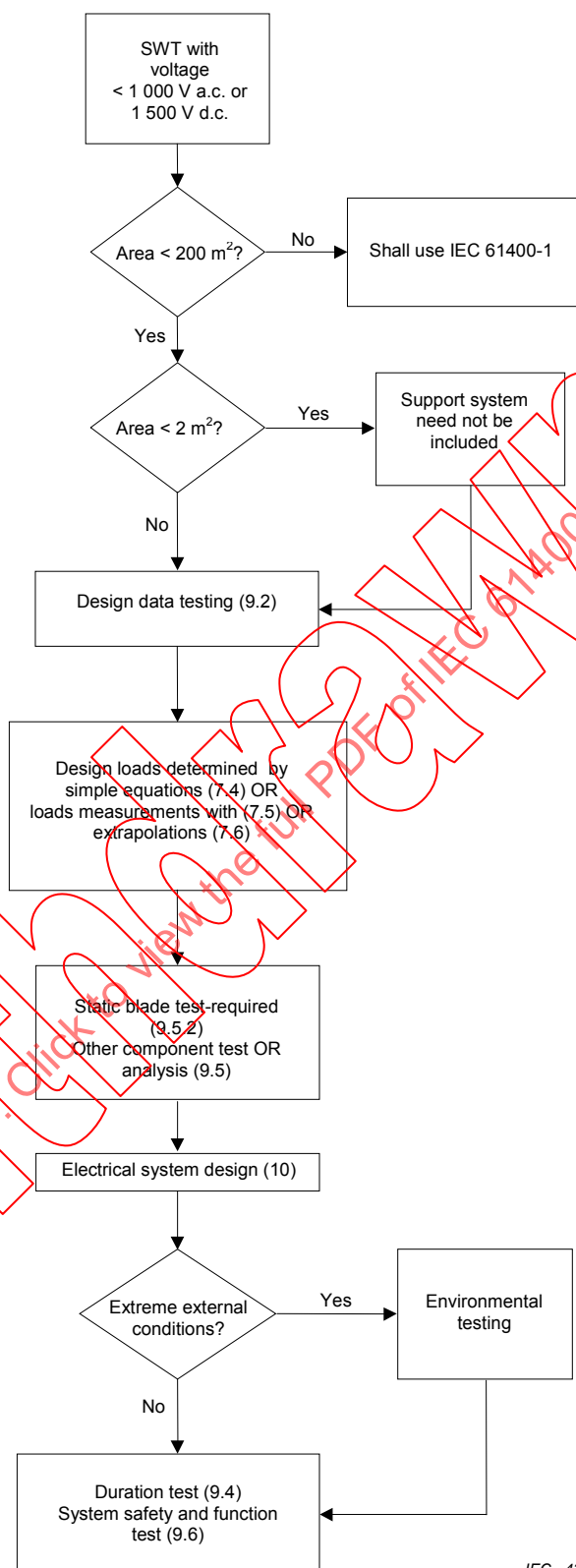


Figure 2 – Arbre décisionnel de la CEI 61400-2



IEC 437/06

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.

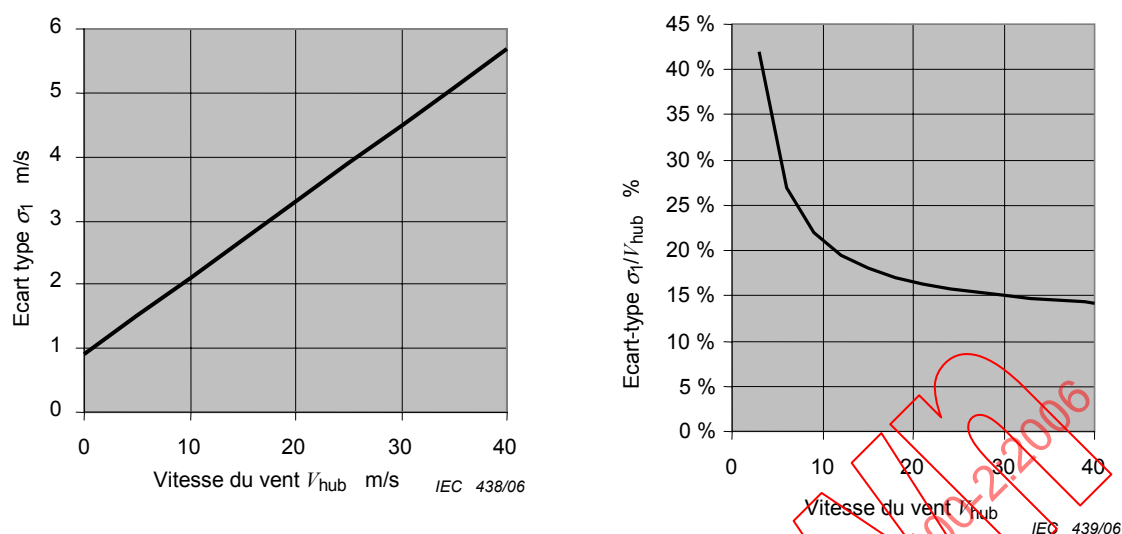


Figure 3 – Turbulence caractéristique du vent

- 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:

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

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:

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

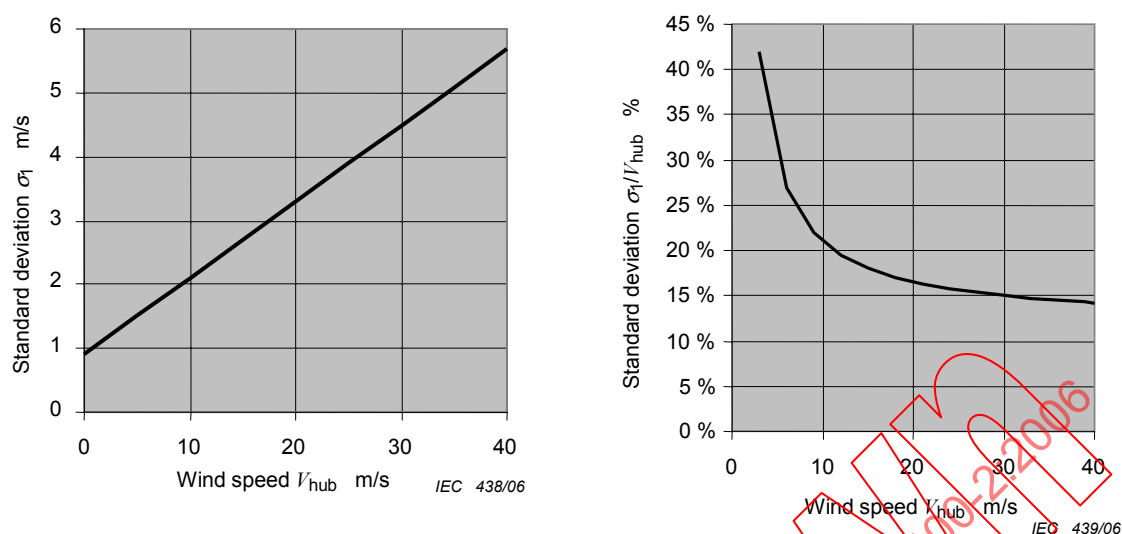


Figure 3 – Characteristic wind turbulence

- b) Towards the high frequency end of the inertial subrange, the power spectral density of the longitudinal component of the turbulence, $S_1(f)$, shall asymptotically approach the form:

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

The turbulence scale parameter, Λ_1 , shall be given by:

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

Specifications for stochastic turbulence models, which satisfy these requirements, are given in Annex C. In Annex D, a simplified deterministic model, which is based on a stochastic description of the turbulence, is given. This deterministic model may be used when it can be demonstrated that the turbine blade response to rotationally sampled wind velocity is sufficiently well damped. Guidance for this validation is also given in Annex D.

6.3.3 Extreme wind conditions

6.3.3.1 General

The extreme wind conditions are used to determine extreme wind loads on SWT. These conditions include peak wind speeds due to storms and rapid changes in wind speed and direction. These extreme conditions include the potential effects of wind turbulence so that only the deterministic effects need to be considered in the design calculations.

6.3.3.2 Extreme Wind speed Model (EWM)

The 50 year extreme wind speed V_{e50} and the one year extreme wind speed V_{e1} shall be based on the reference wind speed V_{ref} . For SWT designs in the standard SWT classes, V_{e50} and V_{e1} shall be computed using the following equations:

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

$$V_{e1} = 0,75 V_{e50} \quad (11)$$

où z_{hub} est la hauteur du moyeu.

Des écarts à court terme par rapport à la direction moyenne du vent de $\pm 15^\circ$ doivent être supposés.

6.3.3.3 Rafale extrême en fonctionnement (EOG)

L'amplitude de la rafale à la hauteur du moyeu $V_{\text{gust}N}$ pour une période de récurrence de N années doit être donnée pour les classes de PAG standard par la relation suivante:

$$V_{\text{gust}N} = \beta \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \quad (12)$$

où

σ_1 est l'écart-type, conformément à l'équation (7);

Λ_1 est le paramètre de dispersion de la turbulence, conformément à l'équation (9);

D est le diamètre du rotor;

$\beta = 4,8$ pour $N = 1$; et

$\beta = 6,4$ pour $N = 50$.

La vitesse du vent doit être définie pour une période de récurrence de N années par l'équation:

$$V(t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{\text{gust}N} \sin(3\pi t/T) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{pour } t < 0 \text{ et } t > T \end{cases} \quad (13)$$

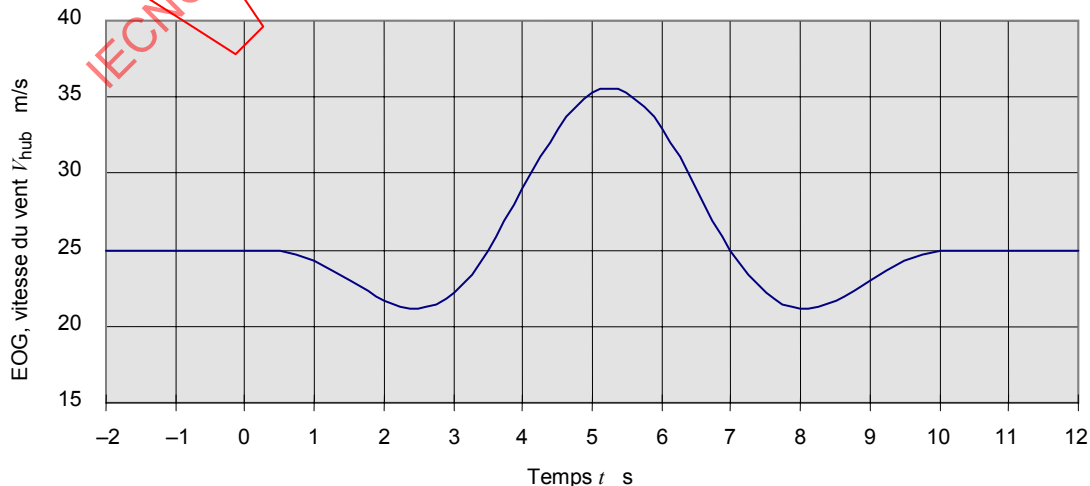
où

$V(z)$ est défini à l'équation (6),

$T = 10,5$ s pour $N = 1$; et

$T = 14,0$ s pour $N = 50$.

Par exemple, la rafale extrême en fonctionnement avec une période de récurrence d'un an et $V_{\text{hub}} = 25$ m/s est indiquée à la Figure 4.



IEC 440/06

Figure 4 – Exemple de rafale extrême en fonctionnement ($N = 1$, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s)

$$V_{e1} = 0,75V_{e50} \quad (11)$$

where z_{hub} is hub height.

Short-term deviations from the mean wind direction of $\pm 15^\circ$ shall be assumed.

6.3.3.3 Extreme Operating Gust (EOG)

The hub height gust magnitude $V_{\text{gust}N}$ for a recurrence period of N years shall be given for the standard SWT classes by the following relationship:

$$V_{\text{gust}N} = \beta \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \quad (12)$$

where

σ_1 is the standard deviation, according to equation (7);

Λ_1 is the turbulence scale parameter, according to equation (9);

D is the rotor diameter;

$\beta = 4,8$ for $N = 1$; and

$\beta = 6,4$ for $N = 50$.

The wind speed shall be defined for a recurrence period of N years by the equation:

$$V(t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{\text{gust}N} \sin(3\pi t / T) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{pour } t < 0 \text{ et } t > T \end{cases} \quad (13)$$

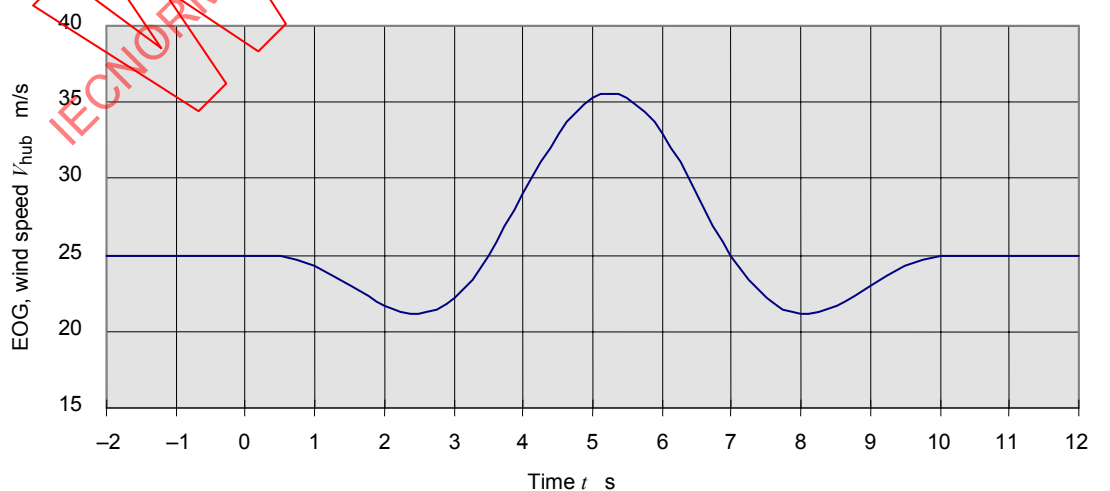
where

$V(z)$ is defined in equation (6);

$T = 10,5$ s for $N = 1$, and

$T = 14,0$ s for $N = 50$.

As an example, the extreme operating gust with a recurrence period of one year and $V_{\text{hub}} = 25$ m/s is shown in Figure 4.



IEC 440/06

Figure 4 – Example of extreme operating gust ($N = 1$, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s)

Les valeurs de paramètre pour les deux périodes de récurrence ont été retenues pour donner le même taux d'accroissement maximal.

6.3.3.4 Changement extrême de direction (EDC)

L'amplitude relative au changement extrême de direction, θ_{eN} , pour une période de récurrence de N années, doit être calculée à l'aide de la relation suivante:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (14)$$

où

θ_{eN} est limité à l'intervalle $\pm 180^\circ$;

Λ_1 est le paramètre de dispersion de la turbulence, conformément à l'équation (9);

D est le diamètre du rotor;

$\beta = 4,8$ pour $N = 1$; et

$\beta = 6,4$ pour $N = 50$.

La phase transitoire de changement extrême de direction, pour une période de récurrence de N années, $\theta_N(t)$, doit être donnée par:

$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0 & \text{pour } t < 0 \\ 0,5\theta_{eN}(1 - \cos(\pi t/T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & \text{pour } t > T \end{cases} \quad (15)$$

où $T = 6$ s est la durée de la phase transitoire de modification extrême de direction. Le signe doit être choisi de sorte que la charge transitoire la pire se produise. A la fin de la phase transitoire de changement de direction, la direction est supposée demeurer inchangée.

A titre d'exemple, le changement extrême de direction, avec une période de récurrence de 50 années et $V_{hub} = 25$ m/s est indiqué à la Figure 5 et à la Figure 6.

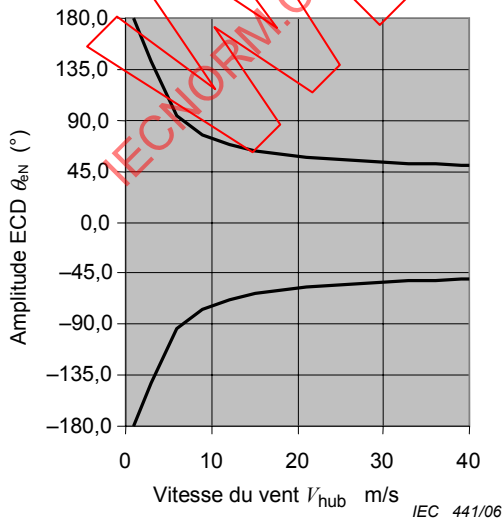


Figure 5 – Exemple d'amplitude de changement de direction extrême
($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m)

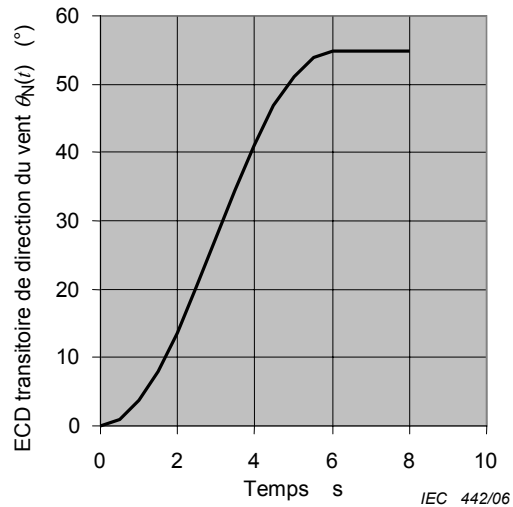


Figure 6 – Exemple de changement de direction extrême
($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)

The parameter values for both recurrence periods were selected to give the same maximum rise rate.

6.3.3.4 Extreme Direction Change (EDC)

The extreme direction change magnitude, θ_{eN} , for a recurrence period of N years shall be calculated using the following relationship:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{\text{hub}} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (14)$$

where

θ_{eN} is limited to the interval $\pm 180^\circ$;

Λ_1 is the turbulence scale parameter, according to equation (9);

D is the rotor diameter;

$\beta = 4,8$ for $N = 1$; and

$\beta = 6,4$ for $N = 50$.

The extreme direction change transient for a recurrence period of N years, $\theta_N(t)$, shall be given by:

$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0 & \text{for } t < 0 \\ 0,5\theta_{eN}(1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & \text{for } t > T \end{cases} \quad (15)$$

where $T = 6$ s is the duration of the extreme direction change transient. The sign shall be chosen so that the worst transient loading occurs. At the end of the direction change transient, the direction is assumed to remain unchanged.

As an example, the extreme direction change with a recurrence period of 50 years and $V_{\text{hub}} = 25$ m/s is shown in Figure 5 and Figure 6.

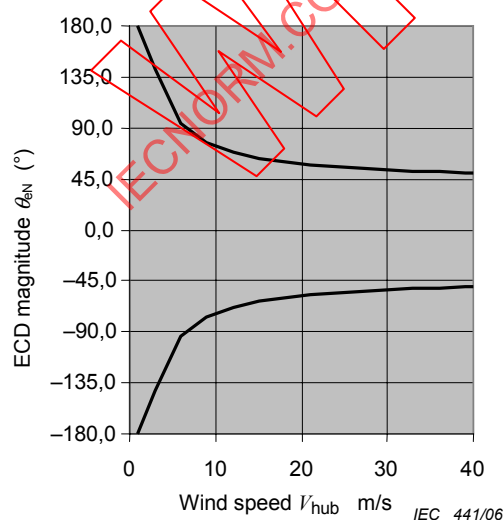


Figure 5 – Example of extreme direction change magnitude
($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{\text{hub}} = 20$ m)

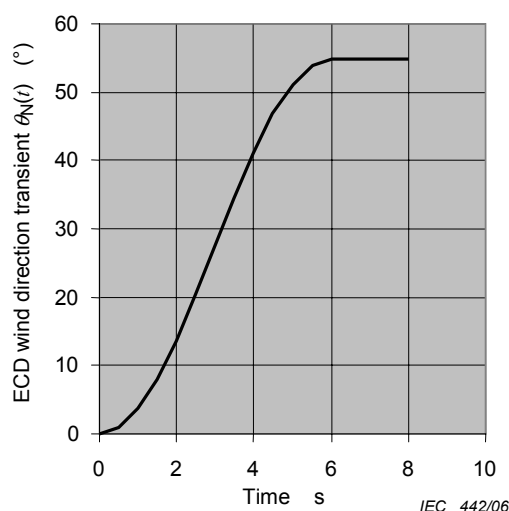


Figure 6 – Example of extreme direction change
($N = 50$, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s)

6.3.3.5 Rafale extrême cohérente (ECG)

Pour des conceptions d'éolienne pour les classes de PAG standard, une rafale extrême cohérente avec une amplitude de $V_{cg} = 15$ m/s doit être supposée. La vitesse du vent doit être définie par les rapports:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) & \text{pour } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5 V_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{pour } t \geq T \end{cases} \quad (16)$$

où $T = 10$ s est le temps d'accroissement. Le modèle normal de profil du vent, relatif à la vitesse du vent, tel que spécifié dans l'équation (6) doit être utilisé. La rafale extrême cohérente est illustrée à la Figure 7 où $V_{hub} = 25$ m/s.

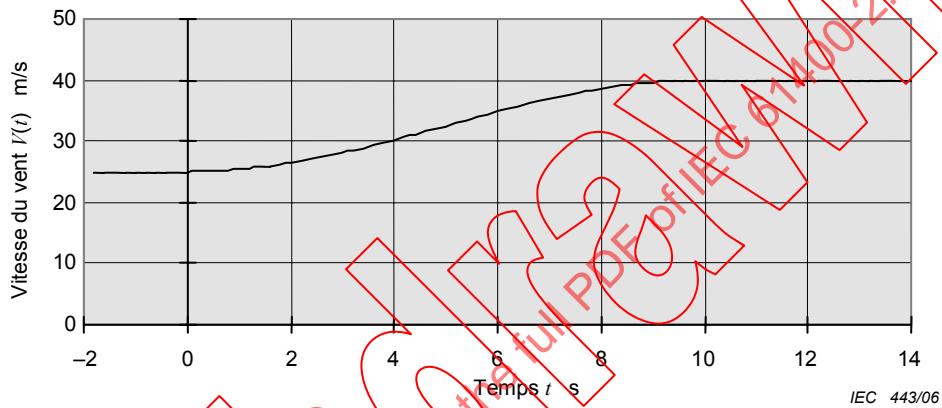


Figure 7 – Rafale extrême cohérente ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG)

6.3.3.6 Rafale extrême cohérente avec changement de direction (ECD)

Dans ce cas, l'accroissement de la vitesse du vent (décrite par ECG, voir Figure 7) doit être supposé se produire simultanément au changement de direction θ_{cg} , où θ_{cg} est défini par les rapports:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{pour } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}} & \text{pour } 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (17)$$

Le changement de direction, θ_{cg} , en tant que fonction de V_{hub} et fonction du temps pour $V_{hub} = 25$ m/s est indiqué respectivement aux Figures 8 et 9.

6.3.3.5 Extreme Coherent Gust (ECG)

For wind turbine designs for the standard SWT classes, an extreme coherent gust with a magnitude of $V_{cg} = 15$ m/s shall be assumed. The wind speed shall be defined by the relations:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5 V_{cg}(1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases} \quad (16)$$

where $T = 10$ s is the rise time. The normal wind profile model of wind speed as specified in equation (6) shall be used. The extreme coherent gust is illustrated in Figure 7 for $V_{hub} = 25$ m/s.

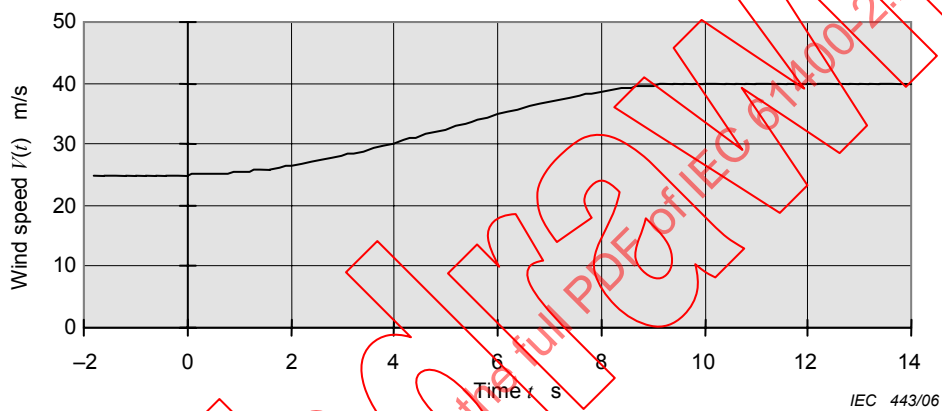


Figure 7 – Extreme coherent gust ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG)

6.3.3.6 Extreme Coherent gust with Direction change (ECD)

In this case, the rise in wind speed (described by ECG, see Figure 7) shall be assumed to occur simultaneously with the direction change θ_{cg} , where θ_{cg} is defined by the relations:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{for } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}} & \text{for } 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (17)$$

The direction change, θ_{cg} , as a function of V_{hub} and as a function of time for $V_{hub} = 25$ m/s is shown in Figure 8 and Figure 9, respectively.

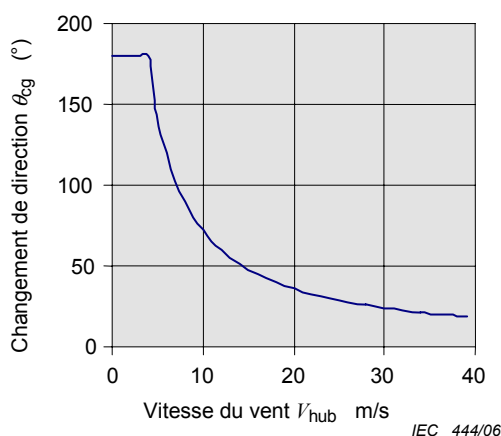


Figure 8 – Changement de direction pour ECD

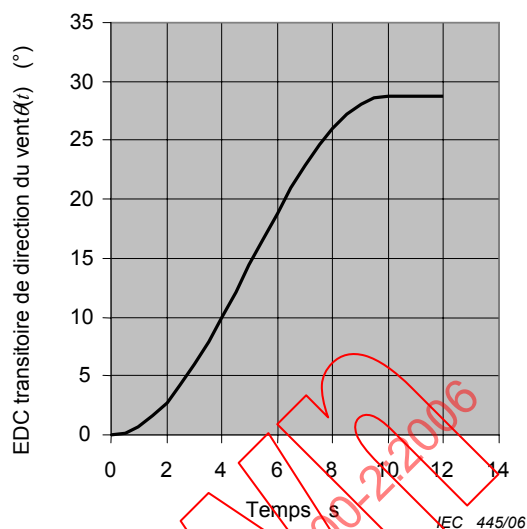


Figure 9 – Déroulement temporel de la modification de direction pour $V_{hub} = 25$ m/s

Le changement simultané de direction est donné par:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{pour } t \leq 0 \\ \pm 0,5 \theta_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & \text{pour } t \geq T \end{cases} \quad (18)$$

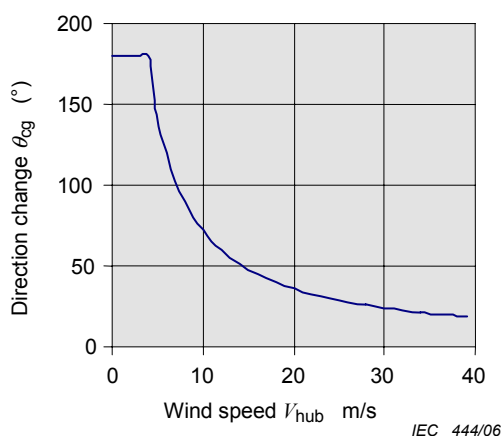
6.4 Autres conditions environnementales

6.4.1 Généralités

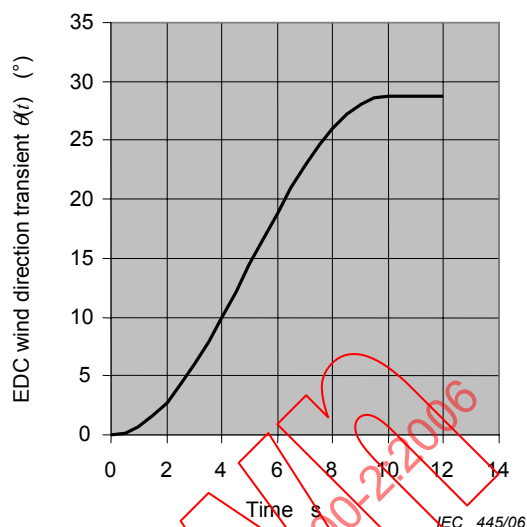
Des conditions environnementales (climatiques) autres que le vent peuvent affecter l'intégrité et la sécurité des PAG de par une action thermique, photochimique, corrosive, mécanique, électrique ou physique. D'autre part, la combinaison des paramètres climatiques indiqués peut accroître leur effet. Les autres conditions environnementales qui suivent doivent, à tout le moins, être prises en compte et les mesures prises doivent être stipulées dans les documents de construction:

- température;
- humidité;
- masse volumique de l'air;
- rayonnement solaire;
- pluie, grêle, neige et glace;
- substances chimiques actives;
- particules mécaniques actives;
- foudre;
- tremblements de terre; et
- environnement marin – corrosion.

Un environnement marin nécessite la prise en compte de considérations spécifiques. Les conditions climatiques intervenant dans la conception doivent être définies en termes de valeurs représentatives ou grâce aux limites d'influence des conditions changeantes. La probabilité d'occurrence simultanée des conditions climatiques doit être prise en compte lors du choix des valeurs inhérentes à la conception.



IEC 444/06



IEC 445/06

Figure 8 – The direction change for ECD

Figure 9 – Time development of direction change for $V_{hub} = 25$ m/s

The simultaneous direction change is then given by:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t \leq 0 \\ \pm 0,5 \theta_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases} \quad (18)$$

6.4 Other environmental conditions

6.4.1 General

Environmental (climatic) conditions other than wind can affect the integrity and safety of the SWT, by thermal, photochemical, corrosive, mechanical, electrical or other physical action. Moreover, combinations of the climatic parameters given may increase their effect. At least the following other environmental conditions shall be taken into account and the action taken stated in the design documentation:

- temperature;
- humidity;
- air density;
- solar radiation;
- rain, hail, snow and ice;
- chemically active substances;
- mechanically active particles;
- lightning;
- earthquakes; and
- marine environment – corrosion.

A marine environment requires special additional consideration. The climatic conditions for the design shall be defined in terms of representative values or by the limits of the variable conditions. The probability of simultaneous occurrence of the climatic conditions shall be taken into account when the design values are selected.

Les variations des conditions climatiques, dans la fourchette des limites normales correspondant à une récurrence sur un an, ne doivent pas interférer dans le fonctionnement normal pour lequel le PAG est conçu. A moins qu'une corrélation n'existe, d'autres conditions environnementales extrêmes, comme stipulé en 6.4.3, doivent être associées aux conditions normales de vent et ce, conformément à 6.3.2.

6.4.2 Autres conditions environnementales normales

Les valeurs relatives aux autres conditions environnementales normales qui doivent être prises en compte sont:

- la gamme de températures ambiantes en mode de fonctionnement normal du système allant de -10 °C à $+40\text{ °C}$;
- l'humidité relative jusqu'à 95 %;
- une composition atmosphérique identique à celle d'une atmosphère locale non polluée (voir la CEI 60721-2-1);
- l'intensité du rayonnement solaire de $1\,000\text{ W/m}^2$; et
- la masse volumique de l'air de $1,225\text{ kg/m}^3$.

Lorsque des paramètres complémentaires de conditions extérieures sont spécifiés par le concepteur, ces paramètres et leurs valeurs doivent figurer dans les documents de construction et être conformes aux exigences de la CEI 60721-2-1.

6.4.3 Autres conditions environnementales extrêmes

6.4.3.1 Généralités

Les autres conditions environnementales extrêmes devant être prises en compte dans la conception des PAG sont la température, la foudre, la glace et les tremblements de terre.

6.4.3.2 Température

Concernant les classes standards de PAG, les valeurs caractéristiques s'appliquant à la gamme de températures extrêmes doivent être comprises au moins entre -20 °C et $+50\text{ °C}$.

6.4.3.3 Foudre

Les exigences relatives à la protection nécessaire contre la foudre et spécifiées en 10.5 peuvent être considérées comme adéquates pour les PAG associés aux classes standards.

6.4.3.4 Gel

Aucune exigence minimum de protection contre le gel n'est indiquée concernant les classes standards de PAG.

Si le fabricant souhaite inclure une charge de glace dans son estimation de la charge de calcul, une couche de glace de 30 mm au minimum ayant une densité de 900 kg/m^3 sur toutes les zones exposées est recommandée. Cette charge statique de glace est ensuite combinée aux charges de traînée sur le système d'éolienne immobilisée à $3 V_{ave}$. Il convient de prendre en compte les charges de glace sur la structure de support, haubans compris, dans les charges de calcul de la structure de support.

6.4.3.5 Tremblements de terre

Aucune exigence minimum de protection contre les tremblements de terre n'est indiquée concernant les classes standards de PAG.

Variations in the climatic conditions within the normal limits, which correspond to a one-year return period shall not interfere with the designed normal operation of a SWT. Unless correlation exists, other extreme environmental conditions according to 6.4.3 shall be combined with the normal wind conditions according to 6.3.2.

6.4.2 Other normal environmental conditions

The other normal environmental condition values, which shall be taken into account are:

- normal system operation ambient temperature range of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- relative humidity of up to 95 %;
- atmospheric content equivalent to that of a non-polluted inland atmosphere (see IEC 60721-2-1);
- solar radiation intensity of $1\,000\text{ W/m}^2$; and
- air density of $1,225\text{ kg/m}^3$.

When the designer specifies additional external condition parameters, these parameters and their values shall be stated in the design documentation and shall conform to the requirements of IEC 60721-2-1.

6.4.3 Other extreme environmental conditions

6.4.3.1 General

Other extreme environmental conditions, which shall be considered for SWT design, are temperature, lightning, ice and earthquakes.

6.4.3.2 Temperature

The design values for the extreme temperature range shall be at least $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ for the standard SWT classes.

6.4.3.3 Lightning

The provisions of lightning protection required in 10.5 may be considered as adequate for wind turbines in the standard SWT classes.

6.4.3.4 Ice

No ice requirements are given for the standard SWT classes.

In case the manufacturer wants to include ice loading in their design load estimation, a minimum of 30 mm layer of ice with a density of 900 kg/m^3 on all exposed areas is recommended. This static ice load would then be combined with the drag loads on the parked turbine system at $3V_{\text{ave}}$. Ice loads on the support structure including guy wires should be considered in the design loads of the support structure.

6.4.3.5 Earthquakes

No minimum earthquake requirements are given for the standard SWT classes.

6.5 Conditions de charge électrique

6.5.1 Généralités

Les conditions électriques qui doivent être pris en compte lors de la conception dépendent de l'utilisation de la turbine.

6.5.2 Concernant les éoliennes connectées au réseau électrique

6.5.2.1 Conditions électriques normales

Les conditions normales, au niveau des bornes des éoliennes, devant être prises en compte lors de la conception sont listées ci-dessous. Les conditions normales, relatives au réseau électrique, s'appliquent lorsque les paramètres suivants sont compris dans les plages indiquées ci-dessous.

- Tension
Valeur nominale (conformément à la CEI 60038) ± 10 %;
- Fréquence
Valeur nominale ± 2 %;
- Déséquilibre de tension
Le rapport de la composante inverse de tension vis-à-vis de la composante directe ne pourra être supérieur à 2 %;
- Cycles de refermeture automatique
Les périodes cycliques de refermeture automatique de 0,2 s à 5,0 s pour la première refermeture et de 10 s à 90 s pour une seconde refermeture; et
- Défaillances électriques
Les défaillances du réseau électrique sont supposées se produire 20 fois par an. Une indisponibilité allant jusqu'à 24 h doit être considérée comme un état normal.

6.5.2.2 Conditions électriques extrêmes

Au moins les conditions extrêmes de réseau électrique suivantes au niveau des bornes d'une éolienne doivent être prises en compte dans la conception:

- tension – écarts de ± 20 % par rapport à la valeur nominale;
- fréquence – valeur nominale ± 10 %;
- déséquilibres de tension de 15 %;
- défaillances symétriques et asymétriques; et
- défaillances électriques – une défaillance électrique jusqu'à 1 semaine doit être considérée comme une condition extrême.

6.5.3 Concernant les éoliennes non connectées au réseau électrique

6.5.3.1 Éolienne à chargement de batteries

La turbine doit pouvoir fonctionner sur toute la plage de tensions de batteries indiquée ci-dessous:

- plage de tension -15 % ou $+30$ % de tension nominale (exemple 12 V, 24 V, 36 V, etc.); ou
- 5 % au-delà et en deçà respectivement des seuils de réglage supérieurs et inférieurs du contrôleur de charge.

6.5 Electrical load conditions

6.5.1 General

The electrical conditions which need to be considered in the design depend on the application of the turbine.

6.5.2 For turbines connected to the electrical power network

6.5.2.1 Normal electrical conditions

The normal conditions at the wind turbine terminals to be considered in design are listed below. Normal electrical power network conditions apply when the following parameters fall within the ranges stated below:

- Voltage
Nominal value (according to IEC 60038) $\pm 10\%$;
- Frequency
Nominal value $\pm 2\%$;
- Voltage imbalance
The ratio of the negative-sequence component of voltage to the positive-sequence component will not exceed 2% ;
- Auto-reclosing cycles
Auto-reclosing cycle periods of 0,2 s to 5,0 s for the first reclosure and 10 s to 90 s for a second reclosure; and
- Outages
Electrical network outages shall be assumed to occur 20 times per year. An outage of up to 24 h shall be considered a normal condition.

6.5.2.2 Extreme electrical conditions

At least the following extreme electrical power network conditions at the wind turbine terminals shall be considered in the design:

- voltage – deviations from nominal value of $\pm 20\%$;
- frequency – nominal value $\pm 10\%$;
- voltage imbalances of 15% ;
- symmetrical and unsymmetrical faults; and
- outages – an outage of up to 1 week shall be considered an extreme condition.

6.5.3 For turbines not connected to the electrical power network

6.5.3.1 Battery-charging turbine

The turbine shall be able to operate over the full range of battery voltages listed below:

- voltage range -15% or $+30\%$ of nominal voltage (example 12 V, 24 V, 36 V, etc.); or
- 5% beyond upper and lower settings of charge controller.

6.5.3.2 Réseau local

Les éoliennes connectées à un réseau local et non pas à un important réseau électrique sont susceptibles de rencontrer des variations plus importantes en tension et en fréquence. L'aérogénérateur doit être en mesure de fonctionner selon les contraintes suivantes:

- tension: écart de 15 % par rapport aux valeurs nominales; et
- fréquence: nominale ± 5 Hz.

7 Conception de la structure

7.1 Généralités

La conception de la structure de l'éolienne doit être basée sur la vérification de l'intégrité structurelle des composants situés dans la ligne des charges critiques allant des pales du rotor aux fondations. La résistance ultime et à la fatigue des parties structurelles doit être vérifiée par des calculs et/ou des essais afin de déterminer l'intégrité structurelle d'un PAG avec le niveau de sécurité approprié.

L'analyse de la structure doit être basée, selon l'applicabilité, sur l'ISO 2394 ou une norme équivalente.

7.2 Méthodologie de conception

Il doit être vérifié que les états-limites ne dépassent pas ceux de conception de l'éolienne.

Il existe trois façons de déterminer les charges de calcul de l'éolienne:

- équations de charge simplifiées (7.4);
- modélisation aéroélastique (7.5), et
- essais de charges mécaniques (7.6).

7.3 Charges et hypothèses de charge

Les types de charges suivants doivent être pris en compte.

7.3.1 Charges de vibration, d'inertie et de gravité

Les charges inertielles et gravitationnelles sont des charges statiques et dynamiques agissant sur le PAG, lesquelles résultent de l'inertie, de l'effort gyroscopique, de la vibration, de la rotation, de la gravité et de l'activité sismique (ou du mouvement de la structure support telle que des bateaux, etc.).

Il convient de prêter attention à l'excitation des fréquences naturelles de l'aérogénérateur.

7.3.2 Charges aérodynamiques

Les charges aérodynamiques sont des charges statiques et dynamiques provoquées par le flux de l'air et son interaction avec les pièces fixes et mobiles du PAG. Le flux de l'air doit être considéré comme dépendant de la vitesse de rotation du rotor, de la vitesse du vent à travers le plan du rotor, de la turbulence, de la densité de l'air et des formes aérodynamiques des composants de l'éolienne et de leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.

6.5.3.2 Local grid

Turbines connected to a local grid thus not connected to a large electrical network will be expected to encounter larger variations in voltage and frequency. The turbine system shall be able to operate within the following constraints:

- voltage: deviation from nominal values of $\pm 15\%$; and
- frequency: nominal ± 5 Hz.

7 Structural design

7.1 General

Wind turbine structural design shall be based on verification of the structural integrity of the components in the critical load paths from the rotor blades to the foundation. The ultimate and fatigue strength of structural members shall be verified by calculations and/or tests to determine the structural integrity of a SWT with the appropriate safety level.

The structural analysis shall be based on ISO 2394 or equivalent, where applicable.

7.2 Design methodology

It shall be verified that the limit states are not exceeded for the wind turbine design.

There are three ways given to determine the design loads for the turbine:

- simplified load equations (7.4);
- aeroelastic modelling (7.5); and
- mechanical loads testing (7.6).

7.3 Loads and load cases

The following types of loads shall be considered.

7.3.1 Vibration, inertial and gravitational loads

Inertial and gravitational loads are static and dynamic loads acting on the SWT resulting from inertia, gyroscopic, vibration, rotation, gravity and seismic activity (or motion of the support structure such as boats, etc.).

Attention should be paid to excitation of the natural frequencies of the turbine system.

7.3.2 Aerodynamic loads

Aerodynamic loads are static and dynamic loads, which are caused by the airflow and its interaction with the stationary and moving parts of the SWT. The airflow shall be considered to be dependant upon the rotational speed of the rotor, the wind speed across the rotor plane, turbulence, the density of the air, and the aerodynamic shapes of the wind turbine components and their interactive effects, including aeroelastic effects.

7.3.3 Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles sont issues du fonctionnement et de la commande de l'aérogénérateur. Les charges opérationnelles peuvent être provoquées par l'orientation, le freinage, l'effacement du rotor, le calage, le raccordement au réseau, etc.

7.3.4 Autres charges

Toutes les charges susceptibles de survenir en raison d'environnements de fonctionnement spéciaux spécifiés par le fabricant doivent également être considérées (par exemple les charges d'onde, les charges de sillage, les charges de gel ainsi que les charges inhérentes au transport, à l'assemblage, à la maintenance et aux réparations, etc.).

7.3.5 Hypothèses de charge

Au titre de la conception, la durée de vie d'un PAG peut être représentée par un ensemble de situations de conception couvrant les conditions les plus vraisemblables que l'aérogénérateur peut subir.

Les hypothèses de charge doivent être déterminées à partir de la combinaison de l'assemblage spécifique, du levage, de la maintenance et des modes de fonctionnement ou des situations conceptuelles avec les conditions externes. Toutes les hypothèses de charge pertinentes avec une probabilité raisonnable de survenance doivent être prises en compte avec le comportement du système de commande et de protection.

En règle générale, les hypothèses de charge de calcul utilisées pour déterminer l'intégrité structurelle d'un aérogénérateur peuvent être calculées à partir des combinaisons suivantes:

- fonctionnement de l'éolienne sans panne et à des conditions externes normales;
- fonctionnement de l'éolienne sans panne et à des conditions externes extrêmes;
- fonctionnement de l'éolienne avec panne et à des conditions externes appropriées; et
- les situations de conception inhérentes au transport, à l'installation et à la maintenance et les conditions externes appropriées.

S'il existe une corrélation significative entre une condition externe extrême et une situation défaillante, une combinaison réaliste des deux doit être considérée comme une hypothèse de charge de calcul.

Au sein de chaque situation de conception, plusieurs hypothèses de charge de calcul doivent être considérées afin de vérifier l'intégrité structurelle des composants du PAG. Les hypothèses de charge de calcul du Tableau 2 ou Tableau 4 doivent au moins être prises en compte. Dans ces Tableaux, les hypothèses de charge de calcul sont spécifiées pour chaque situation de conception par la description des conditions de vent, des conditions électriques et d'autres conditions externes.

S'il existe des endroits où le système de commande et de protection ne surveille pas ni ne limite certains paramètres de l'éolienne, ces endroits doivent pris en compte dans les hypothèses de charge. Des exemples de ces paramètres sont:

- le vrillage des câbles;
- les vibrations;
- la vitesse du rotor; et
- le flottement.

7.3.3 Operational loads

Operational loads result from the operation and control of the turbine system. Operational loads can be caused by yawing, braking, furling, pitching, grid connection, etc.

7.3.4 Other loads

All loads that may occur due to special operating environments specified by the manufacturer shall also be considered (for example wave loads, wake loads, ice loads, transport, assembly, maintenance and repair loads, etc).

7.3.5 Load cases

For design purposes, the life of a SWT can be represented by a set of design situations covering the most significant conditions which the turbine may experience.

The load cases shall be determined from the combination of specific assembly, erection, maintenance, and operational modes or design situations with the external conditions. All relevant load cases with a reasonable probability of occurrence shall be considered, together with the behaviour of the control and protection system.

Generally, the design load cases used to determine the structural integrity of a SWT may be calculated from the following combinations:

- turbine operation without fault and with normal external conditions;
- turbine operation without fault and with extreme external conditions;
- turbine operation with fault and appropriate external conditions; and
- transportation, installation and maintenance design situations and appropriate external conditions.

If a significant correlation exists between an extreme external condition and a fault situation, a realistic combination of the two shall be considered as a design load case.

Within each design situation, several design load cases shall be considered to verify the structural integrity of SWT components. As a minimum, the design load cases in Table 2 or Table 4 shall be considered. In those tables, the design load cases are specified for each design situation by the description of the wind, electrical and other external conditions.

Where the control and protection system does not monitor and limit certain turbine parameters, this shall be taken into account in the load cases. Examples of such parameters are:

- cable twist;
- vibrations;
- rotor speed; and
- flutter.

7.4 Modèle de charge simplifiée

7.4.1 Généralités

Pour certaines configurations d'éolienne, les charges peuvent être dérivées à l'aide d'équations conservatives simples, pour un ensemble limité d'hypothèses de charge. L'Annexe F offre des informations détaillées sur ces équations. Si la configuration de l'éolienne ne répond pas à ces exigences de configuration, les équations simples ne peuvent pas être utilisées, mais plutôt une modélisation aéroélastique (7.5) ou des mesures de charge doivent être employées (7.6).

Les configurations d'éolienne qui sont capables d'utiliser les équations simples doivent satisfaire à l'ensemble des exigences suivantes:

- axe horizontal;
- rotor d'éolienne bipale ou multipale;
- pales en porte à faux; et
- moyeu rigide (pas de moyeu à balancier ou articulé).

La configuration de l'éolienne peut utiliser un rotor à empennage ou auto-orientable; il peut fonctionner à vitesse variable ou constante; il peut posséder un mécanisme actif ou passif de contrôle du pas, ainsi qu'un pas fixe; et il peut s'effacer selon l'axe vertical, horizontal, ou intermédiaire ou ne pas présenter ce dispositif.

Le modèle de charge simplifiée, tel que décrit dans ce paragraphe, emploie des paramètres d'entrée qui, à l'exception de la vitesse d'orientation maximale, doivent être déterminés comme décrit en 9.2. Ces paramètres sont:

- la vitesse de rotation de conception, n_{design} ;
- la vitesse du vent de conception, V_{design} ;
- le couple d'arbre de conception, Q_{design} ;
- la vitesse d'orientation maximale, $\omega_{\text{yaw,max}}$; et
- la vitesse de rotation maximale, n_{max} .

Par ailleurs, le rapport de vitesse de conception en extrémité de pale est défini comme suit:

$$\lambda = \frac{V_{\text{tip}}}{V_{\text{hub}}} = \frac{\omega R}{V_{\text{hub}}} \Rightarrow \lambda_{\text{design}} = \frac{R}{V_{\text{design}}} \frac{\pi n_{\text{design}}}{30} \quad (19)$$

$$\omega_n = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30} \quad (20)$$

Les hypothèses de charge pour les calculs de charge simplifiés sont résumées au Tableau 2. Les composants de charge pour les calculs de charge simplifiés figurent dans chaque paragraphe abordant l'hypothèse de charge.

Pour chaque situation de conception, le type d'analyse approprié est indiqué par «F» et «U» dans le Tableau 2. F se rapporte à l'analyse des charges dues à la fatigue, à employer dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. U se rapporte à l'analyse des charges ultimes telle que l'analyse du dépassement de la résistance maximale du matériau, l'analyse de déviation de l'extrémité de pale et l'analyse de la stabilité.

7.4 Simplified load model

7.4.1 General

For certain turbine configurations, the loads can be derived using simple, conservative equations for a limited set of load cases. Annex F provides background information for these equations. If the turbine configuration does not meet those configuration requirements, the simple equations cannot be used, instead the alternative aeroelastic modelling (7.5) or load measurements shall be used (7.6).

The turbine configurations that are able to use the simple equations shall meet all of the following requirements:

- horizontal axis;
- 2 or more bladed propeller-type rotor;
- cantilever blades; and
- rigid hub (not teetering or hinged hub).

The turbine configuration may use an upwind or downwind rotor; it may operate at either variable or constant speed; it may have an active or passive pitch mechanism, as well as fixed pitch; and it may furl about vertical, horizontal, or intermediate axes, as well as not furling.

The simplified load model as described in this subclause uses input parameters which, except for the maximum yaw rate, shall be determined as described in 9.2. These parameters are:

- design rotational speed, n_{design} ;
- design wind speed, V_{design} ;
- design shaft torque, Q_{design} ;
- maximum yaw rate, $\omega_{\text{yaw, max}}$; and
- maximum rotational speed, n_{max} .

Further the design tip speed ratio is defined as:

$$\lambda = \frac{V_{\text{tip}}}{V_{\text{hub}}} = \frac{\omega R}{V_{\text{hub}}} \Rightarrow \lambda_{\text{design}} = \frac{R}{V_{\text{design}}} \frac{\pi n_{\text{design}}}{30} \quad (19)$$

$$\omega_n = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30} \quad (20)$$

The load cases for the simplified load calculations are summarised in Table 2. The load components for the simplified load calculations are found in each subclause discussing the load case.

For each design situation, the appropriate type of analysis is stated by “F” and “U” in Table 2. F refers to analysis of fatigue loads, to be used in the assessment of fatigue strength. U refers to the analysis of ultimate loads such as analysis of exceeding the maximum material strength, analysis of tip deflection, and stability analysis.

Tableau 2 – Hypothèses de charges de calcul pour la méthode simplifiée de calcul des charges

Situation de conception	Hypothèses de charge		Flux de vent	Type d'analyse	Remarques
Production d'électricité	A	Fonctionnement normal		F	
	B	Orientation	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	C	Erreur d'orientation	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	D	Poussée maximale	$V_{hub} = 2,5V_{ave}$	U	Rotor tournant mais peut s'effacer ou flotter
Production d'électricité plus survenance de la panne	E	Vitesse de rotation maximale		U	
	F	Court-circuit à la borne côté charge	$V_{hub} = V_{design}$	U	Couple maximal de générateur de court-circuit
Arrêt	G	Arrêt (freinage)	$V_{hub} = V_{design}$	U	
Immobilisation (ralenti ou arrêt)	H	Charge du vent en immobilisation	$V_{hub} = V_{e50}$	U	
Immobilisation et conditions de panne	I	Charge du vent en immobilisation, exposition maximale	$V_{hub} = V_{ef}$	U	L'éolienne est chargée avec l'exposition la moins favorable
Transport, assemblage, maintenance et réparation	J	A indiquer par le fabricant		U	

Les autres hypothèses de charges de calcul en relation avec la sécurité doivent être considérées, si la conception spécifique du PAG le requiert.

7.4.2 Hypothèse de charge A: Fonctionnement normal

La charge de calcul pour un «fonctionnement normal» est une charge de fatigue. L'hypothèse de charge suppose une charge de fatigue à plage constante pour la pale et l'arbre, ces plages sont données ci-dessous. Les amplitudes à considérer dans l'estimation de la fatigue sont des amplitudes crête/crête. Les valeurs moyennes des plages de charge peuvent être ignorées.

Charges de pale:

$$\Delta F_{zB} = 2m_B R_{cog} \omega_{n,design}^2 \quad (21)$$

$$\Delta M_{sB} = \frac{Q_{design}}{B} + 2m_B g R_{cog} \quad (22)$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_{design} Q_{design}}{B} \quad (23)$$

La charge de fatigue exercée sur la pale doit être considérée comme intervenant au niveau de la jonction entre le profil aérodynamique et le pied de pale ou à la jonction du pied de pale et du moyeu, celle des valeurs qui est déterminée pour avoir la plus faible résistance ultime. Les contraintes calculées sont la combinaison de la charge centrifuge (F_{zB}) et des moments de flexion (M_{xB} et M_{yB}).

Table 2 – Design load cases for the simplified load calculation method

Design situation	Load cases		Wind inflow	Type of analysis	Remarks
Power production	A	Normal operation		F	
	B	Yawing	$V_{\text{hub}} = V_{\text{design}}$	U	
	C	Yaw error	$V_{\text{hub}} = V_{\text{design}}$	U	
	D	Maximum thrust	$V_{\text{hub}} = 2,5V_{\text{ave}}$	U	Rotor spinning but could be furling or fluttering
Power production plus occurrence of fault	E	Maximum rotational speed		U	
	F	Short at load connection	$V_{\text{hub}} = V_{\text{design}}$	U	Maximum short-circuit generator torque
Shutdown	G	Shutdown (braking)	$V_{\text{hub}} = V_{\text{design}}$	U	
Parked (idling or standstill)	H	Parked wind loading	$V_{\text{hub}} = V_{\text{e50}}$	U	
Parked and fault conditions	I	Parked wind loading, maximum exposure	$V_{\text{hub}} = V_{\text{ref}}$	U	Turbine is loaded with most unfavourable exposure
Transport, assembly, maintenance and repair	J	To be stated by manufacturer		U	

Other design load cases relevant for safety shall be considered, if required by the specific SWT design.

7.4.2 Load case A: Normal operation

The design load for “normal operation” is a fatigue load. The load case assumes constant range fatigue loading for the blade and shaft, these ranges are given below. The ranges are to be considered in the fatigue assessment as peak-to-peak values. The mean values of the load ranges can be ignored.

Blade loads:

$$\Delta F_{zB} = 2m_B R_{\text{cog}} \omega_{n,\text{design}}^2 \quad (21)$$

$$\Delta M_{sB} = \frac{Q_{\text{design}}}{B} + 2m_B g R_{\text{cog}} \quad (22)$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_{\text{design}} Q_{\text{design}}}{B} \quad (23)$$

The fatigue loading on the blade would be considered to occur at the airfoil – root junction or at the root – hub junction, whichever is determined to have the lowest ultimate strength. The calculated stresses are the combination of the centrifugal loading (F_{zB}) and the bending moments (M_{xB} and M_{yB}).

Charges de l'arbre:

$$\Delta F_{x\text{-shaft}} = \frac{3}{2} \frac{\lambda_{\text{design}} Q_{\text{design}}}{R} \quad (24)$$

$$\Delta M_{x\text{-shaft}} = Q_{\text{design}} + 2m_r g e_r \quad (25)$$

$$\Delta M_{\text{shaft}} = 2m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (26)$$

où $e_r = 0,005R$, sauf si, dans les documents de conception, il peut être prouvé qu'une valeur plus faible est raisonnable.

La charge de fatigue exercée sur l'arbre du rotor doit être prise en compte au niveau de l'arbre du rotor, au premier palier (le plus proche du rotor). La plage de contrainte doit être calculée à partir de la combinaison de la charge de poussée ($F_{x\text{-shaft}}$), du moment de torsion ($M_{x\text{-shaft}}$) et du moment de flexion (M_{shaft}).

7.4.3 Hypothèse de charge B: Orientation

Concernant cette hypothèse de charge, les charges ultimes (forces et moments gyroscopiques) doivent être calculées en estimant que le maximum se produit pour la vitesse d'orientation $\omega_{\text{yaw,max}}$ avec n_{design} .

Pour un système d'orientation passif, la vitesse d'orientation maximale est donnée par l'équation suivante:

$$\omega_{\text{yaw,max}} = 3 - 0,01 (\pi R^2 - 2) \quad (27)$$

Pour toutes les éoliennes ayant une surface balayée inférieure à 2 m², la vitesse d'orientation maximale doit être de 3 rad/s.

Pour un système d'orientation actif, la vitesse d'orientation maximale doit être déterminée par une prise de mesures en vent calme. Si la vitesse d'orientation maximale est sensée survenir dans des conditions spéciales telles que l'orientation d'urgence à une vitesse plus élevée, la vitesse du dispositif d'orientation actif doit être mesurée dans ces conditions.

Les charges dues au moment de flexion M_{yB} exercées sur la pale et au moment de flexion de l'arbre M_{shaft} doivent être calculées à l'aide des équations suivantes:

$$M_{yB} = m_B \omega_{\text{yaw}}^2 L_{rt} R_{\text{cog}} + 2\omega_{\text{yaw}} I_B \omega_n + \frac{R}{9} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (28)$$

$\Delta F_{x\text{-shaft}}$ est donné par l'équation 24.

Pour l'arbre, les charges dépendent du nombre de pales.

Concernant un rotor bipale:

$$M_{\text{shaft}} = 4\omega_{\text{yaw}} \omega_n I_B + m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (29)$$

Shaft loads:

$$\Delta F_{x\text{-shaft}} = \frac{3}{2} \frac{\lambda_{\text{design}} Q_{\text{design}}}{R} \quad (24)$$

$$\Delta M_{x\text{-shaft}} = Q_{\text{design}} + 2m_r g e_r \quad (25)$$

$$\Delta M_{\text{shaft}} = 2m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (26)$$

where $e_r = 0,005R$, unless through design documents it can be proven that a lower value is reasonable.

The fatigue load on the rotor shaft shall be considered at the rotor shaft at the first bearing (nearest to the rotor). The range of the stress shall be calculated from the combination of the thrust loading ($F_{x\text{-shaft}}$), the torsion moment ($M_{x\text{-shaft}}$) and the bending moment (M_{shaft}).

7.4.3 Load Case B: Yawing

For this load case, the ultimate loads (gyroscopic forces and moments) shall be calculated assuming the maximum yaw speed $\omega_{\text{yaw,max}}$ occurring with n_{design} .

For a passive yaw system, the maximum yaw rate is given by the following equation:

$$\omega_{\text{yaw,max}} = 3 - 0,01(\pi R^2 - 2) \quad (27)$$

For all turbines with a swept rotor area of less than 2 m², the maximum yaw rate shall be 3 rad/s.

For an active yaw system, the maximum yaw rate shall be determined by measurement in calm winds. If the maximum yaw rate is expected to occur under special conditions such as emergency yawing at higher rate, the active yaw rate shall be measured under those conditions.

The loads due to the bending moment M_{yB} on the blade and the shaft bending moment M_{shaft} shall be calculated using the following equations:

$$M_{yB} = m_B \omega_{\text{yaw}}^2 L_{rt} R_{\text{cog}} + 2\omega_{\text{yaw}} I_B \omega_n + \frac{R}{9} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (28)$$

$\Delta F_{x\text{-shaft}}$ is given by equation 24.

For the shaft, the loads are dependent on the number of blades.

For a two bladed rotor:

$$M_{\text{shaft}} = 4\omega_{\text{yaw}} \omega_n I_B + m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (29)$$

Concernant un rotor tripale ou multipale:

$$M_{\text{shaft}} = B\omega_{\text{yaw}}\omega_n I_B + m_r g L_{\text{rb}} + \frac{R}{6} \Delta F_{\text{x-shaft}} \quad (30)$$

7.4.4 Hypothèse de charge C: Erreur d'orientation

Toutes les éoliennes fonctionnent avec un certain niveau d'erreur d'orientation. Dans la présente hypothèse de charge, une erreur d'orientation de 30° est supposée.

Le moment de flexion par volet provoqué par l'erreur d'orientation est donné par l'équation (31).

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \rho A_{\text{proj},B} C_{l,\text{max}} R^3 \omega_{n,\text{design}}^2 \left[1 + \frac{4}{3\lambda_{\text{design}}} + \left(\frac{1}{\lambda_{\text{design}}} \right)^2 \right] \quad (31)$$

Si aucune donnée n'est disponible à propos du coefficient de portance maximal, $C_{l,\text{max}}$, une valeur de 2,0 doit être utilisée.

7.4.5 Hypothèse de charge D: Poussée maximale

Le PAG peut être exposé à des poussées axiales élevées au niveau du rotor. La poussée axiale agit parallèlement à l'arbre du rotor et présente une valeur maximale donnée par:

$$F_{\text{x-shaft}} = C_T 3,125 \rho v_{\text{ave}}^2 \pi R^2 \quad (32)$$

où C_T est le coefficient de poussée, égal à 0,5.

7.4.6 Hypothèse de charge E: Vitesse de rotation maximale

La charge centrifuge présente au niveau du pied de la pale F_{zB} et le moment de flexion de l'arbre M_{shaft} dû à la charge centrifuge et un déséquilibre du rotor doivent être calculés à partir des équations ci-dessous. La vitesse maximale admissible du rotor $\omega_{n,\text{max}} = (\pi/30) n_{\text{max}}$ doit être dérivée de mesures comme décrit en 9.2.4.

$$F_{zB} = m_B \omega_{n,\text{max}}^2 R_{\text{cog}} \quad (33)$$

$$M_{\text{shaft}} = m_r g L_{\text{rb}} + m_r e_r \omega_{n,\text{max}}^2 L_{\text{rb}} \quad (34)$$

7.4.7 Hypothèse de charge F: Court-circuit à la borne côté charge

En cas de court-circuit direct à la sortie du PAG ou de court-circuit interne au niveau du générateur, un moment élevé est créé par rapport à l'arbre du rotor en raison du couple de court-circuit de l'alternateur. En l'absence de valeurs s'avérant plus précises, il convient de prendre le double de Q_{design} comme couple de court-circuit agissant sur l'arbre du générateur.

$$M_{\text{x-shaft}} = G Q_{\text{design}} \quad (35)$$

En l'absence de valeurs s'avérant plus précises, G doit être égal à 2,0.

$$M_{xB} = \frac{M_{\text{x-shaft}}}{B} \quad (36)$$

For a three or more bladed rotor:

$$M_{\text{shaft}} = B\omega_{\text{yaw}}\omega_n I_B + m_r g L_{\text{rb}} + \frac{R}{6} \Delta F_{\text{x-shaft}} \quad (30)$$

7.4.4 Load case C: Yaw error

All turbines operate with a certain yaw error. In this load case, a yaw error of 30° is assumed.

The flapwise bending moment caused by the yaw error is given by equation (31)

$$M_{\text{yB}} = \frac{1}{8} \rho A_{\text{proj,B}} C_{l,\text{max}} R^3 \omega_{n,\text{design}}^2 \left[1 + \frac{4}{3\lambda_{\text{design}}} + \left(\frac{1}{\lambda_{\text{design}}} \right)^2 \right] \quad (31)$$

If no data is available on the maximum lift coefficient, $C_{l,\text{max}}$, a value of 2,0 shall be used.

7.4.5 Load case D: Maximum thrust

The SWT can be exposed to high thrust loads on the rotor. The thrust load acts parallel to the rotor shaft and has a maximum value given by:

$$F_{\text{x-shaft}} = C_T 3,125 \rho V_{\text{ave}}^2 \pi R^2 \quad (32)$$

where C_T is the thrust coefficient, equal to 0,5.

7.4.6 Load case E: Maximum rotational speed

The centrifugal load in the blade root F_{zB} and the shaft bending moment M_{shaft} due to centrifugal load and rotor unbalance shall be calculated from equations below. The maximum possible rotor speed $\omega_{n,\text{max}} = (\pi/30) n_{\text{max}}$ shall be derived by measurements as described in 9.2.4.

$$F_{\text{zB}} = m_B \omega_{n,\text{max}}^2 R_{\text{cog}} \quad (33)$$

$$M_{\text{shaft}} = m_r g L_{\text{rb}} + m_r e_r \omega_{n,\text{max}}^2 L_{\text{rb}} \quad (34)$$

7.4.7 Load case F: Short at load connection

In the case of a direct electrical short at the output of the SWT or internal short in the generator, a high moment is created about the rotor shaft due to the short circuit torque of the alternator. In the absence of any values proven to be more accurate, two times the Q_{design} is to be taken as the short circuit torque acting on the generator shaft.

$$M_{\text{x-shaft}} = G Q_{\text{design}} \quad (35)$$

In the absence of any values proven to be more accurate, G shall be 2,0.

$$M_{\text{xB}} = \frac{M_{\text{x-shaft}}}{B} \quad (36)$$

7.4.8 Hypothèse de charge G: Arrêt (freinage)

Dans le cas d'éoliennes avec système de freinage mécanique ou électrique sur l'arbre d'entraînement, le moment de freinage peut être supérieur au moment moteur maximal. Dans ces cas, le moment de freinage M_{brake} évalué par essai ou calcul doit être utilisé dans les calculs de conception du PAG. Le couple d'arbre maximal est supposé être égal au couple de freinage plus le couple de conception (supposant ainsi que le frein est appliqué pendant que le générateur fournit encore le couple de conception).

$$M_{\text{x-shaft}} = M_{\text{brake}} + Q_{\text{design}} \quad (37)$$

M_{brake} doit être multiplié par le rapport de multiplication si le frein est appliqué sur l'arbre à grande vitesse.

La charge de la pale lors de l'arrêt est supposée être déterminée par le couple d'arbre et la masse de la pale. On obtient ainsi:

$$M_{\text{xB}} = \frac{M_{\text{x-shaft}}}{B} + m_{\text{B}} g R_{\text{cog}} \quad (38)$$

où $M_{\text{x-shaft}}$ est couple d'arbre comme calculé à l'équation (37).

Si l'éolienne présente un multiplicateur et un frein d'arbre à grande vitesse, il convient d'augmenter le couple d'arbre calculé dans l'équation (37) pour représenter la dynamique de la transmission. En l'absence de valeurs s'avérant plus précises, le couple d'arbre doit être multiplié par un facteur de deux.

7.4.9 Hypothèse de charge H: Charge du vent en immobilisation

Dans cette hypothèse de charge, l'éolienne est immobilisée de façon normale. Les charges exercées sur les parties exposées du PAG doivent être calculées en supposant la vitesse du vent de V_{e50} , voir 6.3.3.2.

Concernant les éoliennes qui seront immobilisées, le moment de flexion du pied de pale en dehors du plan est dominé par la traînée et est défini ainsi:

$$M_{\text{yB}} = C_{\text{d}} \frac{1}{4} \rho V_{\text{e50}}^2 A_{\text{proj,B}} R \quad (39)$$

où

C_{d} est le coefficient de traînée et doit être pris comme 1,5; et

$A_{\text{proj,B}}$ est la surface plane de la pale.

Pour les éoliennes dont le rotor tourne à V_{e50} , on peut s'attendre à ce que sur quelques endroits situés sur le rotor $C_{\text{l,max}}$ survienne sur une des pales à cause des variations de la direction du vent. Ainsi, le moment de flexion au pied de la pale est:

$$M_{\text{yB}} = C_{\text{l,max}} \frac{1}{6} \rho V_{\text{e50}}^2 A_{\text{proj,B}} R \quad (40)$$

Si aucune donnée n'est disponible à propos de $C_{\text{l,max}}$, une valeur de 2,0 doit être utilisée.

Concernant la poussée axiale:

Pour un rotor immobilisé, la poussée axiale de l'arbre est calculée comme indiqué par l'équation (41).

7.4.8 Load case G: Shutdown (braking)

In the case of wind turbines with a mechanical or electrical braking system in the drive train, the braking moment can be greater than the maximum driving moment. In these cases, the braking moment M_{brake} , derived from testing or calculations, shall be used in the design calculations of the SWT. The maximum shaft torque is assumed to be equal to the brake plus the design torque (thus assuming that the brake is applied while the generator still delivers design torque).

$$M_{\text{x-shaft}} = M_{\text{brake}} + Q_{\text{design}} \quad (37)$$

M_{brake} shall be multiplied by the gearbox ratio if the brake is on the high speed shaft.

The blade load during shutdown is assumed to be determined by the shaft torque and blade mass. Thus being:

$$M_{\text{xB}} = \frac{M_{\text{x-shaft}}}{B} + m_{\text{B}} g R_{\text{cog}} \quad (38)$$

where $M_{\text{x-shaft}}$ is the shaft torque as calculated in equation (37).

If the turbine has a gearbox and a high-speed shaft brake, the shaft torque calculated in equation (37) should be increased to account for drive train dynamics. In the absence of any proven more accurate values, the shaft torque shall be multiplied by a factor of two.

7.4.9 Load case H: Parked wind loading

In this load case, the wind turbine is parked in the normal way. The loads on the exposed parts of the SWT shall be calculated assuming wind speed of V_{e50} found in 6.3.3.2.

For turbines which will be parked, the out of plane blade root bending moment is dominated by drag and thus defined as:

$$M_{\text{yB}} = C_{\text{d}} \frac{1}{4} \rho V_{\text{e50}}^2 A_{\text{proj,B}} R \quad (39)$$

where

C_{d} is the drag coefficient and shall be taken as 1,5; and

$A_{\text{proj,B}}$ is the planform area of the blade.

For turbines that have their rotor spinning at V_{e50} , it is expected that, at some location on the rotor $C_{\text{l,max}}$ will occur on one of the blades due to variations in wind direction. Thus the blade root bending moment is:

$$M_{\text{yB}} = C_{\text{l,max}} \frac{1}{6} \rho V_{\text{e50}}^2 A_{\text{proj,B}} R \quad (40)$$

If no data is available on $C_{\text{l,max}}$ a value of 2,0 shall be used.

For the thrust load:

For a parked rotor the shaft thrust load is calculated as given by equation (41).

$$F_{x\text{-shaft}} = B \times C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj},B} \quad (41)$$

Pour un rotor tournant, la force de poussée est donnée par:

$$F_{x\text{-shaft}} = 0,17 B A_{\text{proj},B} \lambda_{e50}^2 \rho V_{e50}^2 \quad (42)$$

où λ_{e50} est le rapport de vitesse périphérique à V_{e50} , lequel peut, s'il n'est pas connu, être estimé par:

$$\lambda_{e50} = \frac{\eta_{\max} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (43)$$

Le moment de flexion maximal du mât doit être calculé à l'aide de la force de poussée calculée par l'une des équations (41) ou (42) (en fonction de la conception de l'éolienne). La force de traînée ou la portance exercée sur le mât et la nacelle doivent également être prises en compte. L'équation (44) doit être utilisée pour calculer ces forces. Pour les mâts indépendants, le moment de flexion maximal apparaîtra à la base du mât. Pour les mâts haubanés, le moment de flexion maximal apparaîtra au niveau de la fixation des haubans supérieurs.

La charge de chaque composant est donnée par:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj}} \quad (44)$$

où

C_f est le coefficient de force (voir Tableau 3); et

A_{proj} est la surface de l'élément projetée sur un plan perpendiculaire à la direction du vent.

A partir des charges exercées sur les composants individuels, les charges relatives à la pale, à l'arbre et au mât doivent être calculées.

7.4.10 Hypothèse de charge I: Charge du vent en immobilisation, exposition maximale

En cas de panne dans le système d'orientation, le PAG peut être exposé à un vent venant de toutes les directions. Ainsi, au titre de la conception, les forces exercées sur les pales, la nacelle, le mât et l'empennage (selon l'applicabilité) du PAG, doivent être calculées pour l'ensemble des expositions possibles y compris les vents dirigés vers l'avant, sur le côté ou vers l'arrière du rotor.

La charge exercée sur chaque composant est donnée par:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{\text{ref}}^2 A_{\text{proj}} \quad (45)$$

où

C_f est le coefficient de force, qui peut résulter de la portance ou de la traînée; et

A_{proj} est la surface du composant (dans sa position la plus défavorable) appropriée pour le coefficient de force. Pour les corps émoussés (ou non profilés) (par exemple les capots de la nacelle et les parties du mât), la surface doit être la surface projetée sur un plan perpendiculaire à la direction du vent. Pour les formes à profil aérodynamique, la surface doit être plane.

$$F_{x\text{-shaft}} = B \times C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj},B} \quad (41)$$

For a spinning rotor the thrust force is given by:

$$F_{x\text{-shaft}} = 0,17 B A_{\text{proj},B} \lambda_{e50}^2 \rho V_{e50}^2 \quad (42)$$

where λ_{e50} is the tip speed ratio at V_{e50} , which if not known can be estimated by:

$$\lambda_{e50} = \frac{\eta_{\max} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (43)$$

The maximum tower bending moment shall be calculated using the thrust force calculated with either equation (41) or (42) (depending on the turbine design). The drag or lift force on the tower and nacelle need to be taken into account as well. Equation (44) shall be used to calculate those forces. For free standing towers the maximum bending moment will occur at the tower base. For guyed towers, the maximum bending moment will occur at the upper guy wire attachment.

The load for each component is given by:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj}} \quad (44)$$

where

C_f is the force coefficient (see Table 3); and

A_{proj} is the component area projected on to a plane perpendicular to the wind direction.

From the loads on the individual components the blade, shaft and tower loads need to be calculated.

7.4.10 Load case I: Parked wind loading, maximum exposure

In the case of a failure in the yaw mechanism, the SWT can be exposed to the wind from all directions. Thus, for design purposes, the forces on the SWT blades, nacelle, tower, and tail (if applicable) shall be calculated for all possible exposures including winds from the front, side or rear of the rotor.

The load on each component is given by:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{\text{ref}}^2 A_{\text{proj}} \quad (45)$$

where

C_f is the force coefficient, which may result from lift or drag; and

A_{proj} is the component area (in its most unfavourable position) that is appropriate for the force coefficient. For blunt (or bluff) bodies (for example nacelle covers and tower sections), the area shall be the projected area on a plane perpendicular to the wind direction. For airfoil shapes, the area shall be the planform area.

Tableau 3 – Coefficients de force, C_f

						
Longueur caractéristique < 0,1 m	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Longueur caractéristique > 0,1 m	0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0

7.4.11 Hypothèse de charge J: Transport, assemblage, maintenance et réparation

Le constructeur doit tenir compte des charges exercées sur l'aérogénérateur et provoquées par le transport, l'assemblage, l'installation, la maintenance et la réparation du système. Des exemples de ces charges sont:

- les charges gravitationnelles exercées sur l'éolienne lors de son transport dans une position autre qu'à la verticale;
- les charges causées par des outils d'installation spéciaux;
- les charges du vent au cours de l'installation;
- les charges induites par le levage et la pose de l'éolienne sur les fondations;
- les charges exercées sur un mât basculant lors de sa pose, et
- la charge exercée sur une structure de support lors de son escalade.

A titre d'exemple, l'équation destinée à calculer les charges lors de l'inclinaison du mât est indiquée ci-dessous.

$$M_{\text{tower}} = 2 \left(m_{\text{tower top}} + \frac{m_{\text{overhang}}}{2} \right) g L_{\text{lt}} \quad (46)$$

où

M_{tower} est le moment de flexion du mât exercé au niveau de l'attache de l'oreille de levage [Nm];

$m_{\text{tower top}}$ est la masse de la nacelle et du rotor combinés [kg];

m_{overhang} est la masse du mât entre l'oreille de levage et le sommet du mât [kg]; et

L_{lt} est la distance comprise entre l'oreille de levage et le sommet du mât [m].

L'équation (46) repose sur les hypothèses suivantes:

- le facteur d'amplification dynamique est de 2;
- le centre de gravité de l'éolienne se trouve le long de l'axe du rotor; et
- le moment de flexion maximal intervient lorsque le mât est à l'horizontale.

7.5 Modélisation aéroélastique

7.5.1 Généralités

Dans le cas où les charges de calcul sont déterminées par modélisation aéroélastique, les hypothèses de charge de calcul (DLC) de ce paragraphe doivent être prises en compte. Un ensemble minimum des hypothèses de charge de calcul est indiqué au Tableau 4. Dans ce Tableau, les hypothèses de charge de calcul sont spécifiées pour chaque situation de conception par la description des conditions de vent, des conditions électriques et d'autres conditions externes. Dans les hypothèses de charge évaluées où une plage de vitesses de vent est donnée, l'hypothèse de charge doit être évaluée sur toute la plage de vitesses du vent afin de s'assurer que la pire charge est identifiée.

Table 3 – Force coefficients, C_f

						
Characteristic length < 0,1 m	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Characteristic length > 0,1 m	0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0

7.4.11 Load case J: Transportation, assembly, maintenance and repair

The manufacturer shall consider loads on the turbine system caused by the transportation, assembly, installation, and maintenance and repair of the system. Examples of such loads are:

- gravity loads on turbine during transportation in other than upright position;
- loads caused by special installation tools;
- wind loads during installation;
- loads introduced by hoisting the turbine onto the foundation;
- loads on a tilt up tower during erection; and
- load on a support structure from climbing it.

As an example, the equation to calculate loads during tower tilt up is given below.

$$M_{\text{tower}} = 2 \left(m_{\text{tower top}} + \frac{m_{\text{overhang}}}{2} \right) g L_{\text{lt}} \quad (46)$$

where

- M_{tower} is the bending moment of the tower at the lifting point attachment [Nm];
- $m_{\text{tower top}}$ is the mass of the nacelle and rotor combined [kg];
- m_{overhang} is the mass of the tower between the lifting point and the tower top [kg]; and
- L_{lt} is the distance between the lifting point and the top of the tower [m].

Equation (46) is based on the following assumptions:

- dynamic amplification factor is 2;
- centre of gravity of turbine is along the rotor axis; and
- maximum bending moment occurs when tower is horizontal.

7.5 Aeroelastic modelling**7.5.1 General**

In case the design loads are determined by aeroelastic modelling, the design load cases (DLC) in this subclause shall be considered. A minimum set of design load cases is given in Table 4. In that table, the design load cases are specified for each design situation by the description of the wind, electrical and other external conditions. In load cases evaluated where a wind speed range is given, the load case shall be evaluated over the entire wind speed range to ensure the worst load is identified.

Les autres hypothèses de charges de calcul en relation avec la sécurité doivent être considérées, si la conception spécifique du PAG le requiert.

Pour chaque situation de conception, le type d'analyse approprié est indiqué par «F» et «U» dans le Tableau 4. F se rapporte à l'analyse des charges dues à la fatigue, à employer dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. U se rapporte à l'analyse des charges ultimes telle que l'analyse du dépassement de la résistance maximale du matériau, l'analyse de déviation de l'extrémité de pale et l'analyse de la stabilité.

Tableau 4 – Ensemble minimum des hypothèses de charge de calcul pour les modèles aéroélastiques

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Autres conditions	Type d'analyse
1) Production électrique	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou $3V_{ave}$		F, U
	1.2	ECD $V_{hub} < V_{design}$		U
	1.3	EOG ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou $3V_{ave}$		U
	1.4	EDC ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou $3V_{ave}$		U
	1.5	ECG $V_{hub} = V_{design}$		U
2) Production d'électricité plus survenance de la panne	2.1	NWP $V_{hub} = V_{design}$ ou V_{out} ou $2,5V_{ave}$	Panne du système de commande	U
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou V_{e1}	Défaillance du système de commande ou de protection	F, U
	2.3	EOG ₁ $V_{in} < V_{out}$ ou $2,5V_{ave}$	Perte du raccordement électrique	U
3) Arrêt normal	3.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
	3.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_{out}$ ou $V_{max,shutdown}$		U
4) Arrêt d'urgence ou manuel	4.1	NTM A indiquer par le fabricant		U
5) Immobilisation (arrêt ou ralenti)	5.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	Perte possible du réseau électrique	U
	5.2	NTM $V_{hub} < 0,7V_{ref}$		F
6) Immobilisation et conditions de panne	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e1}$		U
7) Transport, assemblage, maintenance et réparation	7.1	A indiquer par le fabricant		U

7.5.2 Production d'électricité (DLC 1.1 – 1.5)

Dans ces hypothèses de charge, une éolienne fonctionne et est connectée à la charge électrique. La configuration supposée de l'éolienne doit prendre en compte le balourd du rotor. La masse maximale et les balourds aérodynamiques (par exemple calage de pale et déviations dues à la torsion) spécifiés pour la fabrication du rotor doivent être utilisés dans les calculs inhérents à la conception.

Other design load cases relevant for safety shall be considered, if required by the specific wind turbine design.

For each design situation, the appropriate type of analysis is stated by “F” and “U” in Table 4. F refers to analysis of fatigue loads, to be used in the assessment of fatigue strength. U refers to the analysis of ultimate loads such as analysis of exceeding the maximum material strength, analysis of tip deflection, and stability analysis.

Table 4 – Minimum set of design load cases for aeroelastic models

Design situation	DLC	Wind condition	Other conditions	Type of analysis
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3V_{ave}$		F, U
	1.2	ECD $V_{hub} < V_{design}$		U
	1.3	EOG ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3V_{ave}$		U
	1.4	EDC ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3V_{ave}$		U
	1.5	ECG $V_{hub} = V_{design}$		U
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{hub} = V_{design}$ or V_{out} or $2.5V_{ave}$	Control system fault	U
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or V_{e1}	Control or protection system fault	F, U
	2.3	EOG ₁ $V_{in} < V_{out}$ or $2.5V_{ave}$	Loss of electrical connection	U
3) Normal shut down	3.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
	3.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_{out}$ or $V_{max, shutdown}$		U
4) Emergency or manual shut down	4.1	NTM To be stated by the manufacturer		U
5) Parked (standing still or idling)	5.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	Possible loss of electrical power network	U
	5.2	NTM $V_{hub} < 0,7V_{ref}$		F
6) Parked and fault condition	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e1}$		U
7) Transport, assembly, maintenance and repair	7.1	To be stated by the manufacturer		U

7.5.2 Power production (DLC 1.1 – 1.5)

In these load cases, a wind turbine is running and connected to the electric load. The assumed wind turbine configuration shall take into account rotor imbalance. The maximum mass and aerodynamic imbalances (for example blade pitch and twist deviations) specified for manufacturing the rotor shall be used in the design calculations.

Par ailleurs, les écarts par rapport aux situations de fonctionnement de l'optimum théorique tels que le désalignement d'orientation et les erreurs de traçage du système de commande doivent être pris en compte dans les analyses des charges opérationnelles.

La pire combinaison des conditions doit être supposée dans le calcul, par exemple le changement de direction avec le désalignement d'orientation caractéristique dans l'hypothèse de charge de calcul (DLC) 1.4. L'hypothèse de charge de calcul (DLC) 1.1 intègre les exigences pour des charges résultant de la turbulence atmosphérique. Les DLC 1.2 à 1.5 spécifient des cas transitoires qui ont été retenus comme des événements potentiellement critiques dans la vie d'une éolienne.

7.5.3 Production d'électricité et survenance de panne (DLC 2.1 – 2.3)

Toute panne survenant sur les systèmes de commande ou de protection ou toute défaillance interne du système électrique, importante pour la charge de l'éolienne (telle que le court-circuit du générateur), doit être supposée survenir pendant la production d'électricité. Pour DLC 2.1, la survenance d'une panne dans le système de commande qui est considérée comme un événement normal doit être analysée. La survenance d'une panne dans le système de protection ou le système électrique interne, laquelle ne provoque pas un arrêt immédiat et peut conduire à un dommage important suite à la fatigue, doit être évaluée en DLC 2.2.

Dans l'hypothèse de charge de calcul 2.3, la rafale extrême en fonctionnement sur un an doit être associée à la perte du raccordement électrique.

Pour les éoliennes à contrôle passif, les exemples de défaillances du système de commande sont:

- système d'effacement du rotor défaillant (par exemple empennage bloqué) (si le système d'effacement du rotor ne prouve pas sa durée de vie sûre); et
- système de calage de pale défaillant (si le système de calage de pale ne prouve pas sa durée de vie sûre).

Evaluer l'hypothèse de la fatigue pour toute défaillance de l'aérogénérateur pendant au moins 24 h/an.

7.5.4 Arrêt normal (DLC 3.1 – 3.2)

Cette hypothèse de charge comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne pendant les situations transitoires normales depuis une situation de production d'électricité à un état d'arrêt ou de ralenti. Le nombre de survenances doit être estimé en fonction du comportement du système de commande.

Pour les éoliennes à contrôle passif, il se peut qu'un arrêt automatique n'est pas prévu; dans ces cas, l'hypothèse de charge due à la fatigue peut être ignorée. Pour l'hypothèse de charge 3.2, la vitesse maximale du vent est V_{out} ou $V_{max, shutdown}$.

7.5.5 Arrêt d'urgence ou manuel (DLC 4.1)

Les charges survenant suite à un arrêt d'urgence ou à un arrêt manuel doivent être prises en compte. Les limites de vitesse de vent pour les procédures doivent être prescrites par le fabricant dans le manuel d'utilisation. Au lieu d'utiliser V_{out} , la valeur de la vitesse du vent spécifiée par le fabricant doit être utilisée.

7.5.6 Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 5.1 – 5.2)

Le rotor d'une éolienne immobilisée, qui peut être en arrêt ou en ralenti, doit être considéré avec la condition de vitesse du vent extrême. Ces conditions doivent être soit turbulentes, soit quasi-constantes avec une correction pour les rafales et la réponse dynamique.

In addition, deviations from theoretical optimum operating situations such as yaw misalignment and control system tracking errors shall be taken into account in the analyses of operational loads.

The worst combination of conditions shall be assumed in the calculation, for example direction change with characteristic yaw misalignment in Design Load Case (DLC) 1.4. Design load case 1.1 embodies the requirements for loads resulting from atmospheric turbulence. DLC 1.2 to 1.5 specify transient cases, which have been selected as potentially critical events in the life of a wind turbine.

7.5.3 Power production plus occurrence of fault (DLC 2.1 – 2.3)

Any fault in the control or protection systems, or internal fault in the electrical system significant for wind turbine loading (such as generator short circuit) shall be assumed to occur during power production. For DLC 2.1, the occurrence of a fault in the control system which is considered a normal event shall be analysed. The occurrence of faults in the protection or internal electrical systems, which do not cause an immediate shutdown and thus can lead to significant fatigue damage, shall be evaluated in DLC 2.2.

In design load case 2.3, the one-year extreme operating gust needs to be combined with a loss of electrical connection.

For passively controlled turbines, examples of control system faults are:

- faulted furl system (for example locked tail) (if the furling system is not demonstrated to be safe life); and
- faulted blade pitch system (if the blade pitch system is not demonstrated to be safe life).

Evaluate the fatigue case for any single fault of the turbine system for a minimum of 24 h/year.

7.5.4 Normal shut down (DLC 3.1 – 3.2)

This load case includes all the events resulting in loads on a wind turbine during normal transient situations from a power production situation to a stand still or idling condition. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour.

For passively controlled turbines there might not be an automatic shutdown, in those cases the fatigue load case can be ignored. For load case 3.2, the maximum wind speed is V_{out} or $V_{max, shutdown}$.

7.5.5 Emergency or manual shut down (DLC 4.1)

Loads arising from emergency or manual shut down shall be considered. The wind speed limitations for the procedures shall be prescribed by the manufacturer in the operations manual. Instead of using V_{out} , the wind speed value specified by the manufacturer shall be used.

7.5.6 Parked (stand-still or idling) (DLC 5.1 – 5.2)

The rotor of a parked wind turbine, which may be either in a stand-still or idling condition, shall be considered with the extreme wind speed condition. Those conditions shall be either turbulent or quasi-steady with correction for gusts and dynamic response.

Si un dommage important suite à la fatigue peut se produire sur quelques composants (par exemple suite au poids des pales au ralenti), le nombre escompté d'heures de non-production d'électricité à chaque vitesse du vent appropriée doit également être considéré.

Les effets de la perte du réseau électrique sur une éolienne immobilisée doivent être pris en compte.

Si l'éolienne n'est pas connectée au réseau, la perte de réseau ne doit pas être prise en compte. S'il est probable qu'une défaillance de l'éolienne se produise à des vitesses de vent élevées, il en sera tenu compte dans cette hypothèse de charge de calcul.

7.5.7 Immobilisation et conditions de panne (DLC 6.1)

Les écarts par rapport au comportement normal d'une éolienne immobilisée, résultant de pannes survenant sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne, doivent faire l'objet d'une analyse. Si une toute autre panne que la perte du raccordement au réseau électrique génère des écarts par rapport au comportement normal de l'éolienne immobilisée, les conséquences possibles doivent faire l'objet d'une analyse. Dans l'hypothèse de charge de calcul 6.1, l'état de panne doit être associé au modèle de vitesse du vent extrême (EWM) et à une période de récurrence d'un an. Ces conditions doivent être soit turbulentes, soit quasi-constantes avec une correction pour les rafales et la réponse dynamique.

7.5.8 Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 7.1)

Le fabricant doit tenir compte des charges exercées sur l'aérogénérateur et provoquées par le transport, l'assemblage, l'installation, la maintenance et les réparations du système. Des exemples de ces charges sont:

- les charges gravitationnelles exercées sur l'éolienne lors de son transport dans une position autre qu'à la verticale;
- les charges causées par des outils d'installation spéciaux;
- les charges du vent au cours de l'installation;
- les charges induites par le levage et la pose de l'éolienne sur les fondations;
- les charges exercées sur un mât basculant lors de sa pose; et
- la charge exercée sur une structure de support lors de son escalade.

7.5.9 Calculs de charge

Les charges telles que décrites en 7.3 doivent être prises en compte pour chaque hypothèse de charge de calcul. Si approprié, les éléments suivants doivent également être pris en compte:

- les perturbations du champ éolien en raison de l'éolienne elle-même (vitesse induite par sillage, ombre portée du mât, etc.);
- l'influence du flux tridimensionnel sur les caractéristiques aérodynamiques de la pale (par exemple décrochage aérodynamique tridimensionnel et perte aérodynamique en extrémité de pale);
- les effets aérodynamiques instables;
- la dynamique structurelle et le couplage des modes de vibration;
- les effets aéroélastiques;
- le comportement du système de commande et de protection de l'éolienne.

If significant fatigue damage can occur to some components (for example from weight of idling blades), the expected number of hours of non-power production time at each appropriate wind speed shall also be considered.

The effects of the loss of the electrical power network on a parked wind turbine shall be taken into account.

If the turbine is not grid connected, the loss of grid need not be considered. If it is likely that a turbine fault will occur at high wind speeds, this will be taken into consideration in this design load case.

7.5.7 Parked plus fault conditions (DLC 6.1)

Deviations from the normal behaviour of a parked wind turbine, resulting from faults on the electrical network or in the wind turbine, shall require analysis. If any fault other than a loss of electrical power network produces deviations from the normal behaviour of the wind turbine in parked situations, the possible consequences shall be the subject of analysis. In design load case 6.1, the fault condition shall be combined with the extreme wind speed model (EWM) with a recurrence period of one year. Those conditions shall be either turbulent or quasi-steady with correction for gusts and dynamic response.

7.5.8 Transportation, assembly, maintenance and repair (DLC 7.1)

The manufacturer shall consider loads on the turbine system caused by the transportation, assembly, installation, and maintenance and repair of the system. Examples of such loads are:

- gravity loads on turbine during transportation in other than upright position;
- loads caused by special installation tools;
- wind loads during installation;
- loads introduced by hoisting the turbine onto the foundation;
- loads on a tilt up tower during erection; and
- load on a support structure from climbing it.

7.5.9 Load calculations

Loads as described in 7.3 shall be taken into account for each design load case. Where relevant, the following shall also be taken into account:

- wind field perturbations due to the wind turbine itself (wake-induced velocities, tower shadow etc.);
- the influence of three dimensional flow on the blade aerodynamic characteristics (for example, three dimensional stall and aerodynamic tip loss);
- unsteady aerodynamic effects;
- structural dynamics and the coupling of vibration modes;
- aeroelastic effects; and
- the behaviour of the control and protection system of the wind turbine.

7.6 Mesures de charge

Si les charges de calcul sont dérivées des mesures de charge, il convient de prendre ces mesures de charge dans des conditions aussi proches que possible de celles des hypothèses de charge de calcul décrites en 7.5. L'extrapolation des charges mesurées doit se produire conformément à la CEI 61400-13. D'autres exigences relatives aux mesures de charge figurent en 9.3 et à la CEI 61400-13.

Pour toute hypothèse de charge de calcul de 7.4 ou 7.5, des mesures de charge peuvent être employées à la place de calculs tant que des mesures sont prises dans des conditions similaires à celles spécifiées pour l'hypothèse de charge de calcul.

7.7 Calcul des contraintes

Les contraintes doivent être calculées sur tous les composants porteurs de charge importants. Les contraintes calculées à partir des forces et moments particuliers à une hypothèse de charge doivent être combinées pour obtenir les contraintes équivalentes. Les contraintes équivalentes qui en résultent doivent être comparées aux valeurs de calcul pour les contraintes de matériau.

Dans le calcul des contraintes, on doit tenir compte des aspects suivants:

- des variations de contrainte;
- des concentrations de contrainte;
- de l'amplitude et de la direction des charges résultantes;
- des dimensions de composant et des variations de l'épaisseur du matériau;
- de la rugosité, du traitement de surface du composant;
- du type de charge (flexion, traction, torsion, etc.); et
- du soudage, du moulage, de l'usinage, de la construction à fin grain, etc.

Le Tableau 5 donne des indications pour le calcul des contraintes équivalentes à partir des valeurs unidirectionnelles.

Tableau 5 – Contraintes équivalentes

	Pied de pale circulaire	Pied de pale rectangulaire	Arbre de rotor
Charge axiale	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{x\text{-shaft}} = \frac{F_{x\text{-shaft}}}{A_{\text{shaft}}}$
Flexion	$\sigma_{MB} = \frac{\sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2}}{W_B}$	$\sigma_{MB} = \frac{M_{xB}}{W_{xB}} + \frac{M_{yB}}{W_{yB}}$	$\sigma_{M\text{-shaft}} = \frac{M_{\text{shaft}}}{W_{\text{shaft}}}$
Cisaillement	Négligeable	Négligeable	$\tau_{M\text{-shaft}} = \frac{M_{x\text{-shaft}}}{2W_{\text{shaft}}}$
Mixte (axial + flexion)	$\sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB}$		$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{x\text{-shaft}} + \sigma_{M\text{-shaft}})^2 + 3\tau_{M\text{-shaft}}^2}$

7.6 Load measurements

If the design loads are derived from load measurements, these load measurements should be taken under conditions as close as possible to the design load cases described under 7.5. Extrapolation of measured loads shall occur in compliance with IEC 61400-13. Further requirements on load measurements can be found in 9.3 and IEC 61400-13.

For any of the design load cases in 7.4 or 7.5, load measurements can be used instead of calculations as long as the measurements were taken under similar conditions as the design load case specifies.

7.7 Stress calculation

Stresses shall be calculated on all important load carrying components. The stresses calculated from the individual forces and moments within a design load case shall be combined to find equivalent stresses. The resulting equivalent stresses shall be compared with the design values for material stresses.

In the calculation of stresses, the following shall be taken into account:

- stress variations;
- stress concentrations;
- magnitude and direction of the resulting loads;
- component dimensions and material thickness variations;
- component surface roughness, surface treatment;
- type of loading (bending, tensile, torsion, etc.); and
- welding, casting, machining, and grain construction, etc.

Table 5 gives guidance for the calculation of equivalent stresses from the unidirectional values.

Table 5 – Equivalent stresses

	Circular blade root	Rectangular blade root	Rotor shaft
Axial load	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{x\text{-shaft}} = \frac{F_{x\text{-shaft}}}{A_{\text{shaft}}}$
Bending	$\sigma_{MB} = \frac{\sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2}}{W_B}$	$\sigma_{MB} = \frac{M_{xB}}{W_{xB}} + \frac{M_{yB}}{W_{yB}}$	$\sigma_{M\text{-shaft}} = \frac{M_{\text{shaft}}}{W_{\text{shaft}}}$
Shear	Negligible	Negligible	$\tau_{M\text{-shaft}} = \frac{M_{x\text{-shaft}}}{2W_{\text{shaft}}}$
Combined (axial + bending)	$\sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB}$		$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{x\text{-shaft}} + \sigma_{M\text{-shaft}})^2 + 3\tau_{M\text{-shaft}}^2}$

7.8 Facteurs de sécurité

7.8.1 Facteurs de matériau et exigences

Les facteurs de matériau donnés dans ce paragraphe doivent être appliqués aux propriétés de matériau estimées avec une probabilité de 95 % et des limites de confiance de 95 %. Si les propriétés de matériau sont dérivées pour d'autres probabilités de survie, le facteur de sécurité de matériaux doit être réglé (voir Annexe E).

Pour les résistances, elles peuvent reposer sur une contrainte ou une déformation. Les facteurs suivants doivent être considérés lors de la détermination des propriétés de matériau:

- les matériaux et les configurations de matériau représentatives de la structure en vraie grandeur;
- la méthode de fabrication des échantillons d'essai qui sont typiques de la structure en vraie grandeur;
- les essais statiques, de fatigue, et de charge spectrale (y compris les effets de vitesse);
- les effets environnementaux (par exemple la corrosion, la dégradation UV, l'humidité, la température, etc.); et
- les effets géométriques tels qu'ils modifient les propriétés de matériau (par exemple, l'orientation du matériau pour les pales moulées par injection, des ruptures de couches dans les composites et le bois, l'orientation du matériau à partir du forgeage des métaux, etc.).

Le Tableau 6 recense les facteurs de sécurité partielle pour les matériaux qui doivent être utilisés pour l'analyse de la fatigue et de la résistance ultime. Lorsque les cinq facteurs ci-dessus ont été correctement pris en compte, les facteurs de sécurité partielle minimum pour les matériaux peuvent être utilisés. Cette situation est intitulée «caractérisation complète». Si les propriétés de matériau reposent seulement sur des essais sur éprouvettes et ne tiennent pas compte des facteurs ci-dessus, le facteur de matériau maximal doit être utilisé. Cette situation est intitulée «caractérisation minimale». L'Annexe E fournit des directives destinées à déterminer les facteurs appropriés en fonction de la quantité et du type d'essais de matériau qui ont été réalisés.

Tableau 6 – Facteurs de sécurité partielle pour les matériaux

Conditions	Caractérisation complète	Caractérisation minimale
Résistance à la fatigue	1,25 ^{a)}	10,0 ^{b)}
Résistance ultime	1,1	3,0
^{a)} Le facteur est appliqué aux plages de contraintes comme indiqué à l'équation (48).		
^{b)} Le facteur est appliqué à la résistance ultime mesurée du matériau.		

7.8.2 Facteur de sécurité partielle des charges

Le facteur de sécurité partielle représente l'incertitude dans le processus d'estimation de charge et est donc différent pour chaque méthode de détermination de charges. Le Tableau 7 donne les facteurs de charge à utiliser pour chaque méthode. Un modèle aéroélastique a été vérifié avec des charges mesurées, ainsi le facteur de sécurité partielle pour des charges est le plus bas pour cette méthode de détermination de charges.

7.8 Safety factors

7.8.1 Material factors and requirements

The material factors given in this subclause shall be applied to material properties estimated with a 95 % probability with 95 % confidence limits. If the material properties are derived for other survival probabilities, the safety factor for materials shall be adjusted (see Annex E).

For strengths, these can be on either a stress or a strain basis. The following factors shall be considered when determining the material properties:

- a) materials and material configurations representative of the full-scale structure;
- b) manufacturing method of the test samples that are typical of the full scale structure;
- c) static, fatigue, and spectrum loading testing (including rate effects);
- d) environmental effects (for example corrosion, UV degradation, humidity, temperature etc.); and
- e) geometry effects as they affect material properties (for example material orientation for injection molded blades, ply drops in composites and wood, material orientation from forging of metals, etc.).

Table 6 lists the partial safety factors for materials that shall be used for fatigue and ultimate strength analysis. When the five factors above have been adequately considered, the minimum partial safety factors for materials may be used. This situation is labeled “full characterisation”. If material properties are based solely upon coupon testing and do not consider the above factors, the maximum material factor shall be used. This situation is labeled “minimal characterisation”. Annex E provides guidelines for determining the appropriate factors depending upon the amount and type of material testing that has been completed.

Table 6 – Partial safety factors for materials

Condition	Full characterisation	Minimal characterisation
Fatigue strength	1,25 ^{a)}	10,0 ^{b)}
Ultimate strength	1,1	3,0
^{a)} Factor is applied to the stress ranges as shown in equation (48).		
^{b)} Factor is applied to the measured ultimate strength of the material.		

7.8.2 Partial safety factor for loads

The partial safety factor accounts for the uncertainty in the load estimation process and thus is different for each load determination method. Table 7 gives the load factors to be used for each method. An aeroelastic model has been verified with measured loads, therefore the partial safety factor for loads is lowest for this load determination method.

Tableau 7 – Facteurs de sécurité partielle des charges

Méthode de détermination des charges	Facteur de sécurité pour des charges dues à la fatigue, γ_f	Facteur de sécurité pour des charges ultimes, γ_f
Calcul de charge simplifiée	1,0	3,0
Modélisation aéroélastique avec données de conception (r/min., puissance)	1,0	1,35
Mesures de charge avec extrapolation	1,0	3,0

7.9 Analyse d'état limite

7.9.1 Analyse de la résistance ultime

Pour la résistance ultime, l'exigence de conception à satisfaire est exprimée par l'équation:

$$\sigma_d \leq \frac{f_k}{\gamma_m \gamma_f} \quad (47)$$

où

f_k est la résistance caractéristique du matériau;

γ_m est le facteur de sécurité partielle pour les matériaux; et

γ_f est le facteur de sécurité partielle des charges.

7.9.2 Défaillance suite à la fatigue

Le dommage dû à la fatigue résultant de toutes les hypothèses de charge de fatigue doit être combiné. Les dommages causés par fatigue doivent être estimés à l'aide d'un calcul approprié de dommages occasionnés suite à la fatigue. Par exemple, dans le cas de la règle de Miner, l'état limite est atteint lorsque les dommages cumulés dépassent 1. Ainsi, les dommages cumulés au cours de la vie d'une turbine doivent être inférieurs ou égaux à 1:

$$\text{Dommage} = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_f \gamma_m s_i)} \leq 1,0 \quad (48)$$

où

n_i est le nombre de cycles de fatigue comptés en tranches i du spectre de charge caractéristique, y compris toutes les hypothèse de charge correspondantes;

s_i est le niveau de contrainte (ou de déformation) associé aux cycles comptés en tranches i , y compris les effets de la plage moyenne et de la plage cyclique;

$N(.)$ est le nombre des cycles jusqu'à la défaillance comme fonction de la contrainte (ou déformation) indiquée par l'argument (c'est-à-dire la courbe caractéristique S-N); et

γ_f, γ_m représentent respectivement le facteur de sécurité approprié des charges et des matériaux.

Si le modèle de charge simplifiée (7.4) est utilisé, les plages d'hypothèse de charge A doivent être appliquées pour le nombre de cycles de fatigue indiqué à l'équation (49).

$$n = \frac{B n_{\text{design}} T_d}{60} \quad (49)$$

où T_d est la durée de vie de conception de la turbine en secondes.

Table 7 – Partial safety factors for loads

Load determination method	Safety factor for fatigue loads, γ_f	Safety factor for ultimate loads, γ_f
Simple load calculation	1,0	3,0
Aeroelastic modelling with design data (r.p.m., power)	1,0	1,35
Load measurements with extrapolation	1,0	3,0

7.9 Limit state analysis

7.9.1 Ultimate strength analysis

For ultimate strength, the design requirement to be met is expressed by the equation:

$$\sigma_d \leq \frac{f_k}{\gamma_m \gamma_f} \quad (47)$$

where

f_k is the characteristic material strength;

γ_m is the partial safety factor for materials; and

γ_f is the partial safety factor for loads.

7.9.2 Fatigue failure

The fatigue damage from all fatigue load cases shall be combined. The fatigue damage shall be estimated using an appropriate fatigue damage calculation. For example, in the case of Miner's rule, the limit state is reached when the accumulated damage exceeds 1. So the accumulated damage within the lifetime of a turbine shall be less than or equal to 1:

$$\text{Damage} = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_f \gamma_m s_i)} \leq 1,0 \quad (48)$$

where

n_i is the counted number of fatigue cycles in bin i of the characteristic load spectrum, including all relevant load cases;

s_i is the stress (or strain) level associated with the counted cycles in bin i , including the effects of both mean and cyclic range;

$N(.)$ 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); and

γ_f, γ_m are the appropriate safety factor for loads and materials respectively.

In case the simplified load model (7.4) is used, the ranges of load case A shall be applied for the number of fatigue cycles given in equation (49).

$$n = \frac{B n_{\text{design}} T_d}{60} \quad (49)$$

where T_d is the design life of the turbine in seconds.

Si aucune courbe S-N n'est disponible, l'équation (47) doit être utilisée avec la résistance ultime en tant que résistance caractéristique du matériau. Le facteur de sécurité partielle pour la fatigue et la caractérisation minimale du Tableau 6 ($\gamma_m = 10,0$) doivent ensuite être utilisés.

7.9.3 Analyse de la déviation critique

Il doit être vérifié qu'aucune déviation concernant la sécurité de l'éolienne ne survienne dans les hypothèses de charge de calcul.

Un des aspects les plus importants est de vérifier qu'aucune interférence mécanique ne peut survenir entre la pale et le mât. Aucune partie de la pale ne doit heurter le mât dans n'importe quelle hypothèse de charge de calcul. La déviation maximale de l'extrémité de pale prévue multipliée par le facteur de charge partielle approprié ne doit pas dépasser l'espace à vide situé entre la pale et le mât.

8 Système de protection et d'arrêt

8.1 Généralités

Le PAG doit être conçu afin de conserver tous les paramètres dans le cadre de leurs limites de conception en tenant compte de toutes les hypothèses de charge de calcul. Cela doit être atteint par un système de protection active et/ou passive intégré à la conception. En particulier, des moyens doivent être disponibles afin d'éviter que la vitesse de rotation limite de calcul $n_{\max}$ ne soit dépassée.

8.2 Exigences de fonctionnement du système de protection

Le système de protection doit être conçu pour être à sûreté intégrée (fail-safe). Il doit être possible de protéger le PAG dans tous les cas de défaillance isolée ou de défaut d'une source d'alimentation ou d'un composant à durée de vie limitée du système de commande et de protection. L'essai et/ou l'analyse doit vérifier le comportement de sûreté intégrée du système. Une défaillance du système de commande, du système électrique ou du système de protection ne doit pas permettre à la turbine soit de dépasser la vitesse de rotation $n_{\max}$, soit de passer en un mode de fonctionnement non sûr.

Le système de protection doit être capable de fonctionner d'une manière satisfaisante quand le PAG est sous contrôle manuel ou automatique.

Des mesures doivent être prises pour éviter la modification accidentelle ou non autorisée du système de protection.

8.3 Arrêt manuel

Pour les éoliennes ayant une surface balayée supérieure ou égale à 40 m², il doit exister un bouton/contacteur d'arrêt manuel et des procédures d'arrêt. Le bouton/contacteur d'arrêt manuel doit être prioritaire par rapport au système de commande automatique et aboutit à l'arrêt de la machine immobilisée dans toutes les conditions de fonctionnement normales.

Pour les éoliennes ayant une surface balayée inférieure à 40 m², le bouton/contacteur d'arrêt manuel n'est pas obligatoire, mais des procédures d'arrêt doivent être spécifiées. Pour ces éoliennes, un bouton/contacteur d'arrêt manuel est recommandé.

8.4 Arrêt pour maintenance

Le fabricant doit fournir une méthode sûre d'arrêt du PAG avant d'effectuer les contrôles, la réparation ou la maintenance. La méthode doit inclure la spécification des conditions de vent maximales et d'autres conditions dans lesquelles la procédure peut s'effectuer. Cette vitesse de vent maximale ne doit pas être inférieure à 0,5 V_{ave} .

If no S-N curve is available, equation (47) shall be used with the ultimate strength as the characteristic material strength. The partial safety factor for fatigue and minimal characterisation from Table 6 ($\gamma_m = 10,0$) shall then be used.

7.9.3 Critical deflection analysis

It shall be verified that no deflections affecting the wind turbine's safety occur in the design load cases.

One of the most important considerations is to verify that no mechanical interference between the blade and tower can occur. No part of the blade shall hit the tower under any of the design load cases. The maximum predicted tip deflection multiplied by the appropriate partial load factor shall not exceed the no-load clearance between the blade and the tower.

8 Protection and shutdown system

8.1 General

The SWT shall be designed in order to keep all parameters within their design limits under all design load cases. This shall be achieved through an active and/or passive protection system included in the design. In particular, there shall be means to prevent the rotational speed design limit $n_{\max}$ from being exceeded.

8.2 Functional requirements of the protection system

The protection system shall be designed to be fail-safe. It shall be able to protect the SWT from any single failure or fault in a power source, or in any non-safe-life component within the control- and protection system. Testing and/or analysis shall verify the fail-safe behavior of the system. A failure of the control, power, or protection system shall not allow the turbine to either exceed the $n_{\max}$ rotational speed or go into an unsafe state of operation.

The protection system shall be capable of satisfactory operation when the turbine is under manual or automatic control.

Measures shall be taken to prevent the accidental or unauthorized adjustment of the protection system.

8.3 Manual shutdown

For turbines with a swept area greater than or equal to 40 m², there shall be a manual shutdown button/switch, and shutdown procedures. The manual shutdown button/switch shall override the automatic control system and result in a parked machine for all normal operating conditions.

For turbines with a swept area less than 40 m², the manual stop button/switch is not required, but shutdown procedures shall be specified. For these turbines, a manual stop button/switch is recommended.

8.4 Shutdown for maintenance

The manufacturer shall provide a safe method for shutdown of the SWT before performing inspections, service or maintenance. The method shall include specification of the maximum wind and other conditions under which the procedure may be carried out. This maximum wind speed shall not be less than 0,5 V_{ave} .

Le mouvement du rotor et du dispositif d'orientation doit être arrêté avant d'effectuer des travaux de maintenance. Le fabricant doit fournir des procédures pour mettre la turbine à l'arrêt. L'abaissement d'un petit aérogénérateur sur un mât basculant est une procédure acceptable pour arrêter la turbine. La maintenance des petits aérogénérateurs sur mâts basculants peut être effectuée sur le sol. Si la maintenance est réalisée au sommet du mât, il doit exister un dispositif destiné à empêcher tout mouvement du rotor et du dispositif d'orientation avant que la maintenance ne soit effectuée.

9 Essais

9.1 Généralités

Le présent article décrit les essais disponibles pour les petits aérogénérateurs. En 5.2, une vue d'ensemble indique les essais obligatoires. Les échantillons d'essai doivent être suffisamment représentatifs de la conception du type de PAG ou du composant. Des instruments correctement étalonnés et des fréquences d'échantillonnage appropriées doivent être utilisés.

Pour toutes les mesures où la vitesse du vent est requise, la position de l'anémomètre et le secteur de mesure doivent être conformes à la dernière version de la norme de mesure des performances de puissance, la CEI 61400-12-1.

Les essais doivent faire l'objet d'un rapport avec description complète des méthodes d'essai, des conditions d'essai, des caractéristiques de la machine essayée et des résultats d'essai. La description de la méthode d'essai doit fournir un compte rendu détaillé des procédures de mesure, de l'instrumentation, de l'acquisition et du traitement des données. Les écarts par rapport aux méthodes tels que décrits dans le présent article doivent être documentés.

Les rapports de mesure doivent satisfaire aux exigences de l'ISO/CEI 17025 et des normes appropriées utilisées pour définir les exigences d'essai (par exemple la CEI 61400-12-1 et la CEI 61400-13).

9.2 Essais destinés à vérifier les données de conception

9.2.1 Généralités

Afin de déterminer les données requises pour l'analyse de la charge simplifiée ou vérifier le modèle aéroélastique, un essai doit être effectué afin de déterminer les données de conception suivantes:

- puissance théorique, P_{design} ;
- la vitesse de rotation de conception, n_{design} ;
- le couple d'arbre de conception, Q_{design} ; et
- la vitesse de rotation maximale, n_{max} .

9.2.2 P_{design} , n_{design} , V_{design} et Q_{design}

La vitesse du vent de conception est définie comme étant $1,4 V_{\text{ave}}$. La puissance théorique P_{design} et la vitesse de rotation de conception, n_{design} sont donc le niveau de puissance et la vitesse de rotation à cette vitesse du vent. Afin de déterminer ces paramètres, la vitesse du vent, la production d'électricité et la vitesse de rotation (r/min.) doivent être mesurées à la charge électrique nominale.

Les données mesurées doivent être divisées en tranches de vitesse du vent de 0,5 m/s. Chaque tranche de vitesse du vent de 1 m/s en dessous de V_{in} jusqu'à $2V_{\text{ave}}$ doit comporter au moins 30 points de mesure. Un point de mesure est basé sur une moyenne d'1 minute des échantillons enregistrés à une fréquence d'échantillonnage d'au moins 0,5 Hz.

The rotor and yaw motion shall be brought to a standstill prior to performing maintenance. The manufacturer shall provide procedures for bringing the turbine to a standstill. The lowering of a small wind turbine on a tilt-up tower is an acceptable procedure to bring the turbine to a standstill. Maintenance for small wind turbines on tilt-up towers may be performed on the ground. If the maintenance is performed on top of the tower, then there shall be a means to prevent rotor and yaw movement before the maintenance is performed.

9 Testing

9.1 General

This Clause describes the available tests for small wind turbines. In 5.2, an overview is given on which tests are mandatory. The test specimens shall be representative of the design of the wind turbine type/component. Properly calibrated instruments and appropriate sample rates shall be used.

For all measurements where wind speed is required, the location of the anemometer and the measurement sector shall be in accordance with the latest edition of the power performance measurement standard, IEC 61400-12-1.

The tests shall be documented in a report containing a full description of the test methods used, the test conditions, the specifications of the tested machine and the test results. The description of the test method shall include a detailed description of the measuring procedures, instrumentation, data acquisition, and data analysis. Deviations from the methods as described in this Clause shall be documented.

The measurement reports shall meet the requirements of ISO/IEC 17025 and relevant standards used to define the test requirements (for example IEC 61400-12-1, and IEC 61400-13).

9.2 Tests to verify design data

9.2.1 General

To determine the data required for the simplified load analysis or verify the aeroelastic model a test shall be performed to determine the following design data:

- design power, P_{design} ;
- design rotational speed, n_{design} ;
- design shaft torque, Q_{design} ; and
- maximum rotational speed, n_{max} .

9.2.2 P_{design} , n_{design} , V_{design} and Q_{design}

The design wind speed is defined as $1,4 V_{\text{ave}}$. The design power P_{design} and design rotational speed, n_{design} are then the power level and rotational speed at that wind speed. To determine these parameters, wind speed, power production and r.p.m. shall be measured at the nominal electrical load.

The measured data shall be binned into 0,5 m/s wind speed bins. Each wind speed bin from 1 m/s below V_{in} up to $2V_{\text{ave}}$ shall contain at least 30 data points. A data point is based on a 1 min average of samples recorded at a sample rate of at least 0,5 Hz.

Le couple de conception doit dériver de P_{design} et de n_{design} .

L'efficacité de la transmission, η , doit être supposée être donnée par l'équation (50) en l'absence de valeurs s'avérant plus précises.

$$\begin{aligned} n &= 0,6 + 0,000\,005 P_{\text{design}} && \text{pour } P_{\text{design}} \leq 20\,000 \text{ W} \\ n &= 0,7 && \text{pour } P_{\text{design}} > 20\,000 \text{ W} \end{aligned} \quad (50)$$

$$Q_{\text{design}} = \frac{30 P_{\text{design}}}{\eta \pi n_{\text{design}}} \quad (51)$$

9.2.3 Vitesse d'orientation maximale

La vitesse d'orientation maximale est définie comme étant la vitesse maximale de l'orientation du rotor autour de l'axe d'orientation. Dans le cas d'éoliennes à effacement du rotor, cette vitesse d'orienter peut se composer de la vitesse d'orientation du châssis de la nacelle et d'une composante de la vitesse d'effacement autour d'un axe parallèle à l'axe d'orientation. Les valeurs mesurées ne peuvent pas servir dans les calculs de charge simplifiée. Au contraire, les valeurs données par l'équation 27 doivent être employées.

Si le fabricant souhaite mesurer la vitesse d'orientation pour la validation du modèle, il convient de prendre en compte les aspects suivants:

- les vitesses d'orientation sont très influencées par les conditions externes;
- l'interpolation ou l'extrapolation peuvent être nécessaire pour en déduire la vitesse d'orientation maximale; et
- la déduction de vitesses d'orientation à partir des positions d'orientation peut mener à des résultats ambigus.

9.2.4 Vitesse de rotation maximale

La vitesse du rotor doit être mesurée à la condition d'éolienne la plus susceptible à donner la plus grande vitesse du rotor (par exemple, perte de charge ou rafale de vent) à des vitesses du vent comprises entre 10 m/s et 20 m/s. Au moins 2 h de données sont requises dont au moins 30 min doivent être inférieures à 15 m/s et 30 min doivent être supérieures à 15 m/s. A partir de ces données, la vitesse maximale du rotor doit être déterminée par interpolation ou extrapolation par rapport à V_{ref} , en tenant compte de tout changement visible d'inclinaison.

9.3 Essais de charges mécaniques

L'objet des mesures de charge peut être double: valider les calculs théoriques ou déterminer les charges de calcul.

Le programme de mesure de charge doit être basé sur et comprendre des hypothèses de charge de mesure aussi proches que possible des hypothèses de charge de calcul définies en 7.5. Les hypothèses de charge de mesure doivent inclure toutes les conditions de fonctionnement normal et critique et les conditions de panne, la performance du freinage et le comportement du dispositif d'orientation. Les essais doivent être suffisants pour caractériser le comportement opérationnel habituel sur toute la plage de vitesse du vent de conception. Une quantité importante de données sur le plan statistique pour les vitesses du vent considérées, permettant une extrapolation, doit être collectée.

The design torque shall be derived from P_{design} and n_{design} . Drive train efficiency, η , shall be assumed to be given by equation (50) in the absence of any proven, more precise values.

$$\begin{aligned} n &= 0,6 + 0,000\,005 P_{\text{design}} & \text{for } P_{\text{design}} \leq 20\,000 \text{ W} \\ n &= 0,7 & \text{for } P_{\text{design}} > 20\,000 \text{ W} \end{aligned} \quad (50)$$

$$Q_{\text{design}} = \frac{30 P_{\text{design}}}{\eta \pi n_{\text{design}}} \quad (51)$$

9.2.3 Maximum yaw rate

The maximum yaw rate is defined as the maximum speed of yaw movement of the rotor around the yaw axis. In case of furling turbines, this yaw speed can consist of a nacelle frame yaw speed and a component of the furl speed around an axis parallel to the yaw axis. Measured values cannot be used in the simple load calculations. Instead, the values given by equation 27 shall be used.

If the manufacturer wants to measure yaw rate for model validation, the following considerations should be taken into account:

- yaw rates are highly influenced by the external conditions;
- interpolation or extrapolation could be necessary to derive the maximum yaw rate; and
- deriving yaw rates from yaw positions can lead to ambiguous results.

9.2.4 Maximum rotational speed

The rotor speed shall be measured during the turbine condition most likely to give the highest rotor speed (for example loss of load or wind gust) at wind speeds between 10 m/s and 20 m/s. At least 2 h of data are required of which at least 30 min shall be below 15 m/s and 30 min shall be above 15 m/s. From these data, the maximum rotor speed shall be determined by interpolation or extrapolation to V_{ref} , taking into account any visible slope changes.

9.3 Technical load testing

The purpose of load measurements can be twofold: to validate design calculations or determine the design loads.

The load measurement program shall be based on and consist of measurement load cases that are as close as practically possible to the design load cases defined in 7.5. The measurement load cases shall include all normal and critical operating and fault conditions, braking performance and yaw behaviour. Testing shall be sufficient to characterise typical operational behaviour throughout the design wind speed range. A statistically significant amount of data for relevant wind speeds, allowing extrapolation, shall be collected.

Les données mesurées doivent au moins inclure les charges, les paramètres météorologiques et les données opérationnelles de l'éolienne. Les charges aux positions de trajectoire de charge critique dans la structure doivent être mesurées. Ces charges peuvent inclure les moments de flexion en pied de pale, les charges de l'arbre et les charges agissant sur la structure de support. Les paramètres météorologiques doivent inclure la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et la direction du vent. Les données opérationnelles importantes de l'éolienne y compris la vitesse du rotor, la puissance électrique, la position du dispositif d'orientation et l'état de la turbine doivent être mesurées.

Si des mesures de charge sont effectuées afin de valider les charges de calcul, les données doivent être analysées de sorte qu'une comparaison valide soit possible avec les charges calculées. Au moins, les valeurs moyenne, minimale et maximale ainsi que l'écart-type des données de charge appropriées doivent être évalués et compris sur la vitesse du vent enregistrée et les plages de turbulence, et les données relatives incluses dans le rapport d'essai.

Les conseils relatifs aux procédures d'essai et à l'évaluation des essais figurent dans la CEI 61400-13.

9.4 Essai de durée

9.4.1 Généralités

L'objectif de l'essai de durée est d'étudier:

- l'intégrité structurelle et la dégradation du matériau (corrosion, fissures, déformations);
- la qualité de la protection environnementale de l'éolienne; et
- le comportement dynamique de la turbine.

Au cours de l'essai de durée, les procédures d'essai doivent être mises en place afin de déterminer si et quand la turbine test satisfait pleinement aux critères d'essai suivants. L'éolienne est réputée avoir réussi l'essai de durée quand elle atteint:

- un fonctionnement fiable au cours de la période d'essai;
- au moins 6 mois de fonctionnement;
- au moins 2 500 h de production d'électricité à des vents de n'importe quelle vitesse;
- au moins 250 h de production d'électricité à des vents de $1,2 V_{ave}$ et supérieurs; et
- au moins 25 h de production d'électricité à des vents de $1,8 V_{ave}$ et supérieurs.

La vitesse du vent est la moyenne sur 10 min d'échantillons de la vitesse du vent à une fréquence d'échantillonnage d'au moins 0,5 Hz. L'intensité de turbulence moyenne à 15 m/s et la vitesse du vent instantanée la plus élevée au cours de l'essai doivent être notées dans le rapport d'essai.

La production d'électricité signifie que la turbine produit une puissance positive comme mesurée par le capteur de puissance à la borne de charge électrique.

Le comportement de l'éolienne pendant l'essai de durée doit ressembler autant que possible à une utilisation normale de l'éolienne, par exemple, il convient de changer les niveaux de tension des batteries afin de refléter une recharge et une décharge normales du groupe de batteries pour les systèmes de recharge des batteries.

Il est habituel pour les fabricants de petits aérogénérateurs de proposer la même turbine sur plusieurs configurations de mât. Dans cette situation, un essai de durée n'est pas nécessaire pour chaque mât s'il peut être démontré de façon adéquate par calcul et par essai à court terme que le comportement dynamique et statique d'un autre mât ne mène pas à un dépassement des limites de conception du système.

Measured data shall at least include loads, meteorological parameters and wind turbine operational data. Loads at critical load path locations in the structure shall be measured. These loads may include blade root bending moments, shaft loads and loads acting on the support structure. Meteorological parameters shall include hub height wind speed and wind direction. Relevant wind turbine operational data including rotor speed, electrical power, yaw position and turbine status shall be measured.

In case load measurements are performed to validate the design loads, the data shall be analysed in such way that valid comparison with calculated loads is possible. As a minimum, the mean, minimum and maximum values, as well as standard deviation of the appropriate load data shall be evaluated and included over the recorded wind speed and turbulence ranges and the relevant data included in the test report.

Guidance for test procedures and evaluation of tests may be found in IEC 61400-13.

9.4 Duration testing

9.4.1 General

The purpose of the duration test is to investigate:

- structural integrity and material degradation (corrosion, cracks, deformations);
- quality of environmental protection of the wind turbine, and
- the dynamic behaviour of the turbine.

During the duration test, test procedures shall be implemented to determine if and when the test turbine successfully meets the following test criteria. The wind turbine will have passed the duration test when it has achieved:

- reliable operation during the test period;
- at least 6 months of operation;
- at least 2 500 h of power production in winds of any velocity;
- at least 250 h of power production in winds of $1,2 V_{ave}$ and above; and
- at least 25 h of power production in winds of $1,8 V_{ave}$ and above.

Wind speed is the 10 min average of wind speed samples with a sampling rate of at least 0,5 Hz. The average turbulence intensity at 15 m/s and the highest instantaneous wind speed during the test shall be stated in the test report.

Power production means that the turbine is producing positive power as measured by the power transducer at the connection to the electrical load.

The turbine behaviour during the duration test shall resemble normal turbine use as much as possible, for example battery voltage levels should change to reflect normal charging and discharging of the battery bank for battery charging systems.

It is common for small turbine manufacturers to offer the same turbine on a variety of tower configurations. In this situation, a duration test is not required for each tower if it can be adequately demonstrated by calculation and short-term testing that the dynamic and static behaviour of an alternate tower do not lead to the exceeding of the design limits of the system.

9.4.2 Fonctionnement fiable

9.4.2.1 Généralités

Un fonctionnement fiable signifie:

- une fraction de la durée de service d'au moins 90 %;
- aucune défaillance majeure de la turbine ou de composants de l'aérogénérateur;
- aucune usure significative, aucune corrosion ni dommage aux composants de la turbine; et
- aucune dégradation significative de la puissance produite à des vitesses de vent comparables.

Si la turbine est modifiée pendant l'essai de quelque façon autre qu'aux fins de la maintenance prévue ou des contrôles, l'organisation d'essai déterminera si une telle modification résulte d'une défaillance majeure ou d'un changement important opéré au niveau de la conception. Le jugement de l'organisation d'essai doit être consigné dans le rapport d'essai. Une défaillance majeure de l'aérogénérateur comprend toute défaillance des composants du système qui concernent la sûreté et le fonctionnement de la turbine y compris les pales, le régulateur de charge, l'alternateur, les paliers du dispositif d'orientation, ou l'onduleur.

Une usure importante est toute usure qui, extrapolée à la durée de vie de l'éolienne, résulterait en une perte inacceptable de résistance ou de jeu. L'usure, la corrosion et le dommage aux composants doivent être évalués en réalisant un contrôle détaillé de l'aérogénérateur à la fin de l'essai.

9.4.2.2 Fraction de la durée de service

Aux fins de cet essai, la fraction de la durée de service est définie comme la mesure de la performance donnée par rapport au temps qu'une éolienne montre son comportement normal de conception pendant la durée de l'essai dans n'importe quelle période d'évaluation exprimée comme un pourcentage. Le comportement normal de conception comprend ce qui suit (selon l'applicabilité):

- la puissance de production de la turbine;
- le démarrage et l'arrêt automatiques dus à la vitesse du vent passant par un faible début à vent faible et un arrêt à vent fort;
- les états au ralenti ou d'immobilisation aux vitesses de vent inférieures à V_{in} ou supérieures à V_{out} ; et
- une durée prolongée entre un arrêt normal (non provoqué par une défaillance) et un redémarrage de la turbine (par exemple cycle de refroidissement des freins, rétraction des freins aux extrémités de pale).

La fraction de la durée de service, O , est donnée par l'équation suivante:

$$O = \frac{T_T - T_N - T_U - T_E}{T_T - T_U - T_E} \times 100 \% \quad (52)$$

où

T_T est la période totale considérée;

T_N est la durée pendant laquelle la turbine est notoirement non opérationnelle;

T_U est la durée pendant laquelle l'état de la turbine est inconnu; et

T_E est la durée qui est exclue dans l'analyse.

9.4.2 Reliable operation

9.4.2.1 General

Reliable operation means:

- operational time fraction of at least 90 %;
- no major failure of the turbine or components in the turbine system;
- no significant wear, corrosion, or damage to turbine components; and
- no significant degradation of produced power at comparable wind speeds.

If the turbine is altered in any way during the test other than to perform scheduled maintenance or for inspections, the test organisation will determine if such an alteration has resulted from a major failure or a significant design change. The test organisation's judgement shall be noted in the test report. A major failure of the wind turbine system includes any failure of the system components which affect the turbine safety and function including blades, charge controller, alternator, yaw bearings, or inverter.

Significant wear is any wear which, extrapolated to the lifetime of the turbine, would result in unacceptable loss of strength or clearance. Wear, corrosion and damage to components shall be assessed by conducting a detailed inspection of the turbine system at the conclusion of the test.

9.4.2.2 Operational time fraction

For the purposes of this test, operational time fraction is defined as the measure of performance given by the ratio of time a wind turbine shows its normal designed behaviour to the test time in any evaluation period expressed as a percentage. Normal designed behaviour includes the following (where applicable):

- turbine producing power;
- automatic start-up and shut-down due to wind speed transitioning across low wind cut-in and high wind cut-out;
- idling or parked states at wind speeds under V_{in} or above V_{out} ; and
- extended time between a normal shutdown (not caused by a failure) and a restart of the turbine (for example brake cool cycle, retraction of tip brakes).

The operational time fraction, O , is given by the following equation:

$$O = \frac{T_T - T_N - T_U - T_E}{T_T - T_U - T_E} \times 100 \% \quad (52)$$

where

T_T is the total time period under consideration;

T_N is the time during which the turbine is known to be non-operational;

T_U is the time during which the turbine status is unknown; and

T_E is the time that is excluded in the analysis.

Il convient de noter que ni la durée pendant laquelle l'état de la turbine est inconnu, ni la durée qui est exclue du décompte de l'analyse ne compte contre ou en faveur de la fraction de la durée de service.

Les conditions suivantes doivent être considérées comme étant des défaillances de la turbine et doivent faire partie de T_N :

- toute condition de défaillance de la turbine indiquée par le régulateur de turbine qui empêche la turbine de fonctionner;
- tout arrêt automatique de la turbine par son régulateur en raison d'une panne signalée;
- la sélection manuelle du mode de pause, d'arrêt ou d'essai qui empêche la turbine de fonctionner normalement aux fins de la maintenance de routine ou en cas de condition de défaillance perçue;
- les contrôles effectués sur la turbine conformément aux recommandations du fabricant; et
- les temps morts dus au démontage du câble d'arrêt.

Les conditions suivantes doivent être considérées comme la durée durant laquelle l'état de la turbine est inconnu (T_U dans l'équation ci-dessus):

- la défaillance ou la maintenance du système d'acquisition de données de l'organisme d'essai; et
- les enregistrements perdus ou insolubles de l'état de la turbine.

Les conditions suivantes doivent être exclues de la période d'essai et faire partie de T_E :

- les contrôles de turbine effectués comme partie de cet essai, qui ne sont pas recommandés par le fabricant (par exemple, le contrôle du système d'acquisition de données);
- la sélection manuelle du mode de pause, d'arrêt ou d'essai qui empêche la turbine de fonctionner normalement pour toute autre fin que la maintenance de routine ou une condition de défaillance perçue;
- la défaillance du réseau, du système de batterie, de l'onduleur ou de tout composant externe à l'aérogénérateur à l'essai (voir ci-dessous). Si ces composants sont considérés comme faisant partie du système, cette durée doit être décomptée comme T_N ; et
- une production d'électricité réduite ou nulle due au système de commande de la turbine détectant des conditions externes au-delà des conditions externes de conception.

Si une défaillance de turbine est présente au cours de l'une des situations susmentionnées, provoquée pendant des conditions externes normales, cette durée doit être décomptée en tant que T_N .

Le rapport d'essai de durée doit clairement mentionner les composants considérés comme faisant partie de la turbine et les composants extérieurs à la turbine. Cette indication doit prendre en compte:

- l'interface mécanique entre la turbine et le sol;
- l'interface électrique entre la turbine et la charge; et
- l'interface de commande entre la turbine et les dispositifs de commande locale et/ou à distance.

Dans les cas où il peut exister des conditions qui ne sont pas clairement imputables à une défaillance de turbine ou à une condition externe, le plan d'essai doit définir à quelle catégorie ces conditions seront attribuées. Des exemples de ces conditions sont:

- le déclenchement intempestif de freins en extrémité de pale ou de l'effacement du rotor; et
- la confusion du régulateur due à des transitoires de tension.

Note that neither the time during which the turbine status is unknown nor the time that is excluded from the analysis count against or in favour of the operational time fraction.

The following conditions shall be considered as turbine faults and shall be part of T_N :

- any turbine fault condition indicated by the turbine controller that prevent the turbine from operating;
- any automatic shutdown of the turbine by its controller due to an indicated fault;
- manual selection of pause, stop, or test mode that prevents the turbine from operating normally for the purpose of routine maintenance or a perceived fault condition;
- turbine inspections conducted in accordance with the manufacturer's recommendations; and
- down time due to unwrapping of the droop cable.

The following conditions shall be considered as the time during which the turbine status is unknown (T_U in the equation above):

- failure or maintenance of the test institute's data acquisition system; and
- lost or unresolvable records of turbine condition.

The following conditions shall be excluded from the test time period and be part of T_E :

- turbine inspections conducted as part of this test that are not recommended by the manufacturer (for example inspection of data acquisition system);
- manual selection of a pause, stop, or test mode that prevents the turbine from operating normally for any purpose other than routine maintenance or a perceived fault condition;
- failure of the grid, battery system, inverter or any component external to the turbine system being tested (see below). If these components are considered part of the system, this time shall count as T_N ; and
- reduced or no power production due to the turbine control system sensing external conditions outside the designed external conditions.

If a turbine fault is present during one of the above situations, caused during normal external conditions, this time shall count as T_N .

The duration test report shall clearly state which components were considered part of the turbine system and which components were considered as external to the turbine. This statement shall consider:

- the mechanical interface between the turbine and the ground;
- the electrical interface between the turbine and the load; and
- the control interface between the turbine and local and/or remote control devices.

In cases where conditions may exist that are not clearly attributable to a turbine fault or an external condition, the test plan shall define to which category such conditions will be attributed. Examples of such conditions are:

- inadvertent actuation of tip brakes or furling; and
- confusion of the controller due to voltage transients.

Le rapport d'essai doit décrire des dispositions d'instrumentation et d'enregistrement de données qui sont autorisées pour la détermination et l'enregistrement de l'état de fonctionnement de la turbine à tout moment pendant l'essai de durée.

9.4.2.3 Dégradation de la production d'électricité

Afin de contrôler toute dégradation cachée de la performance de puissance de la turbine, la procédure suivante fait partie de l'essai de durée.

Chaque mois, lors de l'essai de durée, les niveaux de puissance doivent être classés selon la vitesse du vent. A chaque vitesse du vent, une courbe doit être tracée avec les niveaux de puissance en tranche en fonction du temps. Si une tendance est visible, alors une enquête doit avoir lieu afin d'en déterminer la cause. Pour les systèmes de recharge des batteries, il convient de tracer une courbe reliant des points ayant un état de charge comparable. Seuls les points de mesure qui sont considérés en fonctionnement normal doivent être employés dans cette analyse.

9.4.3 Comportement dynamique

Le comportement dynamique de la turbine doit être évalué afin de vérifier que le système ne présente pas de vibration excessive. Le comportement dynamique de la turbine doit être observé dans toutes les conditions de fonctionnement (par exemple en charge, sans charge, avec effacement) à des vents allant de la vitesse démarrage jusqu'à 20 m/s. Au moins, la turbine doit être observée pendant 5 min à des vitesses de vent proches de 5, 10, 15 et 20 m/s et au total pendant au moins 1 h. Il convient de prêter une attention particulière aux vibrations et aux résonances du mât, au bruit de la turbine, au mouvement de l'empennage et du comportement du dispositif d'orientation. Il convient de noter les observations dans le journal et de les consigner dans le rapport d'essai. L'évaluation par l'instrumentation est également autorisée.

9.5 Essai mécanique des composants

9.5.1 Généralités

Un essai statique des pales est nécessaire pour toutes les turbines. Pour les autres composants porteurs de charge, au cas où aucun calcul d'un composant n'a été effectué, ce composant doit faire l'objet d'un essai de composant. En général, la pire combinaison des charges de calcul incluant les facteurs de sécurité doit être appliquée au composant. Aucun dommage susceptible d'interférer avec le fonctionnement sûr de la turbine peut survenir (par exemple, perte importante de rigidité, déformation plastique, flambement ou fissuration).

Dans le cas de composants achetés, les preuves doivent être suffisantes pour démontrer que les charges de calcul sont dans les caractéristiques du composant.

9.5.2 Essai de pale

La charge appliquée pour l'essai statique des pales doit constituer la pire combinaison du moment de flexion par volet et de la force centrifuge. La pale doit faire l'objet d'essais y compris le raccordement entre la pale et le moyeu. Aucun dommage ne peut survenir à une charge d'essai jusqu'à la charge opérationnelle maximale comme prévue par la modélisation ou des mesures, y compris les facteurs de sécurité.

Il est recommandé que la pale fasse l'objet d'essais de défaillance afin de déterminer la marge de tolérance de résistance entre la charge de calcul et la charge de défaillance de pale effective.

Si un essai de fatigue de pale est effectué, l'essai doit satisfaire aux exigences de la CEI 61400-23.

The test report shall describe instrumentation and data logging arrangements that are allowed for determination and recording of turbine operation status at all times during the duration test.

9.4.2.3 Power production degradation

To check any hidden degradation in the power performance of the turbine, the following procedure is part of the duration test.

For each month in the duration test, the power levels shall be binned by wind speed. For each wind speed, a plot shall be made with the binned power levels as a function of time. If there is a trend visible, then investigation shall take place to determine the cause. For battery charging systems, points with comparable state of charge should be plotted. Only data points that are considered normal operation shall be used in this analysis.

9.4.3 Dynamic behaviour

The dynamic behaviour of the turbine shall be assessed to verify that the system does not exhibit excessive vibration. The dynamic behaviour of the turbine shall be observed under all operating conditions (for example loaded, unloaded, furlled) in winds from cut-in wind speed up to 20 m/s. As a minimum, the turbine shall be observed for 5 min at wind speeds close to 5, 10, 15 and 20 m/s and in total for at least 1 h. Special attention should be paid to tower vibrations and resonances, turbine noise, tail movement and yaw behaviour. Observations should be written down in the logbook and be reported in the test report. Assessment by instrumentation is also allowed.

9.5 Mechanical component testing

9.5.1 General

A static blade test is required for all turbines. For all other load carrying components, in the case where no calculations of a component have been performed, that component shall be subjected to a component test. In general, the worst combination of design loads including safety factors shall be applied to the component. No damage that may interfere with the safe operation of the turbine may occur (for example significant loss of stiffness, plastic deformation, buckling or cracking).

In case of purchased components, it shall be sufficient to show that the design loads are within the specifications of the component.

9.5.2 Blade test

The applied load for the static blade test shall be the worst combination of the flap-wise bending moment and the centrifugal force. The blade shall be tested including the blade hub connection. No damage may occur at a test load up to the maximum operating load as predicted by modelling or measurements, including safety factors.

It is recommended that the blade be tested to failure to determine the strength margin between the design load and actual blade failure load.

If a blade fatigue test is performed, the test shall meet the requirements of IEC 61400-23.

9.5.3 Essai de moyeu

Si un essai de moyeu est effectué, le moyeu doit faire l'objet d'essais statiques en simulant la force centrifuge et la flexion par volet sur tous les points de raccordement des pales. Le moyeu doit faire l'objet d'essais y compris le raccordement de l'arbre du moyeu. Aucun dommage ne peut survenir à la charge d'essai de calcul (y compris les facteurs de sécurité) en fonction de la charge calculée maximale.

9.5.4 Essai du châssis de la nacelle

Si un essai de châssis de la nacelle est effectué, le châssis de la nacelle doit faire l'objet d'un essai statique en étant soumis à un moment de flexion à inclinaison d'arbre, à la force axiale du rotor et à son poids spécifique. Aucun dommage ne peut survenir à la charge d'essai de calcul (y compris les facteurs de sécurité) en fonction de la charge calculée maximale.

9.5.5 Essai du dispositif d'orientation

Si un essai du dispositif d'orientation est effectué, le dispositif d'orientation doit faire l'objet d'un essai qui applique les charges décrites pour l'essai du châssis de la nacelle. Il doit être démontré que le dispositif d'orientation fonctionne toujours correctement.

9.5.6 Essai du multiplicateur

Un essai du multiplicateur n'est pas nécessaire mais l'essai conformément à la norme AGMA/AWEA 921-A97 est recommandé.

9.6 Sécurité et fonctionnement

L'objet de l'essai relatif à la sécurité et au fonctionnement est de vérifier que la turbine à l'essai présente le comportement prévu dans la conception et que les dispositions relatives à la sécurité du personnel sont correctement mises en place.

Les essais relatifs à la sécurité et au fonctionnement doivent comporter les fonctions critiques du système de commande et de protection qui exige la vérification des essais, comme décrit dans la documentation de conception. Ces fonctions critiques doivent inclure:

- la régulation de puissance et de la vitesse;
- la commande du système d'orientation (alignement par rapport au vent);
- la perte de charge;
- la protection contre la survitesse à la vitesse de vent de conception ou au-delà; et
- le démarrage et l'arrêt au-dessus de la vitesse du vent de conception.

Autres éléments susceptibles d'être applicables:

- la protection contre la vibration excessive;
- la protection de la batterie contre la surtension et sous-tension;
- l'arrêt d'urgence en fonctionnement normal;
- la torsion des câbles;
- l'anti-ilôtage (pour des raccordements au réseau).

Toute fonction supplémentaire du système de protection qui peut être activée par une défaillance de composant ou tout autre événement critique ou des conditions opérationnelles doivent également faire l'objet d'essais. Ces essais peuvent inclure la simulation de l'événement critique ou de la condition opérationnelle. Par exemple, les PAGs dotés de câbles d'arrêt conçus pour déconnecter automatiquement en cas d'une torsion excessive des câbles doivent démontrer un fonctionnement correct.

9.5.3 Hub test

If a hub test is performed, the hub shall be tested statically by simulating centrifugal force and flap-wise bending on all connection points of the blades. The hub shall be tested including the hub shaft connection. No damage may occur at the design test load (including factors of safety) based on the maximum calculated load.

9.5.4 Nacelle frame test

If a nacelle frame test is performed, the nacelle frame shall be statically tested by subjecting it to a shaft tilt bending moment, axial rotor force and its own weight. No damage may occur at the design test load (including factors of safety) based on the maximum calculated load.

9.5.5 Yaw mechanism test

If a yaw mechanism test is performed, the yaw mechanism shall be tested by applying the loads as described under the nacelle frame test. It shall be shown that the yaw mechanism still works properly.

9.5.6 Gearbox test

A gearbox test is not required but testing according to the AGMA/AWEA 921-A97 standard is recommended.

9.6 Safety and function

The purpose of safety and function testing is to verify that the turbine under test displays the behaviour predicted in the design and that provisions relating to personnel safety are properly implemented.

The safety and function tests shall include the critical functions of the control and protection system that require test verification, as described in the design documentation. These critical functions shall include:

- power and speed control;
- yaw system control (wind alignment);
- loss of load;
- over speed protection at design wind speed or above; and
- start-up and shut down above design wind speed.

Other items that might be applicable are:

- excessive vibration protection;
- battery over- and under-voltage protection;
- emergency shutdown under normal operation;
- cable twist; and
- anti-islanding (for grid connections).

Any additional protection system function that may be activated by component failure or other critical events or operational conditions shall also be tested. This testing may include simulation of the critical event or operational condition. For example, SWTs with droop cables designed to automatically disconnect under excessive cable twisting shall be demonstrated to function properly.

9.7 Essai environnemental

Si la turbine est conçue pour des conditions externes au-delà des conditions externes normales (comme indiqué à l'Article 6), la turbine doit faire l'objet d'essais qui simulent ces conditions. Ces essais sont effectués de préférence sur l'ensemble de la turbine. Si cela n'est pas faisable, ces essais doivent être réalisés sur toutes les parties du système qui sont affectées par cette condition externe.

9.8 Electrique

Tous les sous-systèmes électriques critiques en matière de sécurité (par exemple, les générateurs, le panneau de commande, les moteurs, les transformateurs, les disjoncteurs de fuite à la terre, les radiateurs) d'un PAG doivent être évalués et faire l'objet d'essais conformément aux normes CEI et nationales respectives. Par exemple, pour les générateurs, il convient d'effectuer des essais conformément aux CEI 60034-1, CEI 60034-2, CEI 60034-5 et CEI 60034-8.

10 Système électrique

10.1 Généralités

Le système électrique d'un PAG et tous composants électriques utilisés à l'intérieur tels que les régulateurs, les générateurs et assimilés, doivent satisfaire aux parties applicables des Articles 4 à 15 de la CEI 60204-1, aux normes nationales en vigueur et à toute réglementation locale. Lorsqu'un PAG est connecté à un réseau d'alimentation des équipements électriques, 10.7.3 doit s'appliquer. Chaque élément de l'équipement électrique doit résister à toutes les conditions d'environnement de conception (voir 6.4), de même qu'aux contraintes mécaniques, chimiques et thermiques auxquelles le composant peut être soumis pendant son fonctionnement.

Chaque élément de l'équipement électrique sélectionné sur la base de ses caractéristiques de puissance doit être adapté au service demandé par l'équipement, en tenant compte des hypothèses de charge de calcul pouvant se produire. Si, toutefois, un élément de l'équipement électrique ne possède pas, de par sa conception, les attributs correspondant à son utilisation finale, il peut être utilisé, à condition qu'une protection additionnelle adéquate soit fournie par l'ensemble des constituants du système électrique du PAG.

Tous les circuits du système de protection de la turbine susceptibles d'être altérés par la foudre et d'autres conditions de surtension transitoire doivent être protégés conformément à la CEI 61643-1. Tous les dispositifs de protection parafoudre utilisés sur les PAG doivent être conformes à la CEI 61643-1.

10.2 Dispositifs de protection

Un système électrique de PAG doit inclure des dispositifs adaptés qui garantissent une protection contre le dysfonctionnement à la fois du PAG et du système électrique externe, dysfonctionnement qui peut mener à une condition ou un état d'insécurité. Cela doit être effectué conformément à 7.1 à 7.5 et 7.8 de la CEI 60204-1. Des exemples de tels dispositifs sont les fusibles pour la protection contre la surtension, thermistances pour la température, etc.

10.3 Dispositif de déconnexion

Il doit être possible de déconnecter un système électrique du PAG de toute source électrique quand la maintenance ou les essais l'exigent. Les dispositifs à semi-conducteur ne doivent pas être utilisés seuls en tant que dispositifs de déconnexion.

9.7 Environmental testing

If the turbine is designed for external conditions outside the normal external conditions (as given in Clause 6), the turbine shall be subjected to tests simulating those conditions. These tests are preferably performed on the whole turbine. If this is not feasible, these tests shall be conducted on all portions of the system that are affected by this external condition.

9.8 Electrical

All safety critical electrical subsystems (for example generators, control panel, motors, transformers, GFCIs, heaters) of a SWT shall be evaluated and tested to their relevant IEC and national standards. For example, for generators, the testing should be in compliance with IEC 60034-1, IEC 60034-2, IEC 60034-5, and IEC 60034-8.

10 Electrical system

10.1 General

The electrical system of a SWT, and every electrical component used in it such as controllers, generators and the like, shall comply with the applicable portions of Clauses 4 to 15 of IEC 60204-1, the relevant National standards, and any local codes. When a SWT is connected to an electrical equipment power network, 10.7.3 shall be applied. Every electrical component shall be able to withstand all the design environmental conditions (see 6.4), as well as the mechanical, chemical and thermal stresses to which the component may be subjected to during operation.

Every electrical component selected on the basis of its power characteristics shall be suitable for the duty demanded of the equipment, taking into account design load cases including fault conditions. However, if an electrical component, by design, does not have the properties corresponding to its end use, it may be used on the condition that adequate additional protection is provided as part of the complete electrical system of the SWT.

All turbine protection system circuits that could possibly be affected by lightning and other transient overvoltage conditions shall be protected according to IEC 61643-1. All surge protection devices used on SWTs shall be in compliance with the IEC 61643-1.

10.2 Protective devices

A SWT electrical system shall include suitable devices that ensure protection against malfunctioning of both the SWT and the external electrical system, which may lead to an unsafe condition or state. This shall be done in accordance with IEC 60204-1, 7.1 to 7.5 and 7.8. Examples of such devices are fuses for over-current protection, thermistors for temperature, etc.

10.3 Disconnect device

It shall be possible to disconnect a SWT electrical system from all electrical sources of energy as required for maintenance or testing. Semiconductor devices shall not be used alone as disconnect devices.

Lorsque le système d'éclairage ou d'autres systèmes électriques sont nécessaires en termes de sécurité au cours de la maintenance, des circuits auxiliaires doivent être fournis avec leurs propres dispositifs de déconnexion de sorte que ces circuits peuvent rester alimentés tandis que tous les autres circuits sont privés d'alimentation.

10.4 Systèmes de mise à la terre

La conception d'un PAG doit inclure un système local de prise de terre pour satisfaire aux exigences de la CEI 60364-5-54 et des agences locales de réglementation électrique. L'installation, la configuration et le choix de l'équipement de mise à la terre (prise de terre, conducteurs, barres et bornes secteur) doivent correspondre à l'utilisation du PAG en matière de protection contre la foudre. La plage des conditions de sol, pour laquelle le système de prise de terre est adéquat, doit être indiquée dans la documentation afférente à l'installation avec des recommandations si d'autres conditions de sol sont rencontrées.

10.5 Protection parafoudre

Des conseils relatifs à la protection d'un PAG contre la foudre figurent dans la CEI 61400-24. Il n'est pas nécessaire d'étendre les mesures de protection aux pales. D'autres conseils relatifs à la protection d'un PAG contre la foudre figurent dans le document de l'AIE «Pratiques recommandées en matière d'essai des éoliennes, 9. Protection parafoudre des installations éoliennes».

10.6 Conducteurs et câbles électriques

Les conducteurs d'un PAG doivent être classés pour l'application particulière en fonction de la température, de la tension, de l'intensité, des conditions d'environnement et de l'exposition à des facteurs favorisant la dégradation (contact avec huile, exposition aux UV) conformément à l'Article 13 de la CEI 60204-1.

On doit prendre en considération les contraintes mécaniques, y compris celles résultant de la torsion que pourraient subir les conducteurs pendant l'installation et le fonctionnement. Les conducteurs doivent être installés conformément à l'Article 14 de la CEI 60204-1.

Lorsqu'il est probable que des rongeurs ou d'autres animaux endommagent les câbles, des câbles ou conduits blindés doivent être utilisés. Les câbles souterrains doivent être enterrés à une profondeur appropriée de façon à ne pas pouvoir être endommagés par les véhicules de maintenance ou les équipements du parc éolien. Les câbles souterrains doivent être marqués par gaines de câbles ou un ruban de repérage approprié.

Les limites de la protection doivent être conçues de sorte que toute surtension transmise aux équipements électriques ne dépasse pas les limites établies par les niveaux d'isolation des équipements.

10.7 Charges électriques

10.7.1 Généralités

Les charges électriques couvertes par 10.7.2 à 10.7.5 sont des charges adaptées aux aérogénérateurs.

10.7.2 Recharge des batteries

Un PAG destiné à être utilisé comme dispositif de recharge des batteries doit être conçu pour recharger la batterie à l'intensité et à la tension appropriées pour le type recommandé dans le manuel d'utilisation. D'autres aspects à considérer sont:

Where lighting or other electrical systems are necessary for safety during maintenance, auxiliary circuits shall be provided with their own disconnect devices, such that these circuits may remain energised while all other circuits are de-energised.

10.4 Earthing systems

The design of a SWT shall include a local earthing electrode system to meet the requirements of IEC 60364-5-54 and local electrical code authorities. The installation, arrangement, and choice of earthing equipment (earth electrodes, conductors, bars, and main terminals) shall match the application of the SWT for lightning protection. The range of soil conditions for which the earth electrode system is adequate shall be stated in the installation documentation, together with recommendations should other soil conditions be encountered.

10.5 Lightning protection

Guidance for lightning protection of a SWT can be found in document IEC 61400-24. It is not necessary for protective measures to extend to the blades. Further guidance for lightning protection of a SWT can be found in IEA “Recommended Practices for Wind Turbine Testing, 9. Lightning Protection for Wind Turbine Installations”.

10.6 Electrical conductors and cables

The conductors of a SWT shall be rated for the particular application with respect to the temperature, voltage, current, environmental conditions and exposure to degraders (oil, UV exposure) in accordance with IEC 60204-1, Clause 13.

Mechanical stresses, including those arising from twisting, to which the conductors may be subjected to during installation and operation, shall be considered. Conductors shall be installed in accordance with IEC 60204-1, Clause 14.

Where there is a probability of rodents or other animals damaging cables, armored cables or conduits shall be used. Underground cables shall be buried at a suitable depth so that they are not damaged by service vehicles or farm equipment. Underground cables shall be marked by cable covers or suitable marking tape.

The limits of the protection shall be designed so that any over-voltage transferred to the electrical component will not exceed the limits established by the component insulation levels.

10.7 Electrical loads

10.7.1 General

The electrical loads covered in 10.7.2 through 10.7.5 are suitable loads for SWT systems.

10.7.2 Battery charging

A SWT intended to be used as a battery charging device shall be designed to charge the battery at the current and voltage appropriate for the type recommended in the operation manual. Other considerations are:

- la température de batterie;
- la dilatation de la batterie; et
- la taille des conducteurs et la classification de l'isolement.

Le circuit de recharge doit pouvoir résister à la tension maximale au cours d'une perte de charge ou lorsque les batteries sont pleines et que la tension est transférée pour une autre utilisation.

10.7.3 Réseau d'alimentation électrique (systèmes raccordés au réseau)

10.7.3.1 Généralités

Un PAG, destiné à être raccordé au réseau d'alimentation électrique, doit être conforme aux exigences de 10.7.3.2 à 10.7.3.3 et aux normes d'interconnexion en vigueur.

10.7.3.2 Auto-excitation – perte du raccordement au réseau

Tout système électrique qui peut auto-exciter le PAG sera automatiquement déconnecté du réseau et restera déconnecté en toute sécurité en cas de perte du raccordement au réseau.

Si une batterie de condensateurs est montée en parallèle avec un PAG raccordé au réseau (c'est-à-dire pour la correction du facteur de puissance), un commutateur approprié est nécessaire pour déconnecter la batterie de condensateurs lorsqu'il existe une perte de puissance du réseau afin d'éviter toute auto-excitation du groupe électrique du PAG. Par ailleurs, si des condensateurs sont montés, ce dispositif doit être suffisant pour montrer que les condensateurs ne peuvent pas provoquer d'auto-excitation. Des dispositions doivent être prises afin de purger les condensateurs au cas où le groupe de condensateurs ne peut être déconnecté.

10.7.3.3 Harmoniques et matériel de conditionnement du courant

Les matériels de conditionnement du courant, tels que les onduleurs, les contrôleurs électroniques de puissance et les compensateurs var statiques, doivent être conçus de sorte que les courants de phase harmoniques et la distorsion de tension ne parasitent pas le relais protecteur du réseau électrique. En particulier, pour le PAG raccordé au réseau, les harmoniques de tension générés par le PAG doivent être tels que la distorsion globale de tension au point de raccordement au réseau ne dépasse pas la limite supérieure acceptable pour le réseau électrique.

10.7.4 Raccordement direct aux moteurs électriques (par exemple, le pompage d'eau)

Les PAGs qui sont raccordés directement aux moteurs peuvent varier en tension, en intensité et en fréquence. La possibilité d'opérer en sécurité sur toute la plage de fonctionnement doit être démontrée. (Un essai de durée ou un autre essai ou analyse pourrait faire partie des spécifications d'achat.)

10.7.5 Charge résistive directe (par exemple le chauffage)

Les PAGs raccordés directement à des charges résistives peuvent varier en tension, en intensité et en fréquence. La possibilité d'opérer en sécurité sur toute la plage de fonctionnement doit être démontrée. (Un essai de durée, tout autre essai ou une autre analyse, pourrait faire partie des spécifications d'achat.)

Un PAG destiné au raccordement à une charge résistive, tel qu'un radiateur, doit prévoir des conducteurs adaptés à l'intensité, à la tension et aux températures impliquées.

- battery temperature;
- battery expansion; and
- conductor size and rating of insulation.

The charging circuit shall be capable of withstanding the maximum voltage during a loss of load or when the batteries are fully charged and the voltage is transferred to another use.

10.7.3 Electrical power network (grid connected systems)

10.7.3.1 General

A SWT, intended to be connected to the electrical power network, shall comply with the requirements in 10.7.3.2 through 10.7.3.3 and relevant interconnect standards.

10.7.3.2 Self-excitation – loss of grid connection

Any electrical system that by itself can self-excite the SWT shall be automatically disconnected from the network and remain safely disconnected in the event of loss of network power.

If a capacitor bank is connected in parallel with a network-connected SWT (i.e. for power factor correction), a suitable switch is required to disconnect the capacitor bank whenever there is a loss of network power, to avoid self-excitation of the SWT electric generator. Alternatively, if capacitors are fitted, it shall be sufficient to show that the capacitors cannot cause self-excitation. Provisions shall be made in order to bleed the capacitors in the event that the capacitor bank cannot be disconnected.

10.7.3.3 Harmonics and power conditioning equipment

Power conditioning components, such as inverters, power electronic controllers, and static VAR compensators, shall be designed such that harmonic line currents and voltage waveform distortion do not interfere with electrical network protective relaying. Specifically, for network-connected SWT, the current harmonics generated by the SWT shall be such that the overall voltage waveform distortion at the network connecting point will not exceed the acceptable upper limit for the electrical network.

10.7.4 Direct connect to electric motors (for example water pumping)

SWTs that are directly connected to motors can vary in voltage, current and frequency. It shall be demonstrated to operate safely over the whole operating range. (Duration testing or other testing or other analysis, could be part of purchase specifications).

10.7.5 Direct resistive load (for example heating)

SWTs that are directly connected to resistive loads can vary in voltage, current and frequency. It shall be demonstrated to operate safely over the whole operating range (duration testing or other testing or other analysis, could be part of purchase specifications).

A SWT intended for connection to a resistive load, such as a heater, shall provide conductors that are suitable for the current, voltage and temperatures involved.

11 Structure de support

11.1 Généralités

La structure de support est un élément critique pour le PAG. La structure de support porte les charges découlant de la turbine. Si la surface balayée est $>2 \text{ m}^2$, alors la structure de support doit être incluse comme faisant partie de l'aérogénérateur. Les structures de support doivent également respecter les codes et les réglementations locaux. Il est recommandé que toute éolienne et tout mât, qui ne peut pas être déposé en sécurité à terre pour maintenance, dispose d'un système anti-chutes pour l'ascension, la descente et des travaux au sommet du mât.

11.2 Exigences dynamiques

Les résonances de la structure de support du PAG peuvent constituer un problème critique en matière de conception et, ainsi, il convient de faire en sorte d'éviter un fonctionnement en continu aux fréquences de résonance de la turbine, lesquelles mènent à des vibrations excessives. Cela est particulièrement important si la structure de support est un bâtiment occupé.

11.3 Facteurs environnementaux

Il est recommandé que le système de support du PAG puisse résister à toutes les conditions externes recensées à l'Article 6. Il convient d'accorder une attention particulière à l'installation, au fonctionnement et à la maintenance du PAG dans des conditions d'environnement extrêmes. Le fabricant doit identifier les conditions d'environnement de conception pour le PAG dans les manuels d'installation et d'utilisation et dans la documentation de conception.

11.4 Mise à la terre

La structure de support du PAG (y compris les haubans) doit être correctement mise à la terre afin de réduire les dommages causés par la foudre.

11.5 Fondations

Pour les éoliennes ayant une surface balayée $>2 \text{ m}^2$, le fabricant doit spécifier les exigences relatives aux fondations y compris la configuration des fondations, l'emplacement des haubans avec les recommandations relatives aux emplacements minimum et maximum des haubans ainsi que les exigences en matière d'installation des haubans si applicable. Le fabricant doit fournir des schémas détaillés d'un exemple de système de fondation et les conditions de sol appropriées si applicable, ainsi que les charges de calcul pour les fondations.

11.6 Charges de calcul au niveau de l'accès à la turbine

Une attention doit être prêtée aux charges de calcul découlant de la maintenance normale de l'éolienne y compris, l'escalade, le soulèvement et la dépose du mât. Ces charges doivent être cohérentes avec les procédures d'accès à la turbine spécifiées dans les manuels appropriés.

12 Exigences en matière de documentation

12.1 Généralités

Le présent article comporte les exigences relatives aux manuels du PAG. Ces manuels doivent fournir une description claire des exigences en matière d'assemblage, d'installation, de fonctionnement et de levage pour l'équipement du PAG. La documentation doit également fournir des informations spécifiques concernant les exigences de maintenance du PAG. Les informations doivent être fournies dans un ou plusieurs manuels destinés à l'installateur, à l'utilisateur et au personnel d'entretien.

11 Support structure

11.1 General

The support structure is a critical component for the SWT. The support structure carries the loads from the turbine. If the rotor area is $>2 \text{ m}^2$ then the support structure shall be included as part of the SWT system. Support structures shall also meet local codes and regulations. It is recommended that any wind turbine and tower that cannot be safely lowered to the ground for maintenance should have a fall arresting system for ascending, descending, and working atop the tower.

11.2 Dynamic requirements

SWT support structure resonances can be a critical design issue and as such consideration should be taken to avoid continuous operation at turbine system resonance frequencies leading to excessive vibrations. This is particularly important if the support structure is an occud building.

11.3 Environmental factors

The SWT support system should be able to withstand all the external conditions listed in Clause 6. Particular consideration should be given to installation, operation and maintenance of the SWT under extreme environmental conditions. The manufacturer shall identify the design environmental conditions for the SWT in the installation and operation manuals and design documentation.

11.4 Earthing

The SWT support structure (including guy wires) shall be appropriately earthed to reduce damage from lightning.

11.5 Foundation

For turbines with a rotor area $>2 \text{ m}^2$, the manufacturer shall specify the foundation requirements including layout of the foundation, location of guy wires with minimum and maximum guy location recommendations, and guy wire installation requirements as applicable. The manufacturer shall provide detailed drawings of a sample foundation system and the appropriate soil conditions as applicable, as well as design loads for the foundation.

11.6 Turbine access design loads

Consideration shall be given to the design loads arising from normal turbine maintenance including, climbing, raising and lowering the tower. These loads shall be consistent with the turbine access procedures specified in the appropriate manuals.

12 Documentation requirements

12.1 General

This Clause provides requirements for SWT product manuals. These manuals shall provide a clear description of assembly, installation, operation and erection requirements for the SWT equipment. The documentation shall also provide specific information for the maintenance requirements of the SWT. The information shall be provided in one or more manuals for the installer, owner and service personnel.

L'ensemble de la documentation doit informer l'utilisateur qu'elle contient des consignes de sécurité importantes et qu'il convient de conserver ces documents. La documentation doit mentionner le modèle de turbine, le numéro de série et de version. La documentation doit être disponible pour l'utilisateur et être rédigée dans une langue qu'il peut lire et comprendre.

12.2 Installation

12.2.1 Généralités

Le fabricant de PAG doit fournir les schémas, les procédures, les spécifications, les instructions et les nomenclatures relatives à l'assemblage, l'installation, au fonctionnement et au levage du PAG. Cette documentation doit mentionner les détails relatifs aux charges, poids, outils de levage et les procédures nécessaires pour la manutention sûre et l'installation du PAG.

Si le fabricant exige que le PAG soit installé par un personnel formé, une mention à cet effet doit apparaître sur la couverture du manuel d'installation: «A INSTALLER PAR UN PERSONNEL FORMÉ SEULEMENT».

Les exigences pour les grues, palans et accessoires de levage, y compris l'ensemble des élingues, des crochets et autres appareils nécessaires pour un levage en sécurité doivent être incluses. Des oreilles de levage spécifiques doivent être clairement identifiées dans le manuel et sur l'équipement. L'ensemble de l'outillage spécifique, des appareils et dispositifs d'amarrage et autres matériels pour l'installation en toute sécurité doit être référencé.

Les exigences relatives aux conditions avant mise en service et au graissage correct de tous les composants doivent être stipulées dans la documentation.

Un schéma de câblage et des interconnexions électriques avec les marquages internationaux pour les bornes électriques de machine doit figurer dans cet article du manuel avec des informations suffisantes pour sélectionner les dimensions appropriées de conducteurs si les câbles doivent être fournis par le propriétaire/l'installateur. Un schéma électrique du système doit être fourni dans la partie du/des manuel(s) consacrée à l'installation ou à l'entretien.

12.2.2 Structure de support

Pour les éoliennes ayant une surface balayée inférieure ou égale à 2 m², le fabricant doit fournir tous les renseignements dont l'utilisateur a besoin pour sélectionner une structure de support adaptée à un fonctionnement sûr de l'éolienne. Ces mesures comprennent, de façon non limitative:

- des détails relatifs au raccordement mécanique entre la turbine et le mât;
- des détails relatifs au raccordement électrique entre la turbine et le mât;
- le jeu minimal entre la pale et le mât;
- la déviation maximale autorisée au sommet du mât; et
- les charges maximales au sommet du mât.

Pour les éoliennes ayant une surface balayée supérieure à 2 m², il est recommandé de fournir les renseignements susmentionnés. Pour ces turbines, les informations exigées en 11.5 doivent être fournies.

12.3 Fonctionnement

Le document relatif au fonctionnement doit comporter des procédures spécifiques destinées au démarrage du PAG et à son arrêt en conditions normales de fonctionnement. Le manuel doit comprendre tous les réglages appropriés du régulateur tels que les points de consigne de la commande d'arrêt d'urgence. Le document relatif au fonctionnement doit également comporter une description de l'ensemble du système pour un fonctionnement normal et pour les applications prévues.

All documentation shall inform the user that the contents are important safety instructions and the documents should be saved. The documentation shall reference the turbine model, serial and revision number. The documentation shall be available to the user and be written in a language that they can read and understand.

12.2 Installation

12.2.1 General

The manufacturer of SWTs shall provide drawings, procedures, specifications, instructions and packing lists for assembly, installation, operation and erection of the SWT. The documentation shall contain details of all loads, weights, lifting tools and procedures necessary for the safe handling and installation of the SWT.

If the manufacturer requires that the SWT be installed by trained personnel, a statement to this effect shall appear on the cover of the installation manual: "TO BE INSTALLED BY TRAINED PERSONNEL ONLY".

Requirements for cranes, hoists and lifting equipment, including all slings, hooks and other apparatus required for safe lifting shall be included. Specific lifting points shall be clearly marked in the manual and on the component. Reference shall be made to all special tools, jigs and fixtures and other apparatus required for safe installation.

Requirements for pre-service conditioning and proper lubrication of all components shall be clearly stated in the documentation.

An electrical interconnection wiring diagram with international markings for electrical machine terminals shall be included in this clause of the manual with sufficient information to select appropriate conductor sizes if wire is to be supplied by the owner/installer. A system wiring diagram shall be provided in either the installation or service portion of the manual(s).

12.2.2 Support structure

For turbines with a swept area of less than or equal to 2 m², the manufacturer shall supply all information needed by the user to select a suitable support structure for safe turbine operation. This shall include but is not limited to:

- details on the mechanical turbine/tower connection;
- details on the electrical turbine/tower connection;
- minimum blade/tower clearance;
- maximum allowable tower top deflection; and
- maximum tower top loads.

For turbines with a swept area of more than 2 m², it is recommended that the above information be supplied. For these turbines, the information required by 11.5 shall be provided.

12.3 Operation

The operation document shall include specific procedures for starting the SWT and stopping it in normal operating conditions. The manual shall include all appropriate controller settings such as emergency shutdown control set points. The operation document shall also cover a description of the overall system for normal operation and intended applications.

Le fabricant doit fournir une procédure écrite d'arrêt manuel y compris la spécification d'une limite anémométrique et d'autres conditions dans lesquelles la procédure peut être effectuée en toute sécurité. Les coordonnées de contact doivent être fournies en cas de maintenance imprévue/d'assistance technique.

12.4 Maintenance et contrôles de routine

12.4.1 Généralités

Le fabricant doit fournir une documentation pour le contrôle et la maintenance du PAG. Cette documentation doit fournir une description claire de la procédure de contrôle, de la procédure d'arrêt et des exigences relatives à la maintenance ordinaire des équipements du PAG.

Si le fabricant exige que le PAG soit entretenu et réparé par un personnel formé, une mention à cet effet doit apparaître sur la couverture du manuel de maintenance et de réparation: «LES TRAVAUX DE MAINTENANCE ET LES RÉPARATIONS NE DOIVENT ÊTRE EFFECTUÉS QUE PAR UN PERSONNEL FORMÉ».

12.4.2 Procédures de sécurité

Le document relatif à la maintenance doit comprendre des procédures spécifiques d'arrêt, y compris, sans s'y limiter, les instructions expliquant comment:

- désaccoupler les sources de charge et/ou d'énergie (voir 10.3);
- arrêter et sécuriser le rotor;
- arrêter et sécuriser le dispositif d'orientation;
- arrêter et sécuriser le système d'effacement du rotor si approprié.

Si le PAG est raccordé au secteur, alors une procédure pour déconnecter la turbine du secteur doit être fournie.

Le fabricant doit fournir des recommandations de sécurité lors de l'escalade des mâts, y compris l'équipement et procédures d'escalade adéquats, selon l'applicabilité.

12.4.3 Contrôles de routine

Les fabricants doivent indiquer la périodicité des contrôles de routine du PAG, contrôles incluant le mât, la transmission, le régulateur et le rotor. Le fabricant doit documenter les composants à contrôler, ce qui inclut, sans s'y limiter:

- les pales du rotor;
- les câbles d'arrêt usés ou tordus;
- la tension des haubans;
- les fuites de lubrifiants; et
- les fixations.

Le fabricant doit fournir une liste des équipements et des mesures nécessaires pour assurer un fonctionnement correct et sa vérification. Le fabricant doit préciser toutes les valeurs des plages de fonctionnement normal, qui sont essentielles pour la sécurité du PAG. (Cela peut inclure les tensions des batteries, le débit du pompage d'eau, la tension, l'intensité et la fréquence de l'onduleur, etc.)

Les fabricants doivent recommander qu'un journal soit tenu pour chaque PAG. Des données qu'il convient d'inclure dans le journal sont la date, l'heure, et le personnel qui assure le contrôle, tous les événements importants et toute action corrective entreprise ou toute information supplémentaire enregistrée.

The manufacturer shall provide a written manual shutdown procedure including a specification of a wind speed limit and other conditions in which the procedure may safely be carried out. Contact information shall be provided for unscheduled maintenance/customer support.

12.4 Maintenance and routine inspection

12.4.1 General

The manufacturer shall provide documentation for inspection and maintenance of the SWT. This documentation shall provide a clear description of inspection, shutdown procedure, and routine maintenance requirements for the SWT equipment.

If the manufacturer requires that the SWT be maintained and serviced by trained personnel, a statement to this effect shall appear on the cover of the maintenance and service manual: "MAINTENANCE AND REPAIRS TO BE PERFORMED BY TRAINED PERSONNEL ONLY".

12.4.2 Safety procedures

The maintenance document shall include specific shut down procedures, including but not necessarily limited to instructions of how to:

- disengage the load and/or energy sources (see 10.3),
- stop and secure the rotor;
- stop and secure the yaw mechanism;
- stop and secure the furling system if appropriate.

If the SWT is connected to the utility grid, then a procedure to disconnect the turbine from the utility grid shall be provided.

The manufacturer shall provide safety recommendations for climbing towers, including proper climbing equipment and procedures, as applicable.

12.4.3 Routine inspections

Manufacturers shall provide an interval for routine inspection of the SWT including tower, drivetrain, controller, and rotor. The manufacturer shall document the components to inspect, which includes but is not limited to:

- rotor blades;
- worn or twisted droop cables;
- guy wire tension;
- lubrication leaks; and
- fasteners.

The manufacturer shall provide a list of equipment and measurements necessary to ensure proper operation and its verification. The manufacturer shall state all values of normal operating ranges, which are critical to the safety of the SWT. (This could include battery voltages, water pump flow rate, inverter voltage, current and frequency, etc.)

Manufacturers shall recommend that a logbook be maintained for each SWT. Data that should be included in the logbook are the date, time, and personnel conducting the inspection, any important events, and any corrective action taken or additional information recorded.

12.4.4 Maintenance

Le fabricant doit indiquer la périodicité de la maintenance ordinaire du PAG. La maintenance de routine est définie comme des travaux d'entretien ou des réparations que le fabricant juge nécessaires après une certaine période afin de maintenir le bon fonctionnement du PAG. La maintenance ordinaire peut inclure, de façon non limitative:

- le graissage;
- les essais périodiques du système d'arrêt d'urgence/de survitesse;
- le réglage/le remplacement du système de freinage; et
- le remplacement des paliers, des brosses/des bagues collectrices.

Si le fabricant exige que le PAG soit arrêté avant la maintenance ordinaire, une mention à cet effet doit être fournie dans la documentation. «ATTENTION – AVANT D'EFFECTUER UNE MAINTENANCE DE ROUTINE, SUIVRE LA PROCÉDURE POUR L'ARRÊT CORRECT DE L'ÉOLIENNE».

Les fabricants doivent recommander que les travaux de maintenance et les réparations soient enregistrés dans le journal indiqué en 12.4.3.

12.4.5 Dépannage

Le fabricant doit fournir une liste de points de dépannage qui peuvent être contrôlés avant de contacter le personnel de maintenance. Les éléments de la liste doivent pouvoir être contrôlés par un opérateur formé sans exiger d'équipements d'essai spécialisés ou la présence de personnel de maintenance formé.

12.4.6 Sécurité du personnel

Dans les manuels d'installation, d'utilisation et de maintenance, le fabricant doit fournir toutes les informations nécessaires relatives à la sécurité du personnel. De telles informations peuvent aborder des sujets tels que: les procédures d'escalade, les échelles, les points d'ancrage et l'utilisation d'équipement de protection du personnel. Le fabricant doit également spécifier toute limite anémométrique pour l'escalade et/ou la dépose du mât.

13 Marquage des éoliennes

Les informations suivantes doivent, au moins, apparaître de manière visible, lisible et indélébile sur la plaque signalétique de l'éolienne:

- fabricant de l'éolienne et pays d'origine;
- modèle et numéro de série, numéro de version;
- date de production;
- tension maximale et intensité aux bornes de l'éolienne; et
- fréquence aux bornes de l'éolienne lors de la connexion au réseau.

Des renseignements supplémentaires peuvent inclure:

- masse du sommet du mât;
- vitesse du vent de survie;
- classes de PAG;
- surface balayée;
- puissance théorique; et
- longueur de pale.

12.4.4 Maintenance

The manufacturer shall provide an interval for routine maintenance of the SWT. Routine maintenance is defined as any service or repairs that the manufacturer deems necessary after a period of time to maintain the safe operation of the SWT. Routine maintenance may include but is not limited to:

- lubrication;
- periodic testing of emergency shutdown/overspeed system;
- adjustment/replacement of braking system; and
- replacement of bearings, brushes/sliprings.

If the manufacturer requires that the SWT be shutdown before routine maintenance, a statement to this effect shall be provided in the documentation. "CAUTION – PRIOR TO PERFORMING ROUTINE MAINTENANCE, FOLLOW PROCEDURE FOR THE PROPER SHUTDOWN OF THE WIND TURBINE".

Manufacturers shall recommend that all maintenance and repair be recorded in the logbook referenced in 12.4.3.

12.4.5 Troubleshooting

The manufacturer shall provide a troubleshooting list of items that can be checked before calling service personnel. Items in the list shall be such that they could be checked by a trained operator but not requiring specialised test equipment or trained service personnel.

12.4.6 Personnel safety

In the installation, operating and maintenance manuals, the manufacturer shall supply all necessary information on personnel safety. Such information may include topics such as: climbing procedures, ladders, anchor points, and the use of personnel safety equipment. The manufacturer shall also specify any wind speed limit for climbing and/or lowering the tower.

13 Wind turbine markings

The following information shall, as a minimum, be prominently and legibly displayed on the indelibly marked turbine nameplate:

- wind turbine manufacturer and country;
- model and serial number, revision number;
- production date;
- maximum voltage and current at the turbine system terminals; and
- frequency at the turbine system terminals when connected to the grid.

Additional information may include:

- tower top mass;
- survival wind speed;
- SWT class;
- swept area;
- design power; and
- blade length.

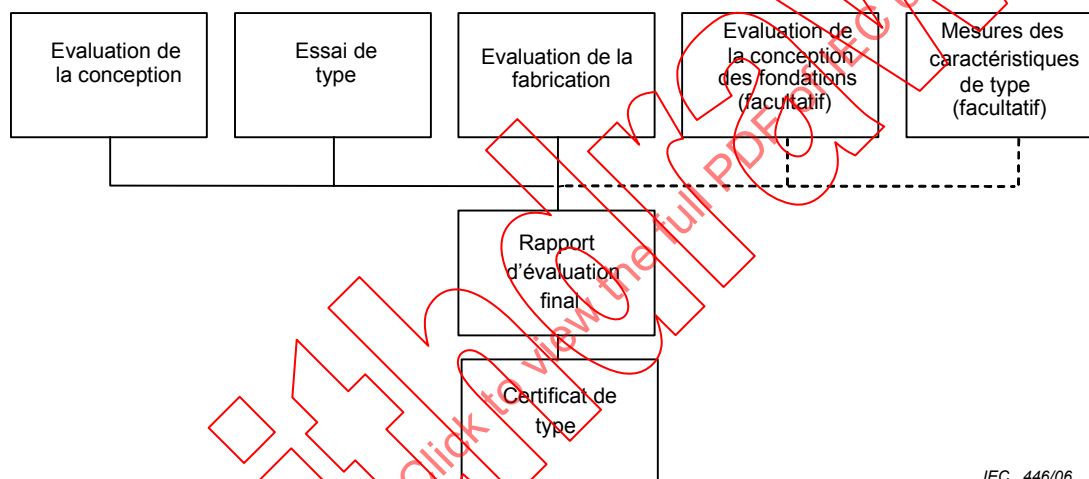
Annexe A (informative)

Certification de type des petits aérogénérateurs

A.1 Généralités

Le document CEI WT01 décrit le processus de certification pour les grands et les petits aérogénérateurs. Cependant, la présente édition de la CEI 61400-2 est en conflit avec quelques-unes des exigences de CEI WT01, première édition, 2001. La présente annexe comporte des recommandations du comité aux fabricants et aux organismes de certification sur la manière dont cette partie de la CEI 61400 considère la certification de type des petits aérogénérateurs.

Dans le CEI WT01, les modules de la certification de type sont indiqués (Figure A.1).



IEC 446/06

Figure A.1 – Modules de la certification de type (selon CEI WT01 et CEI 61400-2)

Pour les petits aérogénérateurs, ces modules sont les mêmes. Dans les articles suivants, le contenu du module d'évaluation de la conception et celui du module d'essai de type pour les petits aérogénérateurs sont décrits. Le contenu des trois autres modules est le même que celui décrit dans le CEI WT01.

A.2 Evaluation de la conception

La CEI WT01 décrit dix éléments au sein du module d'évaluation de la conception. La CEI WT01 stipule que seuls trois des dix éléments sont obligatoires pour les petits aérogénérateurs. Toutefois, nous recommandons l'ajout de deux nouveaux éléments aux dix existants, soit un total de douze éléments pour les petits aérogénérateurs. Les éléments supplémentaires sont les essais des données de conception et l'essai statique des pales. Les douze éléments sont indiqués à la Figure A.2. L'essai statique des pales, l'essai des données de conception, et les essais de composant peuvent être effectués en interne par le fabricant.

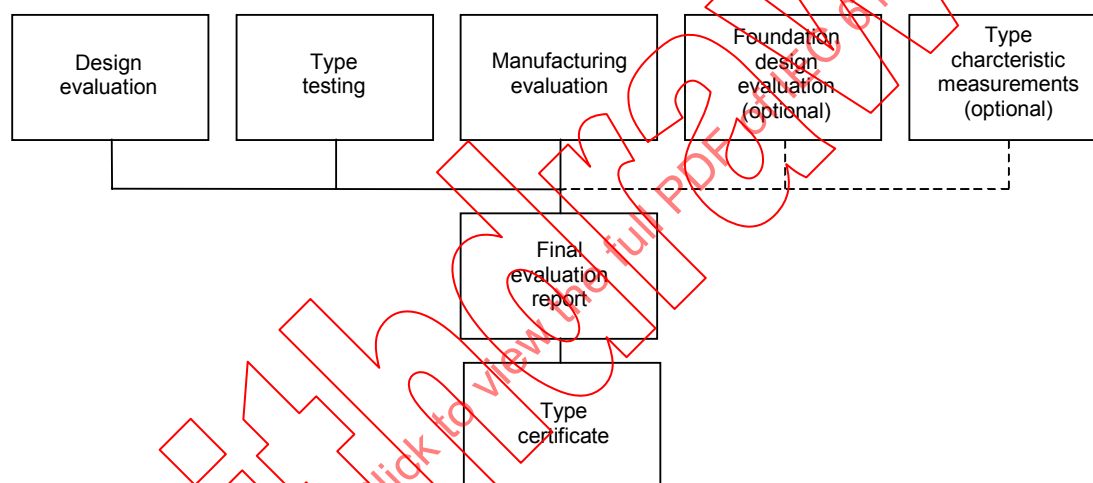
Annex A (informative)

Type certification of small wind turbines

A.1 General

IEC WT01 describes the certification process for large turbines and small wind turbines. However, this edition of the IEC 61400-2 standard conflicts with some of the requirements of IEC WT01, first edition, 2001. This annex contains recommendations of the committee to manufacturers and certifying bodies on how this part of IEC 61400 fits in the type certification of small wind turbines.

In IEC WT01, the building blocks of the type certification are given (Figure A.1).



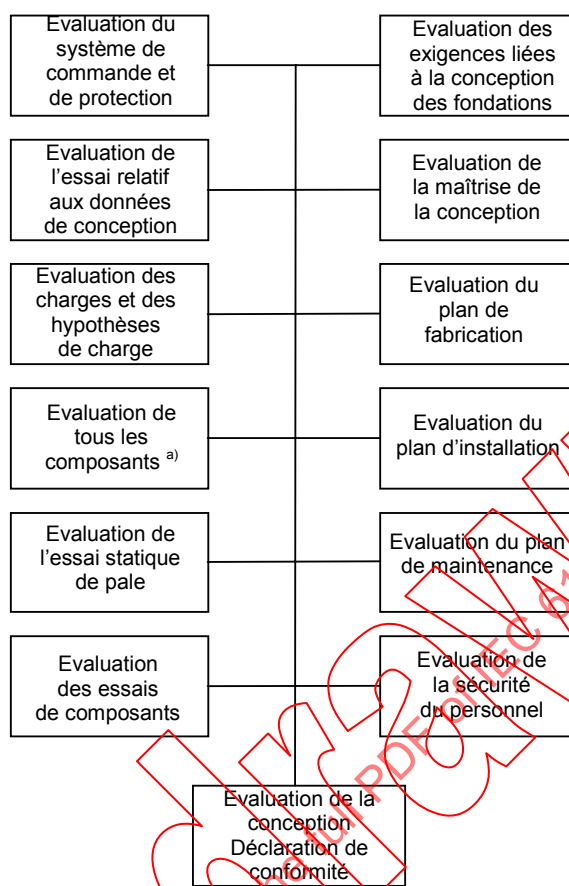
IEC 446/06

Figure A.1 – Modules of type certification (per IEC WT01 and IEC 61400-2)

For small turbines, these modules are the same. In the following Clauses, the contents of the design evaluation module and type testing module for small wind turbines are described. The contents of the other three modules are the same as described in the IEC WT01.

A.2 Design evaluation

IEC WT01 describes ten elements within the design evaluation module. IEC WT01 states that only three of the ten elements are required for small wind turbines. However we recommend adding two new elements to the ten elements for a total of twelve elements for small turbines. The additional elements are testing for design data and static blade test. All twelve elements are given in Figure A.2. The static blade test, test for design data, and component tests can be performed in-house by the manufacturer.



a) Composants inhérents à la structure, mécaniques et électriques.

IEC 447/06

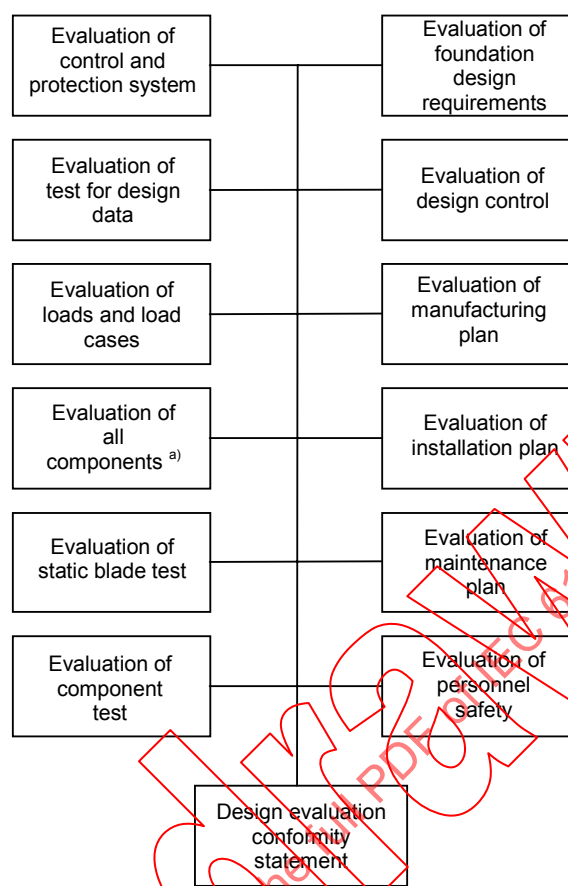
**Figure A.2 – Éléments de l'évaluation de la conception
(recommandé par la CEI 61400-2)**

A.3 Essai de type

L'essai de type d'un petit aérogénérateur se compose de quatre éléments, les essais relatifs à la sécurité et au fonctionnement, les mesures de performance de puissance, l'essai de durée et d'autres essais (CEM, environnement, etc.). Tous les éléments sont indiqués à la Figure A.3.

La différence comparée aux grands aérogénérateurs est le remplacement, par l'essai de durée, des mesures de charge et de l'essai de résistance des pales à la fatigue.

Tous les essais dans le cadre du module d'essai de type doivent être effectués par un laboratoire d'essai accrédité ou l'organisme de certification doit vérifier que la partie qui réalise les essais est conforme au moins aux critères de l'ISO/CEI 17020 ou ISO/CEI 17025, selon l'applicabilité.



^{a)} Structural, mechanical and electrical components

IEC 447/06

Figure A.2 – Elements of design evaluation (recommended per IEC 61400-2)

A.3 Type testing

The type testing of a small turbine consists of four elements, safety and function tests, power performance measurements, duration test, and other tests (EMC, environmental, etc.). All elements are given in Figure A.3.

The difference compared to large turbines is the replacement of the load measurements and blade fatigue test with the duration test.

All tests within the type testing module shall be carried out by an accredited testing laboratory, or the certifying body shall verify that the party conducting the testing complies with at least the criteria of ISO/IEC 17020 or ISO/IEC 17025, as applicable.

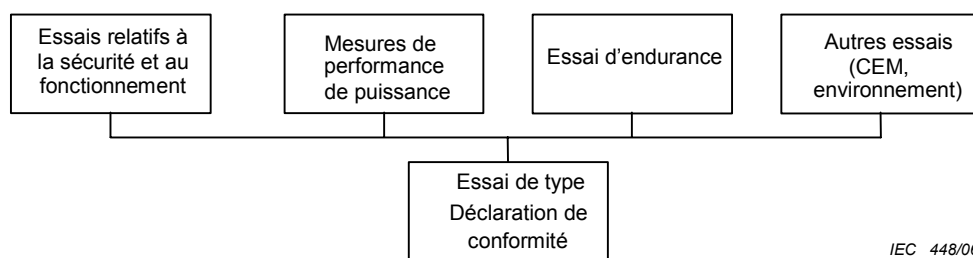
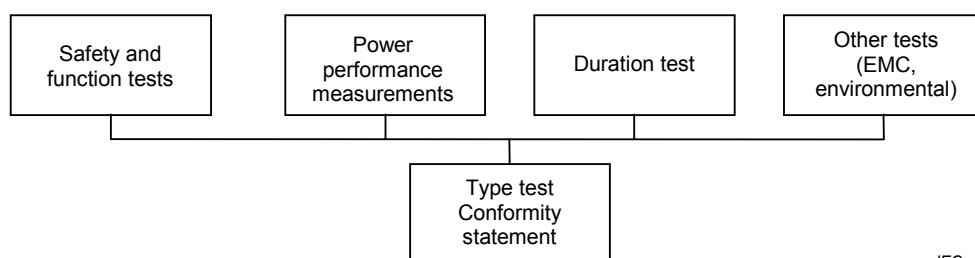


Figure A.3 – Eléments de l’essai de type (selon CEI WT01 et CEI 61400-2)



IEC 448/06

Figure A.3 – Elements of type testing (per IEC WT01 and IEC 61400-2)

Annexe B (normative)

Paramètres de conception destinés à décrire la classe S de PAG

Concernant les turbines de PAG de classe S, les informations suivantes doivent être indiquées dans la documentation de conception:

- Paramètres de machine:
 - Puissance assignée [W]
 - Plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
 - Durée de vie de conception [année]
- Conditions de vent:
 - Intensité de la turbulence caractéristique comme fonction d'une vitesse moyenne du vent
 - Vitesse moyenne annuelle du vent [m/s]
 - Flux incliné moyen [°]
 - Distribution de la vitesse du vent (Weibull, Rayleigh, mesure, autre)
 - Modèle et paramètres de turbulence
 - Vitesses du vent extrême à hauteur du moyeu V_{e1} et V_{e50} [m/s]
 - Modèle et paramètres de rafale extrême pour des intervalles de récurrence 1 et 50 ans
 - Modèle et paramètres de changement de direction extrême pour des intervalles de récurrence 1 et 50 ans
 - Modèle et paramètres de rafale extrême cohérente
 - Modèle et paramètres de rafale extrême cohérente avec changement de direction
- Conditions du réseau électrique:
 - Tension et plage normales d'alimentation [V]
 - Fréquence et plage normales d'alimentation [Hz]
 - Déséquilibre de tension [V]
 - Durée maximale de défaillances du réseau électrique [jours]
 - Nombre de défaillances du réseau électrique [1/an]
 - Cycles de refermeture automatique (description)
 - Comportement lors de défaillances externes symétriques et asymétriques (description)
- Autres conditions d'environnement (si prises en compte):
 - Conditions de conception en cas de PAG implanté en pleine mer (profondeur de l'eau, conditions des vagues, etc.)
 - Plages de températures normales et extrêmes [°C]
 - Humidité relative de l'air [%]
 - Densité de l'air [kg/m³]
 - Rayonnement solaire [W/m²]
 - Pluie, grêle, neige et gel
 - Substances chimiques actives
 - Particules mécaniques actives
 - Description du système de protection parafoudre
 - Modèle et paramètres de tremblement de terre
 - Salinité [g/m³]

Annex B (normative)

Design parameters for describing SWT class S

For SWT class S turbines, the following information shall be given in the design documentation:

- Machine parameters:
 - Rated power [W]
 - Hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
 - Design life time [yr]
- Wind conditions:
 - Characteristic turbulence intensity as a function of mean wind speed
 - Annual average wind speed [m/s]
 - Average inclined flow [°]
 - Wind speed distribution (Weibull, Rayleigh, measured, other)
 - Turbulence model and parameters
 - Hub height extreme wind speeds V_{e1} and V_{e50} [m/s]
 - Extreme gust model and parameters for 1 and 50 year recurrence intervals
 - Extreme direction change model and parameters for 1 and 50 year recurrence intervals
 - Extreme coherent gust model and parameters
 - Extreme coherent gust with direction change model and parameters
- Electrical network conditions:
 - Normal supply voltage and range [V]
 - Normal supply frequency and range [Hz]
 - Voltage imbalance [V]
 - Maximum duration of electrical power network outages [days]
 - Number of electrical network outages [1/yr]
 - Auto-reclosing cycles (description)
 - Behaviour during symmetric and unsymmetric external faults (description)
- Other environmental conditions (where taken into account):
 - Design conditions in case of offshore SWT (water depth, wave conditions, etc.)
 - Normal and extreme temperature ranges [°C]
 - Relative humidity of the air [%]
 - Air density [kg/m³]
 - Solar radiation [W/m²]
 - Rain, hail, snow and icing
 - Chemically active substances
 - Mechanically active particles
 - Description of lightning protection system
 - Earthquake model and parameters
 - Salinity [g/m³]

Annexe C (informative)

Modèles stochastiques de turbulence

C.1 Généralités

Les modèles suivants de turbulence stochastique peuvent être employés pour les calculs de charge de conception. Ils satisfont aux exigences indiquées en 6.3.2. Les variations de vitesse de turbulence sont supposées être un champ vectoriel aléatoire dont les composantes présentent une statistique gaussienne comprise entre zéro et la moyenne. Les densités spectrales de puissance décrivant les composantes sont indiquées en termes de modèle spectral de Kaimal et de cohérence exponentielle ou par le modèle isotrope de Von Karman.

Modèle spectral de Kaimal

Les densités spectrales de la puissance de la composante sont données sous forme non dimensionnelle par l'équation:

$$\frac{f S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4 f L_k / V_{\text{hub}}}{(1 + 6 f L_k / V_{\text{hub}})^{5/3}} \quad (\text{C.1})$$

où

f est la fréquence en Hertz;

k est l'indice qui se rapporte à la direction de la composante de vitesse (c'est-à-dire 1 = longitudinal, 2 = latéral, et 3 = vertical);

S_k est le spectre de la composante de vitesse unilatérale;

σ_k est l'écart-type de la composante de vitesse (voir équation (C.2)); et

L_k est le paramètre d'échelle intégrale de la composante de vitesse;

et avec

$$\sigma_k^2 = \int_0^{\infty} S_k(f) df \quad (\text{C.2})$$

Les paramètres du spectre de la turbulence sont indiqués dans le Tableau C.1.

Tableau C.1 – Paramètres du spectre de la turbulence pour le modèle de Kaimal

	Indice de la composante de vitesse (k)		
	1	2	3
Ecart-type σ_k	σ_1	$0,8 \sigma_1$	$0,5 \sigma_1$
Echelle intégrale, L_k	$8,1 \lambda_1$	$2,7 \lambda_1$	$0,66 \lambda_1$

où σ_1 et λ_1 sont l'écart-type et les paramètres d'échelle de la turbulence, respectivement, spécifiés dans la présente partir de la CEI 61400.

C.2 Modèle de cohérence exponentielle

Le modèle de cohérence exponentielle suivant peut être utilisé avec le modèle d'autospectre de Kaimal afin de représenter la structure de corrélation spatiale de la composante de vitesse longitudinale:

Annex C (informative)

Stochastic turbulence models

C.1 General

The following stochastic turbulence models may be used for design load calculations. They satisfy the requirements given in 6.3.2. The turbulent velocity fluctuations are assumed to be a random vector field whose components have zero-mean Gaussian statistics. The power spectral densities describing the components are given in terms of the Kaimal spectral and exponential coherency model or by the Von Karman isotropic model.

Kaimal spectral model

The component power spectral densities are given in non-dimensional form by the equation:

$$\frac{f S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4 f L_k / V_{\text{hub}}}{(1 + 6 f L_k / V_{\text{hub}})^{5/3}} \quad (\text{C.1})$$

where

f is the frequency in Hertz;

k is the index referring to the velocity component direction (i.e. 1 = longitudinal, 2 = lateral, and 3 = vertical);

S_k is the single-sided velocity component spectrum,

σ_k is the velocity component standard deviation (see equation (C.2)); and

L_k is the velocity component integral scale parameter.

and with

$$\sigma_k^2 = \int_0^{\infty} S_k(f) df \quad (\text{C.2})$$

The turbulence spectral parameters are given in Table C.1.

Table C.1 – Turbulence spectral parameters for Kaimal model

	Velocity component index (k)		
	1	2	3
Standard deviation σ_k	σ_1	$0,8 \sigma_1$	$0,5 \sigma_1$
Integral scale, L_k	$8,1 \Lambda_1$	$2,7 \Lambda_1$	$0,66 \Lambda_1$

where σ_1 and Λ_1 are the standard deviation and scale parameters of turbulence, respectively, specified in this part of IEC 61400.

C.2 Exponential coherency model

The following exponential coherency model may be used in conjunction with the Kaimal autospectrum model to account for the spatial correlation structure of the longitudinal velocity component:

$$Coh(r, f) = \exp \left[-8,8 \left((f \cdot r / V_{hub})^2 + (0,12 r / L_c)^2 \right)^{0,5} \right] \quad (C.3)$$

où

$Coh(r, f)$ est la fonction de cohérence définie par l'amplitude complexe de la densité trans-spectrale des composantes de vitesse longitudinale du vent en deux points distincts de l'espace divisée par la fonction de l'autospectre;

r est l'amplitude de la projection du vecteur de séparation entre les deux points sur un plan normal par rapport à la direction moyenne du vent;

f est la fréquence en Hertz; et

$L_c = 3,5 \Lambda_1$ est le paramètre d'échelle de cohérence.

C.3 Modèle de turbulence isotrope de von Karman

Le spectre de composante de vitesse longitudinale est donné dans ce cas par l'équation non dimensionnelle:

$$\frac{f S_1(f)}{\sigma_1^2} = \frac{4 f L / V_{hub}}{\left(1 + 71 \cdot (f L / V_{hub})^2 \right)^{5/6}} \quad (C.4)$$

où

f est la fréquence en Hertz;

$L = 3,5 \Lambda_1$ est le paramètre d'échelle intégrale isotrope; et

σ_1 est l'écart-type longitudinal à hauteur de moyeu.

Les spectres latéraux et verticaux sont égaux et indiqués sous forme non dimensionnelle par:

$$\frac{f S_2(f)}{\sigma_2^2} = \frac{f S_3(f)}{\sigma_3^2} = 2 f L / V_{hub} \cdot \frac{1 + 189 \cdot (f L / V_{hub})^2}{\left(1 + 71 \cdot (f L / V_{hub})^2 \right)^{11/6}} \quad (C.5)$$

où

L est le même paramètre d'échelle isotrope que celui utilisé en (C.4); et

$\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_1$, sont les composants de l'écart-type de la vitesse du vent.

La cohérence est donnée par:

$$Coh(r, f) = \frac{2^{1/6}}{\Gamma(5/6)} \left(x^{5/6} K_{5/6}(x) - 0,5 x^{11/6} K_{11/6}(x) \right) \quad (C.6)$$

où

x est $2\pi \left((f \times r / V_{hub})^2 + (0,12 r / L)^2 \right)^{0,5}$;

r est la séparation entre les points fixes;

L est l'échelle intégrale de la turbulence isotrope;

$\Gamma(.)$ est la fonction gamma; et

$K(.)(.)$ est la fonction de Bessel modifiée par l'ordre fractionnel.

L'équation (C.6) peut être estimée par le modèle exponentiel donné dans l'équation (C.3), avec L_c remplacé par le paramètre d'échelle isotrope L .

$$Coh(r, f) = \exp \left[-8,8 \left((f \cdot r / V_{hub})^2 + (0,12 r / L_c)^2 \right)^{0,5} \right] \quad (C.3)$$

where

$Coh(r, f)$ is the coherency function defined by the complex magnitude of the cross-spectral density of the longitudinal wind velocity components at two spatially separated points divided by the autospectrum function;

r is the magnitude of the projection of the separation vector between the two points on to a plane normal to the average wind direction;

f is the frequency in Hertz; and

$L_c = 3,5 A_1$ is the coherency scale parameter.

C.3 Von Karman isotropic turbulence model

The longitudinal velocity component spectrum is given in this case by the non-dimensional equation:

$$\frac{f S_1(f)}{\sigma_1^2} = \frac{4 f L / V_{hub}}{\left(1 + 71 \cdot (f L / V_{hub})^2 \right)^{5/6}} \quad (C.4)$$

where

f is the frequency in Hertz;

$L = 3,5 A_1$ is the isotropic integral scale parameter; and

σ_1 is the longitudinal standard deviation at hub height.

The lateral and vertical spectra are equal and given in non-dimensional form by:

$$\frac{f S_2(f)}{\sigma_2^2} = \frac{f S_3(f)}{\sigma_3^2} = 2 f L / V_{hub} \cdot \frac{1 + 189 \cdot (f L / V_{hub})^2}{\left(1 + 71 \cdot (f L / V_{hub})^2 \right)^{11/6}} \quad (C.5)$$

where

L is the same isotropic scale parameter as used in (C.4); and

$\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_1$, are the wind speed standard deviation components.

The coherency is given by:

$$Coh(r, f) = \frac{2^{1/6}}{\Gamma(5/6)} \left(x^{5/6} K_{5/6}(x) - 0,5 x^{11/6} K_{1/6}(x) \right) \quad (C.6)$$

where

x is $2\pi((f r / V_{hub})^2 + (0,12 r / L)^2)^{0,5}$;

r is the separation between the fixed points;

L is the isotropic turbulence integral scale;

$\Gamma(.)$ is the gamma function; and

$K(.)(.)$ is the fractional-order, modified Bessel function.

Equation (C.6) can be approximated by the exponential model given in equation (C.3), with L_c replaced by the isotropic scale parameter L .

Annexe D (informative)

Description déterministe de la turbulence

Si les modes de l'aérogénérateur et, en particulier, les modes de vibration du rotor sont suffisamment amortis, le modèle déterministe suivant peut être utilisé pour la turbulence dans des conditions normales de vent. La capacité d'amortissement peut être vérifiée à l'aide d'un simple modèle stochastique pour la vitesse du vent échantillonnée par rotation. Dans ce modèle simple de vérification, un incrément indépendant, aléatoire et non corrélé par séquence présentant un écart-type de 5 % par rapport à la moyenne est ajouté à la vitesse moyenne du vent pour chaque pale à chaque étape temporelle dans un modèle de simulation dynamique de l'aérogénérateur. Chaque pale est supposée être entièrement immergée dans son champ de vitesse instantané respectif. Les variations en fonction du temps des variables relatives à la réponse de pale simulée de la déviation de l'extrémité de pale et du moment de flexion du fond (par volet et par bord) sont ensuite analysées. Cette analyse consiste en la détermination du rapport des amplitudes harmoniques plus élevées à l'amplitude fondamentale au niveau de la vitesse de rotation. Si ces rapports sont tous inférieurs à 1,5, le modèle déterministe suivant peut alors être utilisé:

Composante de la vitesse longitudinale:

$$\begin{aligned} v_1(y, z, t) = & V(z) + A_1 \sin(2\pi f_1 t) \\ & + A_2 y \sin(2\pi(f_2 t + 1/4 \sin(2\pi f_3 t))) \\ & + A_2 z \sin(2\pi(f_2 t + 1/4 \cos(2\pi f_3 t))) \end{aligned} \quad (D.1)$$

où (y, z) sont les coordonnées latérales et verticales des points situés sur la surface balayée par le rotor de l'aérogénérateur ayant son point d'origine au centre du rotor.

Composante de la vitesse latérale:

$$v_2(t) = A_3 \sin(2\pi(f_4 t + 1/4 \sin(2\pi f_5 t))) \quad (D.2)$$

La composante de la vitesse latérale peut être supposée uniforme sur la zone balayée par le rotor.

Pour le précédent modèle de vitesse du vent, les paramètres d'amplitude et de fréquence sont donnés par les relations suivantes:

Paramètres d'amplitude:

$$A_1 = 2,0 \sigma_1$$

$$A_2 = A_1/D$$

$$A_3 = 0,8 A_1$$

Paramètres de fréquence:

$$f_1 = 0,0194 V_{\text{hub}}/A_1$$

$$f_2 = 4,0 f_1$$

$$f_3 = f_1/10,0$$

$$f_4 = 0,6 f_1$$

$$f_5 = f_4/10,0$$

Annex D (informative)

Deterministic turbulence description

If the wind turbine modes, and specifically the rotor modes of vibration, are sufficiently damped, the following deterministic model may be used for the turbulence in normal wind conditions. The damping sufficiency may be verified using a simple stochastic model for the rotationally sampled wind velocity. In this simple verification model, an independent, sequentially uncorrelated random increment with a standard deviation of 5 % of the mean is added to the mean wind speed for each blade at each time step in a dynamic simulation model of the wind turbine. Each blade is assumed to be fully immersed in its respective instantaneous velocity field. The time histories of the simulated blade response variables of tip deflection and root bending moment (flap- and edge-wise) are then analyzed. This analysis consists of determining the ratio of the higher harmonic amplitudes to the fundamental amplitude at the rotational frequency. If these ratios are all less than 1,5, then the following deterministic model can be used:

Longitudinal velocity component:

$$\begin{aligned} v_1(y, z, t) = & V(z) + A_1 \sin(2\pi f_1 t) \\ & + A_2 y \sin(2\pi(f_2 t + 1/4 \sin(2\pi f_3 t))) \\ & + A_2 z \sin(2\pi(f_2 t + 1/4 \cos(2\pi f_3 t))) \end{aligned} \quad (D.1)$$

where (y, z) are the lateral and vertical co-ordinates of points on the swept surface of the wind turbine rotor with origin at the rotor centre.

Lateral velocity component:

$$v_2(t) = A_3 \sin(2\pi(f_4 t + 1/4 \sin(2\pi f_5 t))) \quad (D.2)$$

The lateral velocity component may be assumed to be uniform over the rotor swept area.

For the previous wind velocity model, the amplitude and frequency parameters are given by the following relations:

Amplitude parameters:

$$A_1 = 2,0 \sigma_1$$

$$A_2 = A_1 / D$$

$$A_3 = 0,8 A_1$$

Frequency parameters:

$$f_1 = 0,0194 V_{\text{hub}} / A_1$$

$$f_2 = 4,0 f_1$$

$$f_3 = f_1 / 10,0$$

$$f_4 = 0,6 f_1$$

$$f_5 = f_4 / 10,0$$

où

σ_1 est l'écart-type de la vitesse du vent à hauteur du moyeu;

A_1 est le paramètre d'échelle de la turbulence;

V_{hub} est la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu pendant dix minutes; et

D est le diamètre du rotor de la turbine.

Noter que les composantes de vitesse latérale et longitudinale définissent ensemble la vitesse et la direction du vent instantanée à hauteur du moyeu à l'aide des relations:

$$V_{\text{hub}}(t) = ((v_1(0,0,t))^2 + (v_2(t))^2)^{0,5}$$

$$\theta_{\text{hub}}(t) = \arctan \frac{v_2(t)}{v_1(0,0,t)} \quad (\text{D.3})$$

Withdrawn
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2006

where

σ_1 is the hub-height wind speed standard deviation;

A_1 is the turbulence scale parameter;

V_{hub} is the ten-minute average, hub-height wind speed; and

D is the turbine rotor diameter.

Note, that the lateral and longitudinal velocity components together define the instantaneous hub-height wind speed and direction using the relationships:

$$V_{\text{hub}}(t) = ((v_1(0,0,t))^2 + (v_2(t))^2)^{0,5}$$

$$\theta_{\text{hub}}(t) = \arctan \frac{v_2(t)}{v_1(0,0,t)} \quad (\text{D.3})$$

Withdrawn
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2006

Annexe E (informative)

Facteurs de sécurité partielle des matériaux

E.1 Généralités

La présente annexe contient des recommandations pour le choix des facteurs de sécurité partielle en matière de fatigue des matériaux lorsque des résultats d'essai détaillés sur les matériaux ne sont pas disponibles.

E.2 Symboles

F	facteur de matériau représentant les effets géométriques dans les matériaux composites	[-]
N	nombre de cycles jusqu'à la rupture suite à la fatigue à un niveau de contrainte donné	[-]
P	probabilité de survie	[-]
R	rapport de la contrainte minimale à la contrainte maximale dans un cycle de fatigue	[-]
S	contrainte	[MPa]
V_f	fraction du volume de fibres	[-]
γ_m	facteur de sécurité partielle des matériaux	[-]
δ	coefficient de variation	[-]

E.3 Comparaison de la valeur caractéristique avec les valeurs de calcul

- **Valeur caractéristique** – propriétés mécaniques des matériaux ou des éléments qui ont un niveau spécifié de probabilité statistique et de confiance associé; utilisée pour concevoir une pièce ou structure. Dans cette partie de la CEI 61400, les facteurs de sécurité des matériaux reposent sur une probabilité de 95 % que le matériau dépassera la valeur caractéristique avec des limites de confiance de 95 %.
- **Valeur de calcul** – une valeur utilisée dans l'analyse des conceptions qui tient compte des critères utilisés pour concevoir une pièce donnée, des méthodes d'analyse utilisées et de la valeur caractéristique du matériau utilisée.

Le facteur de sécurité partielle pour les matériaux est défini comme étant:

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k \quad (\text{E.1})$$

où

f_d est la valeur de conception du matériau;

γ_m est le facteur de sécurité partielle pour les matériaux; et

f_k est la valeur caractéristique de la propriété du matériau.

Pour établir une valeur caractéristique, la Figure E.1 montre les distributions appropriées qu'il convient d'utiliser. La plupart des concepteurs connaissent la distribution normale ou courbe de Bell. Cependant, on sait par expérience, toutefois, que le meilleur ajustement pour les composites est la distribution de Weibull (voir Figure E.1).

Annex E (informative)

Partial safety factors for materials

E.1 General

This annex provides guidelines for selection of partial safety factors for fatigue of materials when comprehensive material test results are not available.

E.2 Symbols

F	material factor accounting for geometrical effects in composites	[-]
N	cycles to fatigue failure at a given stress level	[-]
P	survival probability	[-]
R	ratio of minimum stress to maximum stress in a fatigue cycle	[-]
S	stress	[MPa]
V_f	fibre volume fraction	[-]
γ_m	partial safety factor for materials	[-]
δ	coefficient of variation	[-]

E.3 Characteristic value versus design values

- **Characteristic value** – mechanical properties of materials or elements that have a specified level of statistical probability and confidence associated with them; used to design a part or structure. In this part of IEC 61400, the safety factors for materials are based on a 95 % probability that the material will exceed the characteristic value with 95 % confidence limits.
- **Design value** – a value used in the analysis of designs that accounts for criteria used to design a given part, the analysis methods used, and the characteristic value for the material used.

The partial safety factor for materials is defined as:

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k \quad (\text{E.1})$$

where

f_d is the design value for the material;

γ_m is the partial safety factor for materials; and

f_k is the characteristic value of the material property.

For establishing a characteristic value, Figure E.1 shows the appropriate distributions that should be used. Most designers are familiar with the Normal distribution, or Bell curve. Experience has shown, however, that a better fit for composites is the Weibull distribution (see Figure E.1).

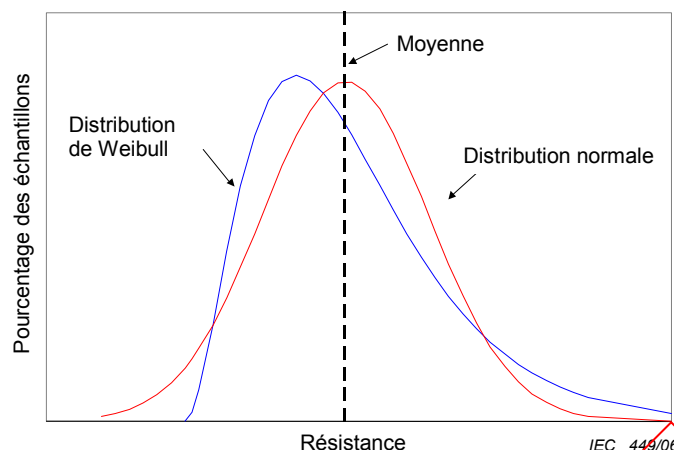


Figure E.1 – Distribution normale et distribution de Weibull

La distribution normale est symétrique, ce qui signifie que pour chaque échantillon faible, il existe un échantillon fort correspondant. La distribution de Weibull, cependant, est asymétrique vers un côté. Dans le cas ci-dessus, cela implique pour un quelconque ensemble d'essais, qu'il existera plus d'échantillons faibles que d'échantillons forts. Si la courbe est asymétrique vers la droite, cela signifie qu'il existe plus d'échantillons forts dans la population que d'échantillons faibles.

Pour les métaux et autres matériaux homogènes, les meilleurs ajustements sont généralement de type normal ou log-normal.

Pour les matériaux composites, une distribution de Weibull est souvent appropriée. Cela est particulièrement vrai pour les propriétés de résistance des matériaux à dominance fibreuse où la courbe est asymétrique vers la droite, ce qui indique une majorité d'échantillons forts par rapport aux échantillons faibles.

Les facteurs de matériau donnés dans cette partie de la CEI 61400 sont basés sur l'hypothèse que les propriétés de matériau reposent sur une probabilité de 95 % avec des limites de confiance de 95 %.

Si les propriétés caractéristiques du matériau sont dérivées pour d'autres probabilités de survie p (mais avec une limite de confiance de 95 %), et/ou des coefficients de variation, δ , de 10 % ou supérieurs, les facteurs de matériau correspondants doivent être multipliés par les facteurs du Tableau E.1. Ces facteurs sont basés sur une distribution normale.

Tableau E.1 – Facteurs des différentes probabilités de survie et variabilités

p %	$\delta = 10$ %	$\delta = 15$ %	$\delta = 20$ %	$\delta = 25$ %	$\delta = 30$ %
99	0,93	0,95	0,97	1,02	1,06
98	0,96	0,99	1,03	1,09	1,15
95	1,00	1,05	1,11	1,2	1,3
90	1,04	1,11	1,20	1,32	1,45
80	1,08	1,18	1,31	1,47	1,65

E.4 Facteurs de matériau et exigences

E.4.1 Généralités

Cinq facteurs majeurs influencent la résistance à la fatigue et la résistance ultime d'un matériau. Dans le cadre des essais de matériaux, il convient de tenir compte de ces effets.

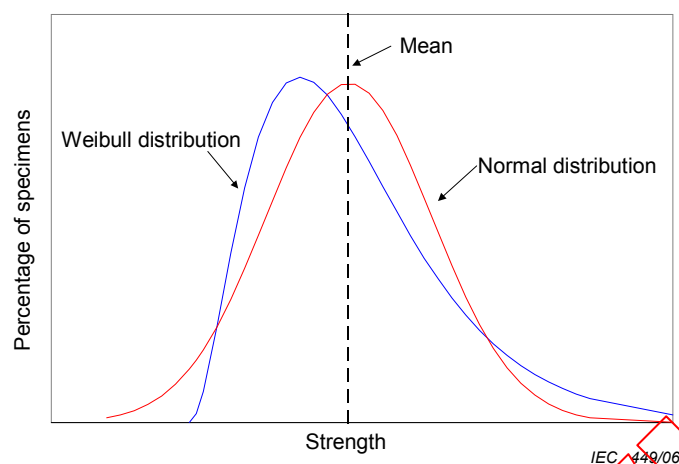


Figure E.1 – Normal and Weibull distribution

The Normal distribution is symmetric, which means that for every weak sample there is a corresponding strong sample. The Weibull distribution, however, is skewed towards one side. In the above case, it implies that for any set of tests, there will be more weak samples than strong samples. If it is skewed to the right, it means that there are more strong samples in the population than weak ones.

For metals and other homogeneous materials, the best fits are typically normal, or log-normal.

For composite materials, a Weibull distribution is often appropriate. This is especially true for fibre-dominated strength properties where the curve is skewed to the right, indicating more strong than weak samples.

The material factors given in this part of IEC 61400 are based on the assumption that the material properties are based on a 95 % probability with 95 % confidence limits.

If the characteristic material properties are derived for other survival probabilities p (but with 95 % confidence limit) and/or coefficients of variation, δ , of 10 % or higher, the relevant materials factors shall be multiplied with the factors found in Table E.1. These factors are based on a normal distribution.

Table E.1 – Factors for different survival probabilities and variabilities

p %	$\delta = 10$ %	$\delta = 15$ %	$\delta = 20$ %	$\delta = 25$ %	$\delta = 30$ %
99	0,93	0,95	0,97	1,02	1,06
98	0,96	0,99	1,03	1,09	1,15
95	1,00	1,05	1,11	1,2	1,3
90	1,04	1,11	1,20	1,32	1,45
80	1,08	1,18	1,31	1,47	1,65

E.4 Material factors and requirements

E.4.1 General

Five major factors influence the fatigue and ultimate strength of a material. Material testing should consider these effects.

Il s'agit:

- a) de matériaux et de configurations de matériau représentatives de la structure en vraie grandeur;
- b) de la méthode de fabrication des échantillons d'essai qui sont typiques de la structure en vraie grandeur;
- c) des essais de fatigue et de charge spectrale;
- d) des effets sur l'environnement; et
- e) des effets géométriques tels qu'ils modifient les propriétés de matériau (par exemple, l'orientation du matériau pour les pales moulées par injection, des ruptures de couches dans les composites et le bois, l'orientation du matériau à partir du forgeage des métaux, etc.).

Les meilleures données d'essai sont déduites des essais en vraie grandeur qui incluent les points a) à e) ci-dessus. Il convient d'utiliser suffisamment d'échantillons d'essai pour obtenir des résultats avec une probabilité de 95 % et des limites de confiance de 95 %.

Il convient de noter également que ces effets n'incluent pas de facteurs de concentration de contrainte classiques. Ces facteurs sont pris en compte lors de l'analyse de la contrainte et non pas dans la caractérisation du matériau.

Si la base de matériaux n'inclut pas tous les facteurs des points a) à e) ci-dessus, alors les facteurs de sécurité partielle doivent être ajustés en fonction. Des facteurs séparés peuvent être estimés pour chacun des cinq effets. Ces facteurs sont multiplicatifs pour toutes les conditions qui s'appliquent. La valeur caractéristique du matériau est divisée par le facteur qui en résulte.

Par exemple, si la valeur caractéristique ne comporte pas d'effets de l'environnement ou d'effets de fatigue, le facteur de sécurité supplémentaire suivant doit être appliqué à la valeur caractéristique.

Facteur de sécurité (effets de l'environnement) X facteur de sécurité (fatigue) X facteur de sécurité nominal = Facteur de sécurité corrigé

Si des critères des points a) à e) ci-dessus ne sont pas satisfait pour la base de matériaux, les recommandations de cette annexe s'appliquent comme des facteurs de sécurité de matériaux pour la conception de PAG.

E.4.2 Composites

Facteur de sécurité des matériaux composites – fibres de verre, $\gamma_m = 7,4$

Facteur de sécurité des matériaux composites – fibres de carbone, $\gamma_m = 3,7$

Il s'agit de facteurs de matériau comme stipulé à la référence [E.1] qui comprennent une conversion de la résistance ultime à la traction en résistance à la fatigue.

Il s'agit des facteurs totaux qui sont appliqués à la résistance ultime statique du matériau pour représenter la fatigue, l'environnement, la fiabilité, les effets dimensionnels, etc. Des facteurs supplémentaires pour les effets géométriques, comme ils s'appliquent aux propriétés locales de matériau, peuvent être nécessaires comme abordé à l'Article E.5. Les facteurs de géométrie peuvent être déterminés de façon empirique ou par analyse. Il est approprié d'inclure la concentration de contrainte dans l'analyse de contrainte. Ces facteurs ne sont pas inclus ici.

Il est noté que les points susmentionnés ne sont pas trop conservateurs. Ces facteurs sont cohérents avec la référence [E.4]. Des données typiques se trouvent aux Figures E.2 à E.4.

They are:

- a) materials and material configurations representative of the full-scale structure;
- b) manufacturing method of the test samples that is typical of the full scale structure;
- c) fatigue and spectrum loading testing;
- d) environmental effects; and
- e) geometry effects as they affect material properties (for example material orientation for injection molded blades, ply drops in composites and wood, material orientation from forging of metals, etc.).

The best test data are derived from full scale testing that includes items a) – e) above. Sufficient test samples should be used to yield results with 95 % probability and 95 % confidence limits.

Note also that these effects do not include conventional stress concentration factors. These factors are considered during the stress analysis, not in the material characterization.

If the material database does not include all factors a) – e) above, then the partial safety factors shall be adjusted accordingly. Separate factors can be estimated for each of the five effects. These factors are multiplicative for all conditions that apply. The characteristic value of the material is divided by the resulting factor.

For example, if the characteristic value does not include environmental effects, or fatigue effects, the following additional safety factor shall be applied to the characteristic value.

Safety factor (environmental effects) X Safety factor (fatigue) X Nominal safety factor =
Corrected safety factor

If criteria a) through e) above are not met for the materials database, the guidelines of this Annex apply as material safety factors for SWT design.

E.4.2 Composites

Material safety factor composites – Glass fibre, $\gamma_m = 7,4$

Material safety factor composites – Carbon fibre, $\gamma_m = 3,7$

These are the material factors as described in reference [E.1] and include conversion from ultimate tensile strength to fatigue strength.

These are the total factors that are applied to the static ultimate material strength to account for fatigue, environmental, reliability, size effects, etc. Additional factors for geometry effects as they apply to local material properties may be needed as discussed in Clause E.5. The geometry factors may be determined empirically, or through analysis. It is appropriate to include the stress concentration in the stress analysis. These factors are not included here.

It is noted that the above are not overly-conservative. These factors are consistent with Reference [E.4]. Typical data are shown in Figures E.2 to E.4. In particular, note that the