

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind turbines –
Part 2: Small wind turbines**

**Eoliennes –
Partie 2: Petits aérogénérateurs**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, 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 either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind turbines –
Part 2: Small wind turbines**

**Eoliennes –
Partie 2: Petits aérogénérateurs**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XF

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-1284-4

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	9
1 Scope.....	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	12
4 Symbols and abbreviated terms.....	21
4.1 General.....	21
4.2 Symbols.....	21
4.3 Coordinate system	25
5 Principal elements	26
5.1 General.....	26
5.2 Design methods	27
5.3 Quality assurance	27
I Design evaluation	29
6 External conditions	29
6.1 General.....	29
6.2 SWT classes.....	29
6.3 Wind conditions	30
6.3.1 General	30
6.3.2 Normal wind conditions.....	30
6.3.3 Extreme wind conditions.....	32
6.4 Other environmental conditions.....	36
6.4.1 General	36
6.4.2 Other normal environmental conditions.....	37
6.4.3 Other extreme environmental conditions.....	37
6.5 Controlled test conditions.....	38
6.6 Electrical load conditions	38
6.6.1 General	38
6.6.2 For turbines connected to the electrical power network.....	38
6.6.3 For turbines not connected to the electrical power network.....	38
7 Structural design	39
7.1 General.....	39
7.2 Design methodology	39
7.3 Loads and load cases	39
7.3.1 General	39
7.3.2 Vibration, inertial and gravitational loads	39
7.3.3 Aerodynamic loads	39
7.3.4 Operational loads	40
7.3.5 Other loads.....	40
7.3.6 Load cases	40
7.4 Simplified loads methodology.....	40
7.4.1 General	40
7.4.2 Load case A: normal operation	42
7.4.3 Load case B: yawing.....	43
7.4.4 Load case C: yaw error.....	44
7.4.5 Load case D: maximum thrust.....	44
7.4.6 Load case E: maximum rotational speed.....	44

7.4.7	Load case F: short at load connection	44
7.4.8	Load case G: shutdown (braking)	44
7.4.9	Load case H: extreme wind loading	45
7.4.10	Load case I: parked wind loading, maximum exposure.....	46
7.4.11	Load case J: transportation, assembly, maintenance and repair.....	47
7.5	Simulation modelling.....	47
7.5.1	General	47
7.5.2	Power production (DLC 1.1 to 1.5).....	48
7.5.3	Power production plus occurrence of fault (DLC 2.1 to 2.3).....	49
7.5.4	Normal shutdown (DLC 3.1 and 3.2)	49
7.5.5	Emergency or manual shutdown (DLC 4.1)	49
7.5.6	Extreme wind loading (stand-still or idling or spinning) (DLC 5.1 to 5.2).....	49
7.5.7	Parked plus fault conditions (DLC 6.1).....	50
7.5.8	Transportation, assembly, maintenance and repair (DLC 7.1).....	50
7.5.9	Load calculations.....	50
7.6	Load measurements.....	50
7.7	Stress calculation	50
7.8	Safety factors.....	51
7.8.1	Material factors and requirements.....	51
7.8.2	Partial safety factor for loads.....	52
7.9	Limit state analysis	52
7.9.1	Ultimate strength analysis.....	52
7.9.2	Fatigue failure	53
7.9.3	Critical deflection analysis	53
8	Protection and shutdown system.....	54
8.1	General.....	54
8.2	Functional requirements of the protection system	54
8.3	Manual shutdown.....	54
8.4	Shutdown for maintenance.....	55
9	Electrical system	55
9.1	General.....	55
9.2	Protective devices.....	55
9.3	Disconnect device.....	56
9.4	Earthing (grounding) systems	56
9.5	Lightning protection	56
9.6	Electrical conductors and cables.....	56
9.7	Electrical loads	56
9.7.1	General	56
9.7.2	Battery charging	56
9.7.3	Electrical power network (grid connected systems).....	57
9.7.4	Direct connect to electric motors (e.g. water pumping).....	57
9.7.5	Direct resistive load (e.g. heating)	57
9.8	Local requirements	57
10	Support structure.....	58
10.1	General.....	58
10.2	Dynamic requirements	58
10.3	Environmental factors	58

10.4	Earthing	58
10.5	Foundation.....	58
10.6	Turbine access design loads	58
11	Documentation requirements	58
11.1	General.....	58
11.2	Product manuals	59
11.2.1	General	59
11.2.2	Specification	59
11.2.3	Installation	60
11.2.4	Operation	60
11.2.5	Maintenance and routine inspection.....	61
11.3	Consumer label.....	62
12	Wind turbine markings	62
II	Type testing.....	63
13	Testing	63
13.1	General.....	63
13.2	Tests to verify design data	63
13.2.1	General	63
13.2.2	P_{design} , n_{design} , V_{design} and Q_{design}	63
13.2.3	Maximum yaw rate.....	64
13.2.4	Maximum rotational speed	64
13.3	Mechanical loads testing	64
13.4	Duration testing	65
13.4.1	General	65
13.4.2	Reliable operation	66
13.4.3	Dynamic behaviour	68
13.4.4	Reporting of duration test	69
13.5	Mechanical component testing	70
13.5.1	General	70
13.5.2	Blade test	70
13.5.3	Hub test.....	71
13.5.4	Nacelle frame test	71
13.5.5	Yaw mechanism test.....	71
13.5.6	Gearbox test.....	71
13.6	Safety and function	71
13.7	Environmental testing	72
13.8	Electrical.....	72
Annex A (informative)	Variants of small wind turbine systems	73
A.1	General.....	73
A.2	Example 1: power forms.....	73
A.3	Example 2: blades	73
A.4	Example 3: support structures.....	73
Annex B (normative)	Design parameters for describing SWT class S	75
Annex C (informative)	Stochastic turbulence models.....	76
C.1	General.....	76
C.2	Exponential coherency model	77
C.3	Von Karman isotropic turbulence model	77
Annex D (informative)	Deterministic turbulence description.....	79

Annex E (informative) Partial safety factors for materials	81
E.1 General.....	81
E.2 Symbols.....	81
E.3 Characteristic value versus design values.....	81
E.4 Material factors and requirements	82
E.4.1 General	82
E.4.2 Composites	83
E.4.3 Metals	85
E.4.4 Wood.....	85
E.5 Geometry effects	88
E.6 Reference documents	89
Annex F (informative) Development of the simplified loads methodology.....	90
F.1 Symbols used in this annex.....	90
F.2 General.....	91
F.3 Caution regarding use of simplified equations	91
F.4 General relationships	92
F.5 Reference documents	100
Annex G (informative) Example of test reporting formats	101
G.1 Overview.....	101
G.2 Duration test	101
G.2.1 General	101
G.2.2 Table summarizing the duration test results	101
G.2.3 Plot showing any potential power degradation	102
G.3 Power/energy performance	102
G.3.1 General	102
G.4 Acoustic noise test.....	105
Annex H (informative) EMC measurements.....	106
H.1 Overview.....	106
H.2 Measurement for radiated emissions.....	106
H.3 Measurements of conducted emissions.....	108
H.4 Reference documents	108
Annex I (normative) Natural frequency analysis	110
Annex J (informative) Extreme environmental conditions	112
J.1 Overview.....	112
J.2 Extreme conditions	112
J.3 Low temperature	112
J.4 Ice	112
J.5 High temperature	113
J.6 Marine	113
Annex K (informative) Extreme wind conditions of tropical cyclones.....	114
K.1 General.....	114
K.2 Using SWT classes in tropical cyclone areas	114
K.3 Extreme wind conditions	114
K.3.1 Definition of tropical cyclones	114
K.3.2 General features of tropical cyclones	114
K.3.3 Extreme wind conditions	115
K.4 Stochastic simulation (Monte Carlo simulation)	116
K.5 Reference documents	117

Annex L (informative) Other wind conditions	120
L.1 General.....	120
L.2 Typical situations	120
L.3 Directionally dependent flow	120
L.4 Inclined flow.....	120
L.5 Turbulence.....	122
L.6 Extreme wind direction changes.....	125
L.7 Gust factors	126
L.8 Reference documents	127
Annex M (informative) Consumer label	128
M.1 General.....	128
M.2 Administration.....	128
M.2.1 General	128
M.2.2 Test summary report.....	128
M.2.3 Publication of labels	129
M.2.4 Wind turbine variants.....	129
M.3 Tests for labelling	129
M.3.1 General	129
M.3.2 Duration test.....	129
M.3.3 Power curve and reference annual energy	130
M.3.4 Acoustic noise test	130
M.4 Label layout	130
M.5 Reference documents	130
Bibliography.....	133
Figure 1 – Definition of the system of axes for HAWT	25
Figure 2 – Definition of the system of axes for VAWT	26
Figure 3 – IEC 61400-2 decision path	28
Figure 4 – Characteristic wind turbulence	32
Figure 5 – Example of extreme operating gust ($N=1$, $V_{hub} = 25$ m/s)	33
Figure 6 – Example of extreme direction change magnitude ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m).....	35
Figure 7 – Example of extreme direction change transient ($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)	35
Figure 8 – Extreme coherent gust ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG).....	35
Figure 9 – The direction change for ECD	36
Figure 10 – Time development of direction change for $V_{hub} = 25$ m/s.....	36
Figure E.1 – Normal and Weibull distribution	82
Figure E.2 – Typical S-N diagram for fatigue of glass fibre composites (Figure 41 from reference [E.2]).....	84
Figure E.3 – Typical environmental effects on glass fibre composites (Figure 25 from reference [E.2]).....	84
Figure E.4 – Fatigue strain diagram for large tow unidirectional 0° carbon fibre/vinyl ester composites, $R = 0,1$ and 10 (Figure 107 from reference [E.2])	84
Figure E.5 – S-N curves for fatigue of typical metals	85
Figure E.6 – Fatigue life data for jointed softwood (from reference [E.5])	86
Figure E.7 – Typical S-N curve for wood (from reference [E.5]).....	86

Figure E.8 – Effect of moisture content on compressive strength of lumber parallel to grain (Figure 4-13 from reference [E.6])	87
Figure E.9 – Effect of moisture content on wood strength properties (Figure 4-11 from reference [E.6])	87
Figure E.10 – Effect of grain angle on mechanical property of clear wood according to Hankinson-type formula (Figure 4-4 from reference [E.6])	88
Figure G.1 – Example power degradation plot	102
Figure G.2 – Example binned sea level normalized power curve	103
Figure G.3 – Example scatter plot of measured power and wind speed	104
Figure G.4 – Example immission noise map	105
Figure H.1 – Measurement setup of radiated emissions (set up type A)	107
Figure H.2 – Measurement setup of radiated emissions (set up type B)	107
Figure H.3 – Measurement setup of conducted emissions (setup type A)	108
Figure H.4 – Measurement setup of conducted emissions (setup type B)	108
Figure I.1 – Example of a Campbell diagram	111
Figure K.1 – Comparison of predicted and observed extreme winds in a mixed climate region (after Isihara, T. and Yamaguchi, A.)	117
Figure K.2 – Tropical cyclone tracks between 1945 and 2006	119
Figure L.1 – Simulation showing inclined flow on a building (courtesy Sander Mertens)	121
Figure L.2 – Example wind flow around a building	122
Figure L.3 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 5 m above treetops in a forest north of Uppsala, Sweden, during Jan-Dec 2009	123
Figure L.4 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 69 m above treetops in a forest north of Uppsala, Sweden, during 2009 (limited data for high wind speeds)	123
Figure L.5 – Turbulence intensity and wind distribution, 2 m above rooftop in Melville, Western Australia, during Jan-Feb 2009, reference [L.4]	124
Figure L.6 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 5,7 m above a rooftop in Port Kennedy, Western Australia, during Feb-Mar 2010, reference [L.4]	124
Figure L.7 – Example extreme direction changes; 1,5 m above a rooftop in Tokyo, Japan during three months February-May of 2007 (0,5 Hz data, reference [L.5])	125
Figure L.8 – Example extreme direction changes; 1,5 m above a rooftop in Tokyo, Japan during five months September 2010 to February 2011 (1,0 Hz data, reference [L.5])	126
Figure L.9 – Gust factor measurements during storm in Port Kennedy, Western Australia, during March 2010, measured 5 m above rooftop compared with 10-min average wind speed	126
Figure M.1 – Sample label in English	131
Figure M.2 – Sample bilingual label (English/French)	132
Table 1 – Basic parameters for SWT classes	30
Table 2 – Design load cases for the simplified load calculation method	42
Table 3 – Force coefficients (C_f)	47
Table 4 – Minimum set of design load cases (DLC) for simulation by aero-elastic models	48
Table 5 – Equivalent stresses	51
Table 6 – Partial safety factors for materials	52
Table 7 – Partial safety factors for loads	52

Table C.1 – Turbulence spectral parameters for Kaimal model.....	76
Table E.1 – Factors for different survival probabilities and variabilities.....	82
Table E.2 – Geometric discontinuities	89
Table G.1 – Example duration test result	101
Table G.2 – Example calculated annual energy production (AEP) table	104
Table K.1 – Top five average extreme wind speeds recorded at meteorological stations	115
Table K.2 – Extreme wind speeds recorded at meteorological stations	116

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –**Part 2: 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 itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 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 third edition cancels and replaces the second edition published in 2006.

This edition constitutes a technical revision. This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- the title has been modified to better reflect the scope;
- restructured into part I (design evaluation) and part II (type testing) to harmonise use with IEC 61400-22 conformity testing and certification;
- caution provided regarding the use of simplified equations;
- added annex on other wind conditions;
- added annex on tropical storms;
- added annex on extreme environmental conditions;

- added annex on EMC testing;
- added annex on dynamic behaviour;
- duration testing requirements modified;
- added annex on standardised format consumer label;
- many minor changes and all known errata corrected.

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

FDIS	Report on voting
88/465/FDIS	88/469/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.

A list of all parts in the IEC 61400 series, published under the general title *Wind turbines*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability 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.

The contents of the corrigendum of October 2019 have been included in this copy.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

WIND TURBINES –

Part 2: 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 standard is concerned with all subsystems of SWTs such as protection mechanisms, internal electrical systems, mechanical systems, support structures, foundations and the electrical interconnection with the load. A small wind turbine system includes the wind turbine itself including support structures, the turbine controller, the charge controller / inverter (if required), wiring and disconnects, the installation and operation manual(s) and other documentation.

While this standard is similar to IEC 61400-1, it does simplify and make significant changes in order to be applicable to small wind turbines. Any of the requirements of this standard may be altered if it can be suitably demonstrated that the safety of the turbine system is not compromised. This provision, however, does not apply to the classification and the associated definitions of external conditions in Clause 6. Compliance with this standard does not relieve any person, organisation, or corporation from the responsibility of observing other applicable regulations.

This standard applies to wind turbines with a rotor swept area smaller than or equal to 200 m², generating electricity at a voltage below 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. for both on-grid and off-grid applications.

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

2 Normative references

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

IEC 60038:2009, *IEC standard voltages*

IEC 60204-1:2005, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

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

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

IEC 61400-11, *Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques*

IEC 61400-12-1:2005, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

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

IEC 61400-14:2005, *Wind turbines – Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values*

IEC/TS 61400-23:2001, *Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*

IEC 61643-11:2011, *Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Requirements and test methods*

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

ISO 2394:1998, *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 1 to entry: 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

V_{ave}

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

device capable of reducing the rotor speed or stopping rotation of a wind turbine system

3.5

catastrophic failure

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

3.6

characteristic value

value (of a material property) having a prescribed probability of not being attained in a hypothetical unlimited test series

3.7**consumer label**

a label for the benefit of consumers consisting of two parts: the label itself, and a test summary report made available by a web site

3.8**control system**

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

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

lowest mean hub height wind speed bin value at which the wind turbine system produces a net positive power output

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

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

3.11**declared sound power level**

the declared apparent sound power level in dB(A) as measured per IEC 61400-11 and as calculated per IEC 61400-14

3.12**design limit**

maximum or minimum value used in a design

3.13**design situation**

possible mode of wind turbine system operation, e.g. power production, parking, etc.

3.14**design wind speed**

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

3.15**downwind**

in the main direction of wind flow

3.16**emergency shutdown**

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

3.17**environmental condition**

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

3.18**external condition**

factor affecting the operation of a wind turbine system including the environmental conditions (temperature, snow, ice, etc.) and the electrical network conditions that are not part of the wind turbine system

3.19

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 1 to entry: 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.

3.20

fail-safe

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

3.21

furling

a passive control mechanism by means of reducing the projected swept area, which can be used to e.g. control the wind turbine system power or rotational speed, etc.

3.22

gust

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

Note 1 to entry: A gust can be characterized by its rise-time, its amplitude and its duration.

3.23

horizontal axis wind turbine

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

3.24

hub

fixture for attaching the blades or blade assembly to the rotor shaft of a wind turbine system

3.25

hub height

height of the geometric centre of the swept area of the wind turbine rotor above the terrain surface

3.26

idling

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

3.27

limit state

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

Note 1 to entry: 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).

[SOURCE: ISO 2394:1998, 2.2.9, modified to be precise to wind turbine systems]

3.28

load case

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

3.29**logarithmic wind shear law**

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

3.30**maximum output current**

maximum current (a.c. or d.c.) of the wind turbine system that can be taken from the connection facilities of the wind turbine system and which shall be specified as a 600 s average value, i_{600} , a 60 s average value, i_{60} and as a 0,2 s average value, $i_{0,2}$

Note 1 to entry: The maximum output current is ordinarily the rated current.

Note 2 to entry: The maximum output current is not to be confused with the current at the reference power.

3.31**maximum output power**

maximum power (a.c. or d.c.) that can be taken from the connection facilities of the wind turbine system and which shall be specified as a 600 s average value, P_{600} , a 60 s average value, P_{60} and as a 0,2 s average value, $P_{0,2}$

Note 1 to entry: The maximum output power is ordinarily the rated power.

Note 2 to entry: The maximum output power is not to be confused with the reference power.

3.32**maximum output voltage**

maximum voltage (a.c. or d.c.) that will be produced at the connection facilities of the wind turbine system and which shall be specified as a 600 s average value, U_{600} , a 60 s average value, U_{60} and as a 0,2 s average value, $U_{0,2}$

Note 1 to entry: The maximum output voltage may be exceeded within the wind turbine system itself.

3.33**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

3.34**nacelle**

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

3.35**noise label**

a defined graphical and textual representation of the acoustic noise data pertaining to a small wind turbine system

3.36**normal external conditions**

those external conditions which are encountered by the wind turbine system with less than one-year recurrence period

3.37**normal operation**

fault free operation complying with the description in the wind turbine manual

3.38**normal shutdown**

shutdown in which all stages are under the control of the wind turbine's control system

3.39

operating limits

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

3.40

overspeed control

the action of a control system, or part of such system, which prevents excessive rotor speed

3.41

parked wind turbine

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

3.42

parking

situation to which a wind turbine system returns after a normal shutdown

3.43

power form

physical characteristics which describe the form in which power produced by the wind turbine system is made deliverable to the load (e.g. 230 V a.c., 50 Hz, 1 ph; or e.g. 48 V d.c.)

3.44

power law for wind shear

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

3.45

power output

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

Note 1 to entry: The electric power delivered by a wind turbine system.

3.46

protection system

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

3.47

rated power

maximum continuous electrical output power which a wind turbine system is designed to achieve at the connection facilities under normal operation

Note 1 to entry: The reference power is defined for the purposes of comparing wind turbine systems and is not to be confused with the rated power which may occur at much higher wind speeds. Rated power is an obsolete term that is better replaced by either maximum output power or reference power depending on context.

[SOURCE: IEC 61400-21:2008, 3.14, modified to be precise to wind turbine systems]

3.48

rated current

maximum continuous electrical output current which a wind turbine system is designed to achieve at the connection facilities under normal operation

Note 1 to entry: The reference current is defined for the purposes of comparing wind turbine systems and is not to be confused with the rated current which may occur at much higher wind speeds. Rated current is an obsolete term that is better replaced by maximum output current.

[SOURCE: IEC 61400-21:2008, 3.13, modified to be precise to wind turbine systems]

3.49**rated wind speed**

wind speed at which a wind turbine system's rated power is achieved

Note 1 to entry: Rated wind speed is an obsolete term. The reference power & reference annual energy are defined for the purposes of comparing wind turbine systems (see corresponding definitions) and are not to be confused with the maximum power which may occur at much higher wind speeds.

[SOURCE: IEC 61400-21:2008, 3.15, modified to be precise to wind turbine systems]

3.50**Rayleigh distribution**

probability distribution function often used for wind speeds

Note 1 to entry: The distribution depends on one adjustable parameter, the scale parameter, which controls the average wind speed.

Note 2 to entry: The Rayleigh distribution is identical to a Weibull distribution (see 3.73) with shape parameter 2.

3.51**reduced speed**

rotational speed such that the wind turbine system can be brought to a parked condition manually without any risk to personnel

3.52**reference annual energy**

calculated total energy that would be produced during a one-year period at an average wind speed of 5,0 m/s at hub height, assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 % availability, and the power curve derived from IEC 61400-12-1, where it is referred to as "Annual Energy Production" (AEP)

Note 1 to entry: The AEP from IEC 61400-12-1 is either the "AEP-measured" or the "AEP-extrapolated", and is either "sea-level normalised" or "site-specific".

Note 2 to entry: Within this standard reference annual energy is AEP-measured and sea-level normalised.

Note 3 to entry: The reference annual energy is defined for the purposes of comparing wind turbine systems.

3.53**reference power**

wind turbine system's power output at 11,0 m/s at hub height per the power curve from IEC 61400-12-1, or the maximum output power of the wind turbine system at a lower wind speed if this is a higher power output (again per the power curve from IEC 61400-12-1)

Note 1 to entry: The reference power is defined for the purposes of comparing wind turbine systems and is not to be confused with the maximum power which may occur at much higher wind speeds.

3.54**reference wind speed**

V_{ref}

basic parameter for wind speed used for defining SWT classes

Note 1 to entry: Other design related climatic parameters are derived from the reference wind speed and other basic SWT class parameters.

Note 2 to entry: 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 3.19).

3.55**resonance**

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

3.56

rotor centre

geometric centre of the wind turbine rotor

3.57

rotor speed

rotational speed of a wind turbine rotor about its axis

3.58

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

3.59

safe life

prescribed service life with a declared probability of catastrophic failure

3.60

scheduled maintenance

preventive maintenance carried out in accordance with an established time schedule

3.61

shutdown

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

3.62

standstill

condition of a wind turbine generator system that is stopped

3.63

support structure

part of a wind turbine system comprising the tower and foundation

3.64

survival wind speed (deprecated)

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

Note 1 to entry: This term is not used in the IEC 61400 series; the design conditions instead refer to extreme wind speed (see 3.19), with extreme wind speed being the preferred term.

3.65

small wind turbine

SWT

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

Note 1 to entry: A small wind turbine system includes the wind turbine itself including support structures, the turbine controller, the charge controller / inverter (if required), wiring and disconnects, the installation and operation manual(s) and other documentation.

3.66

swept area

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

3.67

turbine test class

small wind turbine (SWT) class for which the duration test (13.4) has been completed

3.68**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

3.69**ultimate limit state**

limit state which generally corresponds to maximum load carrying capacity (ISO 2394)

3.70**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

3.71**upwind**

in the direction opposite to the main direction of wind flow

3.72**vertical axis wind turbine**

wind turbine system whose rotor axis is substantially perpendicular to the wind flow

3.73**Weibull distribution**

probability distribution function often used for wind speeds

Note 1 to entry: 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 (see wind speed distribution 3.75).

3.74**wind profile****wind shear law**

mathematical expression for assumed wind speed variation with height above ground

Note 1 to entry: Commonly used profiles are the logarithmic profile (1) or the power law profile (2).

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

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

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.

3.75**wind speed distribution**

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

Note 1 to entry: Often used distribution functions are the Rayleigh, $P_R(V_o)$, and the Weibull, $P_W(V_o)$, functions.

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

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

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.

3.76

wind shear

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

3.77

wind shear exponent

also commonly known as power law exponent (α), see 3.74, wind profile - wind shear law

3.78

wind speed

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

Note 1 to entry: The wind speed is also the magnitude of the local wind velocity (vector) (see 3.79, wind velocity).

3.79

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 1 to entry: The vector at any point is thus the time derivative of the position vector of the air "parcel" moving through the point.

3.80

yawing

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

3.81

yaw rate

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

3.82

yaw misalignment

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

4 Symbols and abbreviated terms

4.1 General

NOTE Symbols and abbreviations can vary in some annexes, and if so they are defined internally within the annex.

4.2 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	[Hz]
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	electrical current	[A]
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]
$M_{x\text{-shaft}}$	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_{towertop}	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/min]
n_{design}	design rotational speed	[r/min]
n_i	counted number of fatigue cycles in load bin i	[-]
n_{max}	maximum rotational speed	[r/min]
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_H	harmonic multiple of fundamental excitation frequency, being rotor speed	[Hz]
p	survival probability	[-]
Q	rotor torque	[Nm]
Q_{design}	design shaft 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 ²]
S_k	single sided velocity component spectrum	[m ² /s ²]
s_i	the stress (or strain) level associated with the counted number of cycles in bin i	[-]
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]
U	electrical potential difference (voltage)	[V]
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_{maint}	wind speed (10-min average) below which safe shutdown of the SWT for performing inspections, service or maintenance is possible	[m/s]
$V_{\text{max,shutdown}}$	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]
$V(t,z)$	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_f	partial safety factor for loads	[-]
γ_m	partial safety factor for materials	[-]
Δ	range	[-]
$\theta(t)$	wind direction change transient	[°]
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]
$\omega_{\text{yaw,max}}$	maximum yaw rate	[rad/s]

Subscripts:

ave	average
B	blade

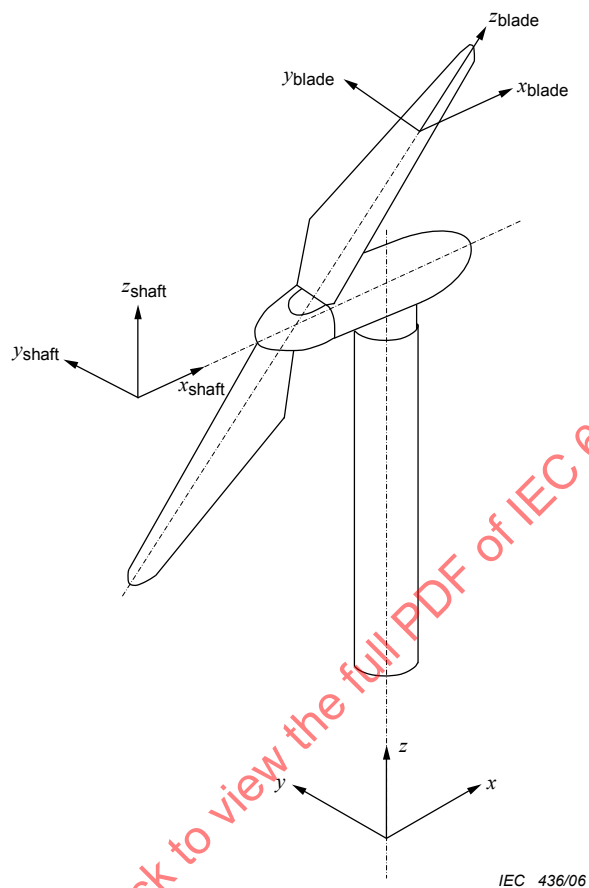
design	input parameter for the simplified design equations
e1	once per year extreme (averaged over 3 s)
e50	once per 50 year extreme (averaged over 3 s)
hub	hub
max	maximum
overhang	description of section of tower between lifting point and tower top
r	rotor
shaft	shaft
x	in the x -direction
y	in the y -direction
z	in the z -direction

Abbreviations:

asl	above sea level
AEP	Annual Energy Production
RAE	Reference Annual Energy
AC	Alternating current
DC	Direct current
CFD	Computational Fluid Dynamics
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
EWC	Extreme wind conditions
EWM	Extreme wind speed model
F	Fatigue
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FMECA	Failure Mode Effects and Criticality Analysis
GFCI	Ground fault circuit interrupter
HAWT	Horizontal axis wind turbine
NTM	Normal turbulence model
NWC	Normal wind conditions
NWP	Normal wind profile model
OWC	Other wind conditions
S	Special IEC wind turbine class
SWC	Standard wind conditions
SWT	Small wind turbine
U	Ultimate
UV	Ultra violet (radiation)
VAWT	Vertical axis wind turbine

4.3 Coordinate system

To define the directions of the loads of a horizontal axis wind turbine (HAWT), the system of axes shown in Figure 1 is used.



The following notes form part of the above figure:

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_{shaft} 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

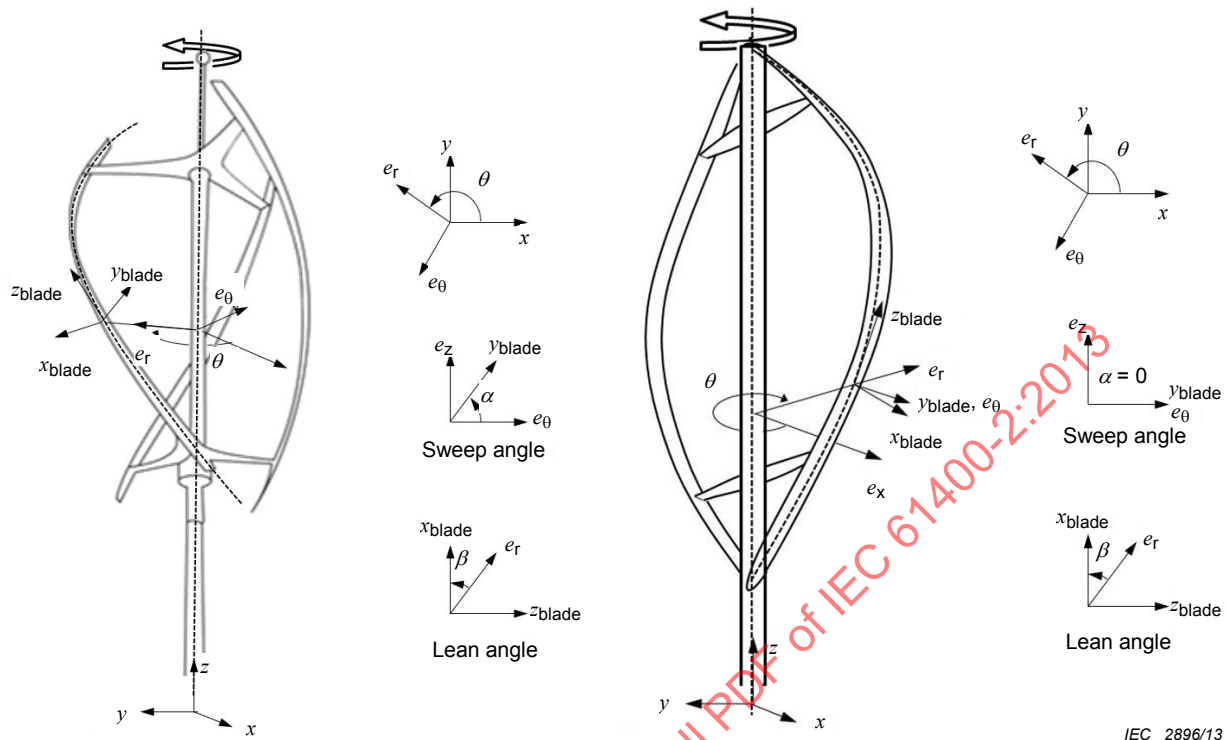
z_{blade} is positive towards blade tip

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 counter clockwise when viewed from an upwind location.

the blade axis system rotates with the rotor

Figure 1 – Definition of the system of axes for HAWT

To define the directions of the loads of a vertical axis wind turbine (VAWT), the system of axes shown in Figure 2 is used.



IEC 2896/13

Tower:

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

Rotor:

The rotor coordinate system is cylindrical of axis z , the angle $\theta = (e_x, e_r)$ is positive from the downwind axis x . (e_r, e_θ, e_z) is a right hand coordinate system.

Blade:

z_{blade} is tangent to the reference line of the blade, and points upward.

y_{blade} is perpendicular to z_{blade} and to the radial vector e_r ; points in the opposite direction to the rotation

x_{blade} completes the right hand coordinate system (and is normal to the blade)

NOTE In the case of a rotor with planar straight blades (lean and sweep angle are both zero) spinning in the negative z direction, the blade coordinate system is coincident with the rotor coordinate system.

Figure 2 – Definition of the system of axes for VAWT

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 Clauses 5 through 12. This specification of requirements applies to the design, manufacture, installation and maintenance of the wind turbine, and the associated quality management process, together with appropriate and sufficient documentation.

5.2 Design methods

The design method for turbines covered under this standard is depicted in Figure 3. A simplified approach is permitted for a variety of turbine configurations. For turbines with a swept rotor area of 2 m^2 or less only the sample support structure is considered part of the design (however see 11.2.3.2).

The design loads shall be obtained in one or a combination of the following three ways. The design loads shall be verified by measured “design data test” (See 13.2):

It is *recommended* that in-house tests for design data are conducted early in the development.

1) Simplified loads methodology

For certain turbine configurations a simplified calculation method is given. A limited set of load cases and configurations is given in 7.4 with simple formulas and simplified external conditions. The turbine data assumed within the simplified equations shall be verified by the “Tests to verify design data” (see 13.2).

2) Simulation model

A 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 6.3.3, and design situations defined in 7.5. This approach uses a structural dynamics simulation model in combination with wind turbine and application adequate assumptions. The assumptions shall be verified by the “Tests to verify design data” (see 13.2).

All relevant combinations of external conditions and design situations shall be analysed. A minimum set of such combinations has been defined as load cases in this standard.

3) Full scale load measurement

Full scale load measurement with load extrapolation (see 7.6).

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

For all turbines a static blade test is required (see 13.5.2). To verify the adequacy of other load carrying components, either calculations or testing is required or a combination of both. Test conditions shall reflect the design loads including the relevant safety factors.

Finally, for all turbines a safety and function test (see 13.6) and duration test (see 13.4) 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 complies with the requirements of the ISO 9000 series.

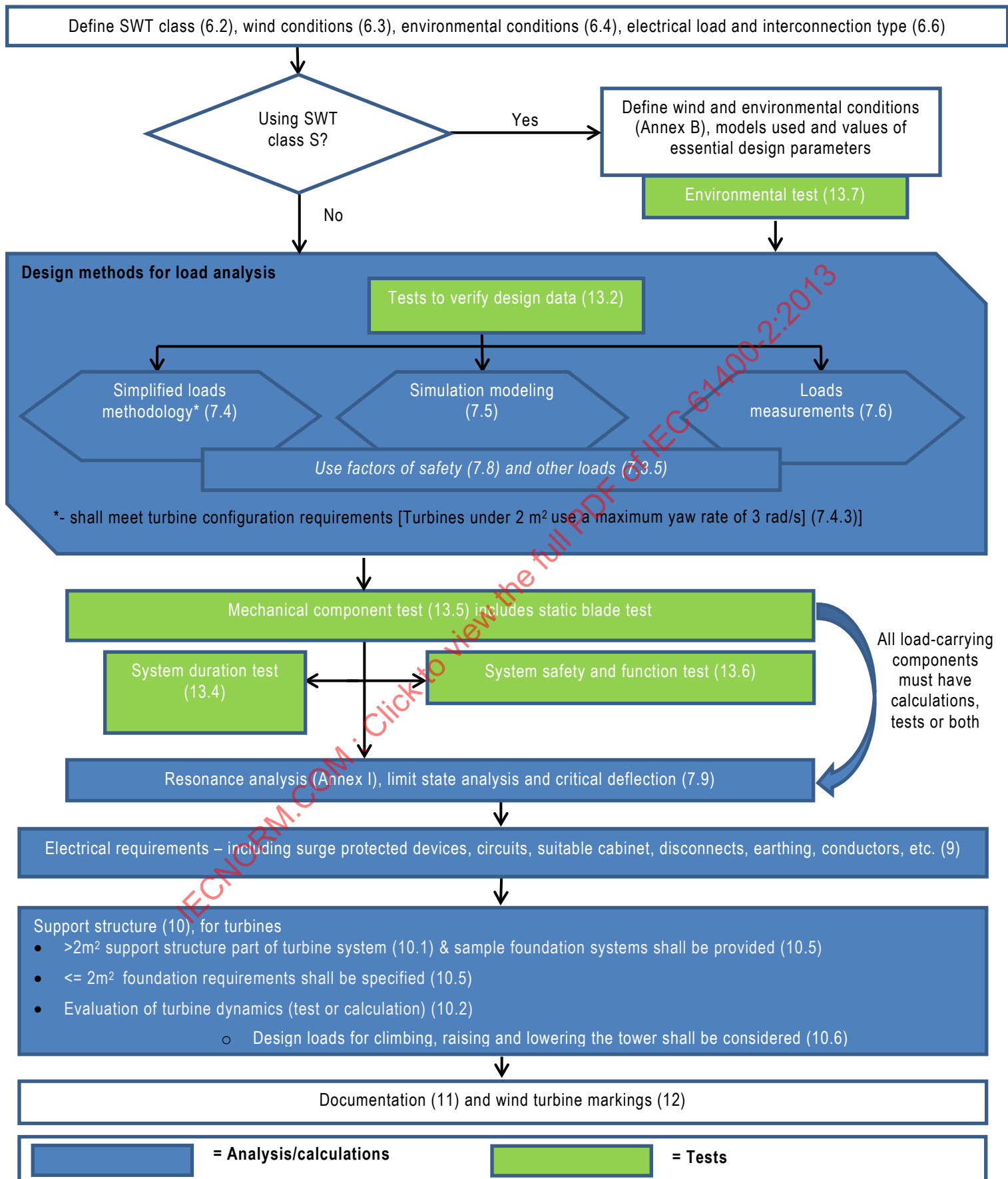


Figure 3 – IEC 61400-2 decision path

I Design evaluation

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 external condition 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 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.

The intention of the classes is to cover most applications, and reference should be made to Annex L for other wind conditions that may be experienced. In cases where a special design (e.g. special wind conditions, or other wind conditions (per Annex L) 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 (see Annex B). 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 may require wind turbine class S design (see Annex B, Annex K, and Annex L).

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} (Note 2) (-)		0,18	0,18	0,18	0,18	
a (-)		2	2	2	2	
NOTE						
1) the values apply at hub height, and;						
2) I_{15} is the dimensionless characteristic value of the turbulence intensity at 15 m/s, where 0,18 is the minimum value that shall be used, and noting that Annex M discusses observations regarding turbulence intensity;						
3) 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 6.6.

The abbreviations added in parentheses in the subclause headings in the remainder of Clause 6 are used for describing the wind conditions for the design load cases defined in 7.5, simulation modelling (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 values of essential design parameters. Where the models in the present subclause 6.2 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 (NWC) which will occur frequently during normal operation of a SWT, and the extreme wind conditions (EWC) which are defined as having a 1-year or 50-year recurrence period.

In this standard the combination of the NWC and EWC in conjunction with the four SWT classes I-IV define the standard wind conditions (SWC). In Annex L other wind conditions (OWC) are discussed.

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 that 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 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:

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

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:

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

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, in 6.3.2.2. 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 by¹:

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

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 4.

¹ 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.

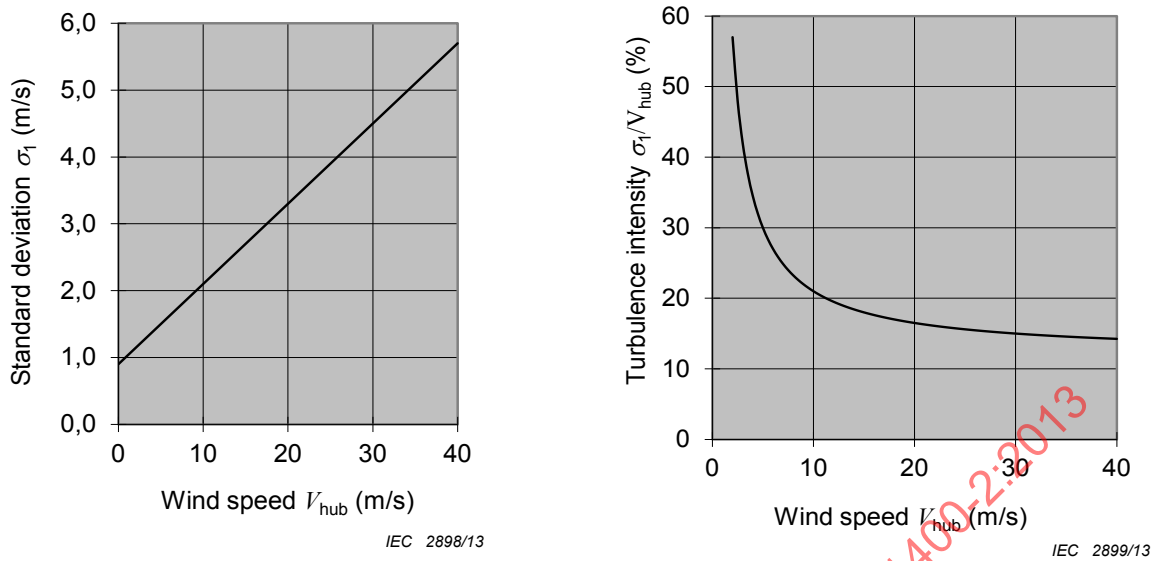


Figure 4 – Characteristic wind turbulence

- 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:

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

- c) The turbulence scale parameter, Λ_1 , shall be given by:

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

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 SWTs. 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, the 3-s gust V_{e50} and V_{e1} shall be computed using the following equations:

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

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

where z_{hub} is hub height, and 1,4 is the gust factor at 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 $N = 50$.

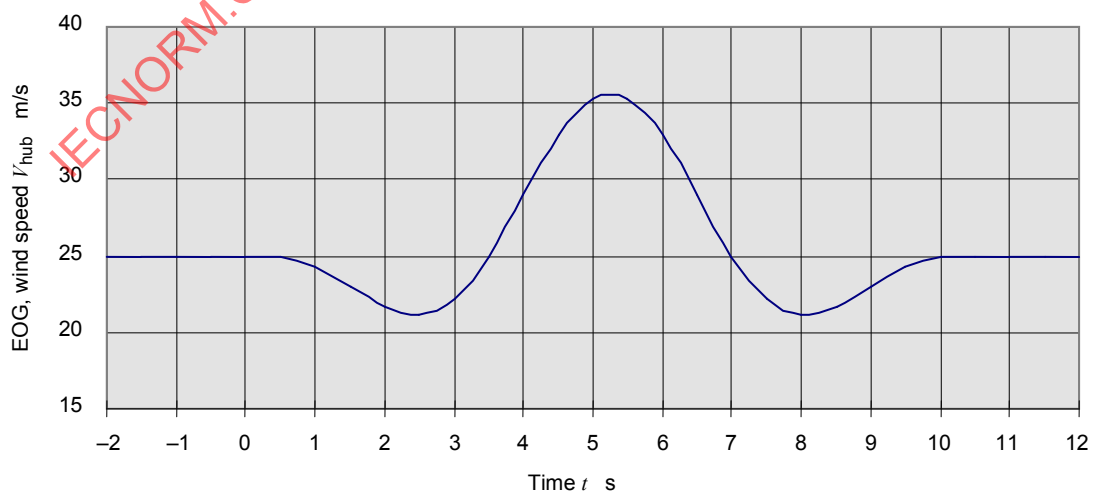
The wind speed shall be defined for a recurrence period of N years by the equation:

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

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 5:



IEC 440/06

Figure 5 – Example of extreme operating gust ($N=1$, $V_{\text{hub}} = 25$ 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:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{A_1} \right) \right)} \right) \quad (14)$$

where

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

A_1 is the turbulence scale parameter, according to Equation (9);

D is the rotor diameter;

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

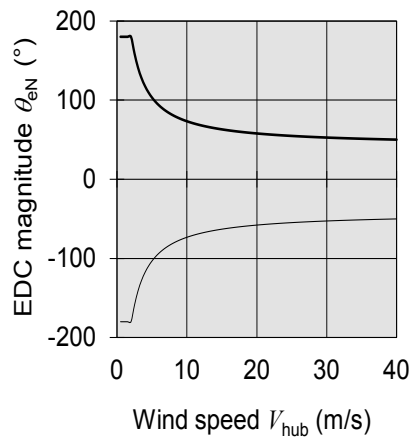
$\beta = 6,4$ for $N = 50$.

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

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

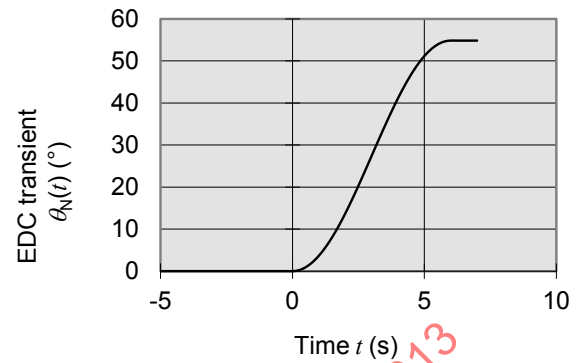
where $T = 6$ s is the duration of the extreme direction change transient. The sign shall be chosen so that the worst transient loading occurs. At the end of the direction change transient the direction is assumed to remain unchanged.

As an example, the extreme direction change with a recurrence period of 50 years and $V_{hub} = 25$ m/s is shown in Figure 6 and Figure 7.



IEC 2900/13

Figure 6 – Example of extreme direction change magnitude ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{\text{hub}} = 20$ m)



IEC 2901/13

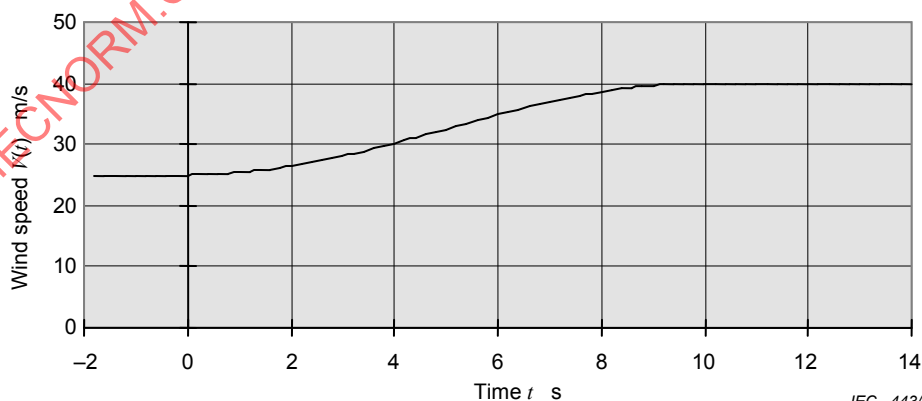
Figure 7 – Example of extreme direction change transient ($N = 50$, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s)

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 $V_{\text{cg}} = 15$ m/s shall be assumed. The wind speed shall be defined by the relations:

$$V(t, z) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t < 0 \\ V(z) + 0.5 V_{\text{cg}} (1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{\text{cg}} & \text{for } t > T \end{cases} \quad (16)$$

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 8 for $V_{\text{hub}} = 25$ m/s.



IEC 443/06

Figure 8 – Extreme coherent gust ($V_{\text{hub}} = 25$ 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 8) 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 $V_{hub} = 25 \text{ m/s}$ is shown in Figure 9 and Figure 10, respectively.

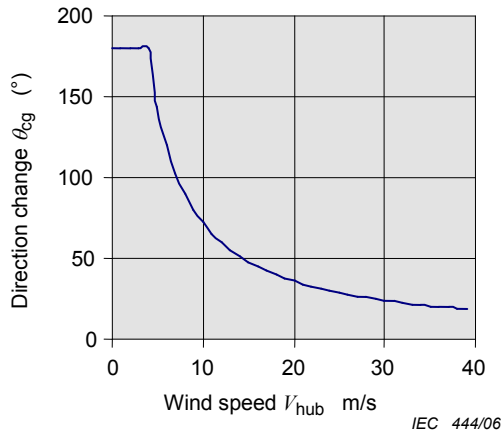


Figure 9 – The direction change for ECD

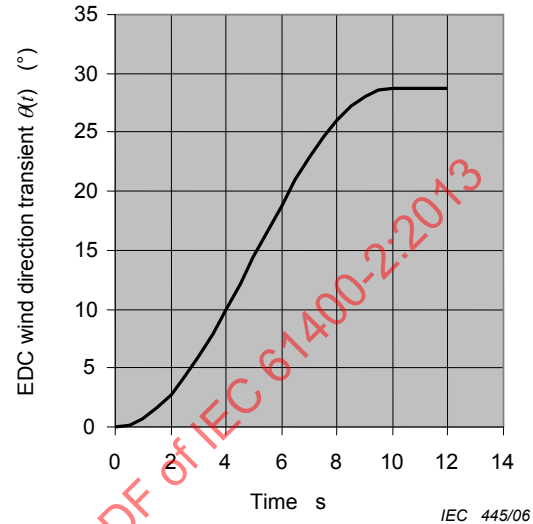


Figure 10 – Time development of direction change for $V_{hub} = 25 \text{ m/s}$

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 (see Annex J for further information):

- 1) temperature;
- 2) humidity;
- 3) air density;
- 4) solar radiation;
- 5) rain, hail, snow and ice;
- 6) chemically active substances;
- 7) mechanically active particles (e.g. sand and dust particles);
- 8) lightning;
- 9) earthquakes; and
- 10) 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.

Variations in the climatic conditions within the normal limits, which correspond to a one-year recurrence 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:

- 1) normal system operation ambient temperature range of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 2) relative humidity of up to 95 %;
- 3) atmospheric content equivalent to that of a non-polluted inland atmosphere (see IEC 60721-2-1);
- 4) solar radiation intensity of $1\,000\text{ W/m}^2$; and,
- 5) 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 9.5 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 $3 \times V_{ave}$. 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 Controlled test conditions

Room temperature is +10 °C to +35 °C. For tests under controlled test conditions the controlled room temperature shall always be in the range of +18 °C to +28 °C (+23 ± 5) °C).

6.6 Electrical load conditions

6.6.1 General

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

6.6.2 For turbines connected to the electrical power network

6.6.2.1 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) ± 10 %;
- Frequency
Nominal value ± 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.

6.6.2.2 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 ± 20 %;
- frequency – nominal value ± 10 %;
- voltage imbalances of 15 %;
- symmetrical and unsymmetrical faults; and
- outages – an outage of up to 1 week shall be considered an extreme condition.

6.6.3 For turbines not connected to the electrical power network

6.6.3.1 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.

6.6.3.2 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 system 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 all structural members (for example: rotor blade, rotor hub, rotor shaft, nacelle, yaw shaft, tower, connections) shall be verified by calculations or tests, or a combination of both, to determine the structural integrity of a SWT with the appropriate safety level. The scope of verification is the same regardless of the design methodology chosen (7.2).

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 which are described in 5.2 as being:

- 1) simplified loads methodology;
- 2) simulation model;
- 3) full scale load measurement.

7.3 Loads and load cases.

7.3.1 General

The types of loads described in 7.3.2 to 7.3.6 shall be considered.

7.3.2 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.

A resonance analysis, such as provided by a Campbell diagram, shall be provided for the main structural components of the wind turbine system (see Annex I).

7.3.3 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 dependent 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 aero-elastic effects.

7.3.4 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.

7.3.5 Other loads

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

7.3.6 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 system 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 (see also 10.6).

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 Simplified loads methodology

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 simplified loads methodology cannot be used, instead the alternative simulation modelling (7.5) or load measurements shall be used (7.6).

The turbine configurations that are able to use the simplified loads methodology shall meet all of the following requirements:

- horizontal axis;
- 2 or more bladed propeller-type rotor;
- cantilever blades;
- coordinated blade movement (not independent and uncoordinated pitching, coning, etc.); 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 (provided that the pitch mechanism coordinates all blades simultaneously), as well as fixed pitch; and it may furl about vertical, horizontal, or intermediate axes, as well as not furling.

The simplified load methodology uses input parameters which shall be determined as described in 13.2, noting especially the clause regarding yaw 13.2.3. 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 methodology are summarised in Table 2. The load components for the simplified load methodology are found in each clause 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.

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	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	C	Yaw error	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	D	Maximum thrust	$V_{hub} = 2,5 V_{ave}$	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	$V_{hub} = V_{design}$	U	Maximum short-circuit generator torque
Shutdown	G	Shutdown (Braking)	$V_{hub} = V_{design}$	U	
Extreme wind Loading	H	Extreme wind loading	$V_{hub} = V_{e50}$	U	The turbine may be parked (idling or standstill) or governing. No manual intervention has occurred.
Parked and fault conditions	I	Parked wind loading, maximum exposure	$V_{hub} = V_{ref}$	U	Turbine is loaded with most unfavourable exposure
Transport, assembly, maintenance and repair	J	To be stated by manufacturer		U	
Key F analysis of fatigue loads U analysis of ultimate loads					

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.

NOTE See Clause F.3.

Blade loads.

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

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

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

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}).

Shaft loads:

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

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

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

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:

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

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:

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

where $\Delta F_{x\text{-shaft}}$ is given by Equation (24).

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

For a two bladed rotor:

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

For a three or more bladed rotor:

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

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)

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

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:

NOTE See Clause F.3.

$$F_{x\text{-shaft}} = C_T 0,5 \rho (2,5 \times V_{\text{ave}})^2 \pi R^2 \quad (32)$$

where C_T is the thrust coefficient, equal to 0,5. However, caution should be exercised with wind turbines that operate at high rotational speeds at $2,5 V_{\text{ave}}$, where a C_T of 8/9 may be more appropriate.

7.4.6 Load case E: maximum rotational speed

The centrifugal load in the blade root s_{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 13.2.4.

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

$$M_{\text{shaft}} = m_r g L_{\text{rb}} + m_r e_r \omega_{n,\text{max}}^2 L_{\text{rb}} \quad (33')$$

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 proven more accurate values, two times the Q_{design} is to be taken as the short circuit torque acting on the generator shaft.

$$M_{x\text{-shaft}} = G Q_{\text{design}} \quad (34)$$

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

$$M_{xB} = \frac{M_{x\text{-shaft}}}{B} + m_B g R_{\text{cog}} \quad (35)$$

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).

$$M_{x\text{-shaft}} = M_{\text{brake}} + Q_{\text{design}} \quad (36)$$

The brake torque shall be multiplied by the gearbox ratio to yield M_{brake} 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:

$$M_{xB} = \frac{M_{x\text{-shaft}}}{B} + m_B g R_{\text{cog}} \quad (37)$$

where $M_{x\text{-shaft}}$ is the shaft torque as calculated in Equation (36).

In case the turbine has a gearbox and a high-speed shaft brake, the shaft torque calculated in Equation (36) 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: extreme wind loading

In this load case, the wind turbine is functioning as per the design intent during extreme wind speeds. The loads on the exposed parts of the SWT shall be calculated assuming wind speed of V_{e50} found in 6.3.3.2.

NOTE See Clause F.3.

If the spinning rotor is controlled to a very low speed then the higher thrust given by Equation (40) shall be used instead of the lower thrust given by Equation (41).

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

$$M_{yB} = C_d \frac{1}{4} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj},B} R \quad (38)$$

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 $C_{l,\text{max}}$ will occur on one of the blades due to variations in wind direction. Thus the blade root bending moment is:

$$M_{yB} = C_{l,\text{max}} \frac{1}{6} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj},B} R \quad (39)$$

If no data is available on $C_{l,\text{max}}$ 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 (40).

$$F_{x\text{-shaft}} = B C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj},B} \quad (40)$$

For a spinning rotor the thrust force is given by:

$$F_{x\text{-shaft}} = 0,17 B A_{\text{proj},B} \lambda_{e50}^2 \rho V_{e50}^2 \quad (41)$$

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

$$\lambda_{e50} = \frac{n_{\text{max}} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (42)$$

The maximum tower bending moment shall be calculated using the thrust force calculated with either Equation (40) or (41) (depending on the turbine design). The drag or lift force on the tower and nacelle need to be taken into account as well. Equation (43) 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:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj}} \quad (43)$$

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:

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

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 (e.g. 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.

Table 3 – Force coefficients (C_f)

For all cross sections wind direction is from left to right							
Characteristic length ^a < 0,1 m		1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Characteristic length ^a > 0,1 m		0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0
^a Characteristic length is the top to bottom dimension (perpendicular to the flow) as illustrated here except in the case of the oblique aerofoil for which an aerofoil data book should be consulted.							

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 or maintenance;
- 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 are given below.

$$M_{\text{tower}} = 2 \left(m_{\text{tower top}} + \frac{m_{\text{overhang}}}{2} \right) \times g L_{\text{lt}} \quad (45)$$

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 (45) is based on the following assumptions:

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

7.5 Simulation modelling**7.5.1 General**

In case the design loads are determined by simulation (aero-elastic) modelling the load cases in this subclause 7.5 shall be considered. A minimum set of design load cases (DLC) is given in Table 4. In Table 4 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.

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 (DLC) for simulation by aero-elastic models

Design situation	DLC	Wind condition	Other conditions	Type of analysis
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3 \times V_{ave}$		F, U
	1.2	ECD $V_{hub} < V_{design}$		U
	1.3	EOG ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3 \times V_{ave}$		U
	1.4	EDC ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ or $3 \times V_{ave}$		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 $2,5 \times V_{ave}$	Control system fault	U
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control or protection system fault	F, U
	2.3	EOG ₁ $V_{in} < V_{out}$ or $2,5 \times V_{ave}$	Loss of electrical connection	U
3) Normal shutdown	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 shutdown	4.1	NTM To be stated by the manufacturer		U
5) Extreme wind loading (standing still or idling; or spinning)	5.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	Possible loss of electrical power network	U
	5.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		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
Key F analysis of fatigue loads U analysis of ultimate loads				

7.5.2 Power production (DLC 1.1 to 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 (e.g. blade pitch and twist deviations) specified for manufacturing the rotor shall be used in the design calculations.

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, e.g. direction change with characteristic yaw misalignment in 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 to 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 DLC 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 (e.g. 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 shutdown (DLC 3.1 and 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 DLC 3.2, the maximum wind speed is V_{out} or $V_{max,shutdown}$.

7.5.5 Emergency or manual shutdown (DLC 4.1)

Loads arising from emergency or manual shutdown 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 Extreme wind loading (stand-still or idling or spinning) (DLC 5.1 to 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. Alternatively this shall be considered for turbines which will have their rotors spinning, like most passively controlled turbines (such as furling). Those conditions shall be either turbulent or quasi-steady with correction for gusts and dynamic response.

If significant fatigue damage can occur to some components (e.g. 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 or other electrical load (e.g. battery, or dump loads such as resistance heaters or water pumps) on a parked wind turbine shall be taken into account.

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 DLC 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
- loads 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 (e.g., three dimensional stall and aerodynamic tip loss);
- unsteady aerodynamic effects;
- structural dynamics and the coupling of vibration modes;
- aero-elastic effects; and
- the behaviour of the control and protection system of the wind turbine.

7.6 Load measurements

In case the design loads are derived from load measurements, these load measurements should be taken under conditions as close as possible to the load cases described under 7.5. Extrapolation of measured loads shall occur in compliance with IEC/TS 61400-13. Further requirements on load measurements can be found in 13.3 and IEC/TS 61400-13.

For any of the 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 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 load case have to be combined to find equivalent stresses. The resulting equivalent stresses have to be compared with the design values for material stresses.

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

- 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, end 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 Safety factors

7.8.1 Material factors and requirements

The material factors given in this subclause 7.8.1 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 (e.g. UV degradation, humidity, temperature, corrosion etc.); and,
- e) geometry effects as they affect material properties (e.g. material orientation for injection moulded 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 termed “full characterisation” and may include those cases where recognised material codes are available (e.g. ISO). 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 termed “minimal characterisation”.

In reference to item d) above:

- The environmental effects on the load carrying structure of fibre reinforced plastic materials (e.g. material degradation/aging of due to UV radiation, humidity, embrittlement, etc.) of structural components shall be considered by an additional material factor of 1,35 on static strength analysis only. This factor can be reduced if representative tests show lower degradation effects. Fibre reinforced plastic materials include all fibre-reinforced (e.g. by glass or carbon) plastic materials (e.g. epoxy, polyester, vinylester).
- The strength reduction (both for ultimate and fatigue strength) of fibre reinforced plastics due to material temperatures higher than controlled room temperature (see 6.5) shall be considered by a material factor of 1,1. This factor can be set to 1,0 if the coupon tests are executed at the highest (extreme) temperature the wind turbine is designed for, i.e. 50 °C unless a higher figure is stated in the design conditions.
- The environmental effect of corrosion shall be excluded by adequate means of corrosion protection over the lifetime of the wind turbine.

Annex F 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

Material characterisation	Fatigue strength, γ_m	Ultimate strength, γ_m
Full characterisation	1,25 ^a	1,1
Minimal characterisation	10,0 ^b	3,0
^a Factor is applied to the measured fatigue strength of the material.		
^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. A simulation model has been verified with limited full-scale measurements; therefore the partial safety factor for loads is lowest for this load determination method. Lower safety factors for ultimate loads may be applied for well-known loads, such as gravity loads.

Table 7 – Partial safety factors for loads

Load determination method (see 5.2)	Fatigue loads, γ_f	Ultimate loads, γ_f
1. Simplified equations	1,0	3,0
2. Simulation model	1,0	1,35
3. Full scale load measurement	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.

$$\sigma_d \leq \frac{f_k}{\gamma_m \gamma_f} \quad (46)$$

where

- f_k is the characteristic material strength;
- γ_m is the partial safety factor for materials (7.8.1); and

γ_f is the partial safety factor for loads.

In general, the yield strength can be used as the characteristic strength.

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:

$$\text{Damage} = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_f \gamma_m s_i)} \leq 1,0 \quad (47)$$

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.

The influence of the mean stress shall be considered if it is not already addressed by the analysis method.

In case the simplified load model (7.4) is used, the ranges of load case A normal operation (7.4.2) shall be applied for the number of fatigue cycles given in Equation (48).

$$n = \frac{B n_{\text{design}} T_d}{60} \quad (48)$$

where

T_d is the design life of the turbine in seconds.

If no S-N curve is available, Equation (46) shall be used with the ultimate strength as the characteristic material strength and the fatigue loads to calculate the design stress. 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.

The tip deflection analysis shall be based on the most severe bending moment distribution assumed for any of the design load cases.

In the case of design loads determined by the simplified load model (7.4), the corresponding distribution of load along the blade span can be obtained by consideration of the equations provided in Annex F.

Partial load safety factors shall be applied.

NOTE For example, if the design loads are based on load case H and the rotor is parked, then Equation (F.34) implies that the out of plane drag loads will vary in proportion to the blade chord. If the design loads are based on load case H and the rotor is spinning for this load case, then Equation (F.35) assumes a linear load distribution that is a maximum at the blade tip and zero at the blade root.

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.

A safe system or procedure shall be provided that is capable of bringing the turbine to a parked condition in all normal external conditions (i.e. those external conditions which are encountered with less than one-year recurrence period) for the design SWT class, unless the system can be shown to be safer in another condition.

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 (such as FMEA/FMECA) shall verify the fail-safe behaviour 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 at all times, irrespective of whether the turbine is under manual or automatic control.

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

The service life of safe life components in the protection system shall be well beyond the design lifetime of the wind turbine system, or if they are maintainable components the specified maintenance interval of the component shall not be exceeded. The probability of catastrophic failure of a safe life component in the protection system shall be extremely small during its safe life.

8.3 Manual shutdown

There shall be a manual shutdown button/switch/lever/etc. and shutdown procedures. The manual shutdown button/switch/lever/etc. shall override the automatic control system and result in a parked turbine for all normal external conditions. After shutdown the turbine shall remain parked until manually returned to operation.

NOTE In accordance with Clause 1 "Any of the requirements of this standard may be altered if it can be suitably demonstrated that the safety of the turbine system is not compromised".

The button/switch/lever/etc. shall be accessible by authorised personnel at floor or ground level. This shall be achievable by an ordinary user, within a reasonable time period.

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 which is termed V_{maint} . This V_{maint} shall not be less than 10 m/s or $1,4 V_{\text{ave}}$ whichever is the greater.

The rotor and yaw motion shall be brought to a standstill prior to performing maintenance. Any other mechanical motions (such as tails or pitch mechanisms) shall also be brought to a standstill or be demonstrated to be safe prior to performing maintenance. Provision shall be made for safe return to service.

For wind turbines of less than 40 m² the manufacturer shall provide safe procedures for bringing the turbine to a standstill below V_{maint} . The lowering of a small wind turbine of less than 40 m² on a tilt-up tower is an acceptable procedure to bring the turbine to a standstill.

For wind turbines of greater than or equal to 40 m² the manufacturer shall provide safe means for bringing the turbine to a standstill below V_{maint} with a procedure for the use of the means (e.g. a procedure for the safe insertion of a locking device). The lowering of a small wind turbine of greater than or equal to 40 m² shall not form any part of 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 upright tower, then there shall be a means to prevent rotor and yaw movement and other mechanical motions (such as tails or pitch mechanisms) before the maintenance is performed.

9 Electrical system

9.1 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 through 15 of IEC 60204-1:2005 and all relevant product standards. When a SWT is connected to an electrical equipment power network, 9.7.3 shall be applied. Every electrical component shall be able to withstand all the design environmental conditions (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.

9.2 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 7.1 to 7.5 and 7.8 of IEC 60204-1:2005. (Examples of such devices are fuses for over-current protection, thermistors for temperature, etc.).

Generally the SWT shall be protected against over voltages (e.g. atmospheric or switching) by surge protective devices (SPD). In case of limited space within a SWT such equipment may be installed in separate cabinets outside of the SWT. The cabinets shall be suitable for the environmental conditions.

9.3 Disconnect device

It shall be possible to disconnect a SWT electrical system from all electrical sources of energy as required for maintenance or testing. This shall be done in accordance with Subclauses 5.3.2 and 5.3.3 of IEC 60204-1:2005.

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.

9.4 Earthing (grounding) systems

The design of a SWT shall include a local earthing (grounding) electrode system to meet the requirements of IEC 60364-5-54. 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 designed shall be stated in the installation documentation. For other soil conditions, there shall be recommendations in the installation documentation as to how they shall be managed.

9.5 Lightning protection

Guidance for lightning protection of a SWT can be found in document IEC 61400-24. It is not typically necessary for protective measures to extend to the blades and other aerodynamic devices.

All turbine protection system circuits that could possibly be affected by lightning and other transient overvoltage conditions shall be protected according to IEC 61643-11. All surge protection devices used on SWTs shall be in compliance with the IEC 61643-11.

9.6 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 Clause 13 IEC 60204-1:2005.

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 Clause 14 of IEC 60204-1:2005.

Where there is a probability of rodents or other animals damaging cables, armoured 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.

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.

9.7 Electrical loads

9.7.1 General

The electrical loads covered in 9.7.2 through 9.7.5 are suitable loads for SWT systems.

9.7.2 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:

- 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.

9.7.3 Electrical power network (grid connected systems)

9.7.3.1 General

A SWT, intended to be connected to the electrical power network, shall comply with the requirements in 9.7.3.2 through 9.7.3.3 and relevant interconnect standards.

9.7.3.2 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.

9.7.3.3 Power conditioning equipment, EMC, harmonics and electrical flicker, and reactive power

The electromagnetic compatibility (EMC) of small wind turbine systems is discussed in Annex H.

The power conditioning component, 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. Any reactive power correction capacity shall similarly not interfere with electrical network protective relaying.

9.7.4 Direct connect to electric motors (e.g. 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.

9.7.5 Direct resistive load (e.g. 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.

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

9.8 Local requirements

Local electrical codes differ around the world, often because of the different technical details of the local electrical distribution and/or transmission systems. In particular earthing and lightning protective system practices can be incompatible and/or in conflict. It is

recommended that documentation of the SWT should be sufficient to provide guidance in such situations.

10 Support structure

10.1 General

The support structure is a critical component for the SWT. The support structure carries the loads from the turbine. If the rotor swept area is greater than 2 m² then the support structure shall be included as part of the SWT system and designed as described in Clause 7.

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 at the top of the tower.

10.2 Dynamic requirements

An evaluation of the wind turbine system dynamics shall be conducted. By experimentation and/or analysis it shall be shown to be generally free of damaging dynamic or resonant conditions that can affect the structure and/or cause loss of control functions. For further information see Annex I.

10.3 Environmental factors

The SWT support structure 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.

10.4 Earthing

The SWT support structure (including guy wires) shall be appropriately earthed to reduce damage from lightning (see 9.4 and 9.5).

10.5 Foundation

For turbines with a rotor swept area greater than 2 m², 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. For turbines with a rotor swept area greater than 2 m² the manufacturer shall design a sample foundation system for normal soil conditions and design loads.

For turbines with a swept area of less than or equal to 2 m² refer to 11.2.3.2.

10.6 Turbine access design loads

Consideration shall be given for 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 (for the loads refer to 7.4.11 and/or 7.5.8).

11 Documentation requirements

11.1 General

Clause 11 provides requirements for SWT product manuals and other product literature.

11.2 Product manuals

11.2.1 General

The product manuals shall provide a clear description of assembly, installation, operation and erection requirements for the SWT equipment, including the technical specification of the wind turbine. 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.

All documentation shall inform the user that the contents are important safety instructions and they 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.

11.2.2 Specification

The following information shall be provided by the manufacturer:

- a) manufacturer;
- b) model;
- c) general description of main components;
- d) reference power (W or kW) to be provided only following the completion of tests;
- e) reference annual energy (kWh/yr);
- f) rotor diameter (m) (if applicable);
- g) swept area (m²);
- h) number of blades;
- i) upwind or downwind rotor (if applicable);
- j) VAWT or HAWT or other;
- k) tower top weight (kg);
- l) description of protection and shutdown system;
- m) description of yaw mechanism;
- n) direction of rotation;
- o) rotor speed and/or tip speed range (r/min and/or m/s) to be provided only following the completion of tests;
- p) cut-in wind speed (m/s) to be provided only following the completion of tests;
- q) cut-out wind speed (m/s);
- r) extreme wind speed (3-s gust with 50-year recurrence period, m/s);
- s) SWT class (as designed, and if available as tested)
(if it is an S class a precise explanation of the design parameters is required);
- t) power form;
- u) maximum output power (per definitions, giving the P_{60} as a minimum);
- v) maximum output voltage (per definitions, giving the $U_{0,2}$ as a minimum);
- w) maximum output current(s) (per definitions, giving the i_{60} as a minimum);
- x) declared sound power level at a wind speed of 8 m/s (dB(A)) to be provided only following the completion of tests;
- y) operating temperature range (°C);
- z) available support structures;
- aa) design life (years).

11.2.3 Installation

11.2.3.1 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).

11.2.3.2 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 (stating whether a safety factor has been included, and its magnitude);
- a sample support structure design.

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 10.5 shall be provided including drawings of a sample foundation stating assumed soil conditions, operating loads, and access loads.

11.2.4 Operation

The operation document shall include specific procedures for starting the SWT and stopping it in normal external 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.

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.

11.2.5 Maintenance and routine inspection

11.2.5.1 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. This documentation shall clearly state and explain V_{maint} per 8.4.

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”.

11.2.5.2 Safety procedures

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

- disengage the load and/or energy sources (see 9.3);
- 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.

11.2.5.3 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, that 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.

11.2.5.4 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;
- replacement of bearings, brushes/sliprings; and
- maintenance required on any safe life components that are required for them to meet their design lifetime.

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 11.2.5.3 and 11.2.5.4.

11.2.5.5 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.

11.2.5.6 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.

11.3 Consumer label

It is recommended that a consumer label be provided in accordance with Annex M. If this is done the measurement reports used to complete the consumer label shall meet the requirements of ISO/IEC 17025 and relevant standards used to define the test requirements (e.g. IEC 61400-12-1).

12 Wind turbine markings

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

- wind turbine manufacturer and country of manufacture;
- model, revision, and serial number;
- SWT class;
- power form;
- maximum output power (per definitions, giving the P_{60} as a minimum);
- maximum output voltage (per definitions, giving the $U_{0,2}$ as a minimum);

Additional information may include:

- production date;
- tower top mass;
- design extreme (survival) wind speed (i.e. V_{e50});
- maximum output current(s) (per definitions, giving the i_{60} as a minimum);

- swept area.

II Type testing

13 Testing

13.1 General

Clause 13 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 (e.g. IEC 61400-12-1, and IEC/TS 61400-13, and IEC 61400-11).

13.2 Tests to verify design data

13.2.1 General

To determine the data required for the simplified load analysis or verify the simulation (aero-elastic model) a test shall be performed to verify or 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} .

13.2.2 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 rotational speed 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 $2 V_{\text{ave}}$ shall contain at least 10 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.

The design torque shall either be derived from P_{design} and n_{design} or may be measured directly. Drive train efficiency, η , shall be assumed to be given by Equation (49) in the absence of any proven, more precise values.

$$\eta = 0,6 + 0,005 P_{\text{design}} \quad \text{for } P_{\text{design}} \leq 20 \text{ kW} \quad (49)$$

$$\eta = 0,7 \text{ for } P_{\text{design}} > 20 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{design}} = \frac{30P_{\text{design}}}{\eta m_{\text{design}}} \quad (50)$$

13.2.3 Maximum yaw rate

The maximum yaw rate is defined as the maximum speed of yaw movement of the rotor around the yaw axis.

- 1) In case of passive yaw turbines with free movement of the rotor around the yaw and/or furl axis 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. In the case of passive yawing turbines measured values cannot be used in the simple load calculations. Instead the values given by Equation (27) in 7.4.3 shall be used.
- 2) In the case of active yaw turbines with controlled movement of the rotor around the yaw axis under all conditions measured values should be used in the simple load calculations.
- 3) In the case of semi-active yaw or damped yaw turbines with partially restrained movement of the rotor around the yaw axis (e.g. through the use of devices to limit rotational velocity or acceleration, such as dampers) then measured values may be used provided that it can be shown that there is an upper limit to the measured values in all operating wind conditions. If this cannot be shown then the values given by Equation (27) in 7.4.3 shall be used.

In case the manufacturer wants to measure yaw rate for model validation per points 2 and 3 above 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.

13.2.4 Maximum rotational speed

The rotor speed shall be measured during the turbine condition most likely to give the highest rotor speed (e.g. 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 minutes shall be below 15 m/s and 30 minutes 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.

13.3 Mechanical loads testing

The purpose of load measurements can be twofold: to verify 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.

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 verify 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, 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/TS 61400-13.

13.4 Duration testing

13.4.1 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:

- 1) reliable operation during the test period;
- 2) at least 6 months of operation;
- 3) at least 2 500 h of power production in winds of any velocity;
- 4) at least 250 h of power production in winds of $1,2 V_{ave}$ and above;
- 5) at least 25 h of power production in winds of $1,8 V_{ave}$ and above; and
- 6) at least 10 min in winds of $2,2 V_{ave}$ and above but not less than 15,0 m/s during which the turbine shall be in normal operation.

Regarding items 5) and 6) above:

- if the turbine is designed to be shut down at $1,8 V_{ave}$ then this can be relaxed from power production to normal operation;
- if the turbine is designed to shut down at this wind speed it shall shut down, if the turbine is designed to produce power it shall produce power.

If the turbine is an S class turbine, it shall comply with the full criteria expressed above including the minimum 15 m/s requirement.

The average turbulence intensity at 15 m/s shall be reported. This turbulence intensity is the average turbulence intensity of all data points with 10-min average wind speeds between 14,5 m/s and 15,5 m/s.

The highest instantaneous (3-s gust) wind speed during the test shall be stated in the test report.

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

Small repairs are allowed but shall be reported as described in 13.4.4.

Wind speed is defined as the 10-min average of wind speed samples as measured at hub height (10-min periods derived from contiguous measured data as defined in IEC 61400-12-1) with a sampling rate of at least 0,5 Hz.

NOTE To convert 1-min data to 10-min data:

If there is a need to convert 1-min data to 10-min data. The 10-min average is simply the average of the 1-min averages. The 10-min minimum and maximum are simply the minimum and maximum of the 1-min measurements respectively.

The 10-min standard deviation can be calculated from the 1-min standard deviation with the equation below:

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\sigma_{1mini}^2 + \mu_{1mini}^2) - \left(\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\mu_{1mini}) \right)^2}$$

Simplified:

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\sigma_{1mini}^2 + \mu_{1mini}^2) - (\mu_{10min})^2}$$

where

σ is the standard deviation; and

μ is the mean value for the given set of data.

Power production means that the turbine is producing positive power as measured by the power transducer at the connection to the electrical load. If the 10-min average power is positive (after accounting for any offset value on the power signal) the whole 10-min period shall be counted towards the 2 500 h.

10-min periods shall be counted toward the 250 h and 25 h of power production if the 10-min average wind speed is equal to or above $1,2 V_{ave}$ or $1,8 V_{ave}$ respectively.

For duration testing winds from all directions can be used towards the hours of power production. The terrain does not have to meet the requirements used for power performance testing (Annex B or IEC 61400-12-1). The anemometer should be located and mounted such that the wind speed it measures is representative of the wind speed at the wind turbine hub height. Caution should be taken to not locate the anemometer in such location that it reads a significantly (> 5 %) higher wind speed than the turbine sees.

13.4.2 Reliable operation

13.4.2.1 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.

13.4.2.2 Major failure

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. The test organisation's judgement shall be noted in the test report. A major failure of the wind turbine system includes any significant failure of the system

components which affect the turbine safety and function such as blades, main shaft, alternator, yaw bearings, support structure, controller or inverter.

13.4.2.3 Significant wear

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 shortly after installation and commissioning, documenting any wear, corrosion and damage that was present before the test started and a second detailed inspection at the conclusion of the test. Such a detailed inspection shall be no more intrusive than the size of the turbine, the consequences of failure, and the status of the component warrant.

13.4.2.4 Operational time fraction

For purposes of this test, operational time fraction is defined as 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 (e.g. brake cool cycle, retraction of tip brakes).

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

$$O = \frac{T_T - T_N - T_U - T_E}{T_T - T_U - T_E} \times 100 \% \quad (51)$$

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.

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 manufacturer's recommendations; and
- downtime due to unwrapping of the droop cable.

The following conditions shall be considered as 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 (e.g. inspection of data acquisition system);
- any non-operational time that is caused by something other than the turbine or manufacturer;
- 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:

- mechanical interface between the turbine and the ground;
- electrical interface between the turbine and the load; and
- 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.

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

13.4.2.5 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 should be used in this analysis. Only data taken within the measurement sector should be used to eliminate potential effects of terrain or obstacles on wind speed readings on the analysis.

13.4.3 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 (e.g. loaded, unloaded, furlled); and for at least 1 h in total; and in winds from cut-in wind speed up to $1,8 V_{ave}$. 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.

13.4.4 Reporting of duration test

The duration test report shall contain the following information:

- a) An identification and description of the specific wind turbine design configuration under test, including:
 - turbine manufacturer, model name, serial number, production year;
 - SWT class stated by the manufacturer for the design;
 - swept area;
 - rotor diameter (if applicable);
 - hub height and tower type;
 - description of load (e.g. grid connected, battery charging) including voltage;
 - control system software versions and set points;
 - a clear description of the boundaries of the turbine system (both mechanical electrical and control).
- b) A description of the test site, including:
 - a map of the test site showing the surrounding area covering a radial distance of 20 wind turbine rotor diameters and indicating the topography, location of the wind turbine, meteorological tower, significant obstacles and other wind turbines. The map shall include an indication of scale;
 - photographs taken towards all four cardinal positions (North, East, South and West);
 - a photograph showing the turbine and meteorological tower taken towards the predominant wind direction;
 - description of site elevation and indication of typical air density;
 - a plot showing the air temperature during the test period.
- c) A description of the test equipment:
 - make, model, serial number of all instruments used;
 - location of instruments on the meteorological tower;
 - a copy of the calibration certificate for each instrument;
 - description of method used to determine the turbine operation status;
 - description of sample rate.
- d) Description of data reduction techniques
- e) A description of the test results:
 - a description of the start and end date of the test;
 - a table listing the hours of power production above each wind speed and operation time fraction time components broken down by month (see Annex G);
 - the average turbulence intensity at 15 m/s;
 - the highest instantaneous wind speed during the test (maximum observed 3-s gust);
 - a table listing the hours in each time category used in the calculation of the operational time fraction for each month and the reasons for classification of any time other than T_T ;
 - a plot of the power degradation analysis and if applicable reason(s) for found degradation;
 - transcripts of observations of dynamic behaviour;

- the SWT class for which the duration test has been completed (turbine test class).
- f) Maintenance/ repairs/modification:
- records of any maintenance that was performed to the turbine;
 - records of any repairs or changes that were made to the turbine.
- g) Post-test inspection:
- any findings of the post-test inspection including photographs.
- h) Deviations from the standard
- any deviations from the requirement in this clause shall be clearly documented in a separate clause. Each deviation shall be supported with the technical rationale and an estimate of its effect on the test results.

13.5 Mechanical component testing

13.5.1 General

A static blade test is required for all turbines. For all other load carrying components, in case no calculations of a component have been performed in accordance with 7.9, one shall subject that component 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 (e.g. 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.

13.5.2 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 simplified load model, simulation modelling or measurements, including load safety factors.

In the case of design loads determined by the simplified load model (7.4), the assumed distribution of load along the blade span can be obtained by consideration of the equations provided in Annex F.

A representative number of loading points should be used to distribute loads along the length of the blade during the test. The location of the loading points and the magnitude of the loads shall be selected to provide the required blade root bending moment and also provide a bending moment distribution along the blade span that is as close as practicable (equal to or greater than) to the bending moment distribution for the design load case being represented by the test.

The blade tip deflection shall not exceed the no-load clearance between the blade and tower or other support structure. Either sufficient deflection margin shall be provided to cover variations in material properties or geometry, or sufficient tests shall be conducted to ascertain the quality of the manufactured blades.

NOTE In some cases it can be appropriate to perform tests for more than one load case. For example, a test can be required to represent the bending moments for a parked rotor and second test required to represent the centrifugal loads during maximum rotational speed.

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

In case a blade fatigue test is performed, the test shall meet the requirements of IEC/TS 61400-23.

13.5.3 Hub test

In case 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.

13.5.4 Nacelle frame test

In case 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.

13.5.5 Yaw mechanism test

In case 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.

13.5.6 Gearbox test

A gearbox test is not required but testing and designing according to the IEC 61400-4 standard is recommended.

13.6 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:

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

Other items that might be applicable are:

- 6) excessive vibration protection;
- 7) battery over- and under-voltage protection;
- 8) emergency shutdown under normal operation;
- 9) cable twist; and
- 10) 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.

13.7 Environmental testing

In case 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. In case this is not feasible, these tests shall be conducted on all portions of the system that are affected by this external condition.

13.8 Electrical

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annex A (informative)

Variants of small wind turbine systems

A.1 General

Modifications to a turbine system might be for the purpose of creating variants of the original turbine system, or for the purpose of improving the original turbine system. In principle, modifications include any aspect of the turbine system. Modifications that may affect a Type Certificate are addressed in IEC 61400-22:2010 (see especially but not exclusively 6.5.1).

The concepts in Annex A are relevant to both design evaluation and type testing.

In cases where several variations of a turbine system are available, a full design evaluation shall be performed on a representative configuration. Other variations need only be evaluated or tested in the ways in which they are different from the representative configuration. The decision as to whether to perform a design evaluation of the variants, or type testing, or limited testing, or no testing, or some combination will depend on the details of the deviation(s) from the representative configuration. In making this decision it is essential to have a good understanding of the design and knowledge of the weaknesses of the design.

The examples below are intended as illustrative examples:

A.2 Example 1: power forms

A wind turbine system available in a variety of power forms (such as d.c. or a.c., or different output voltages, or 50 Hz or 60 Hz, but all of the same power) would not ordinarily require separate structural design evaluations unless the performance of a configuration were to stress the system more than, or in a different way than, that of the representative configuration.

However, a wind turbine system available in a variety of power forms would ordinarily need separate performance tests (power and acoustics). Limited performance testing might be sufficient if it can be demonstrated that the configurations have similar performance characteristics to the representative configuration.

For wind turbine systems available with different inverters, limited performance and limited duration testing may be appropriate if it can be demonstrated that the configurations have similar load, performance and functional characteristics to the representative configuration.

A.3 Example 2: blades

A wind turbine system available with blades designed for higher and lower wind conditions (which is an example of a variation in structural configuration) would ordinarily require separate design evaluation, duration testing and static blade testing. If the initial design evaluation and duration testing was carried out on the most highly stressed configuration, then additional duration testing might not be required. Furthermore, these configurations would ordinarily need separate performance tests (power and acoustics).

A.4 Example 3: support structures

For a wind turbine system available with a variety of tower or support structure configurations, a duration test is not required for each tower or support structure if it can be adequately

demonstrated by calculation and/or limited testing that the dynamic and static behaviour of an alternate tower or support structure do not lead to exceedance of the design limits of the system.

Note that apparently minor modifications to a wind turbine system can have serious impacts. For example, increasing a wire size may overload a turbine. Similarly, changing a paint colour may lead to overheating. For this reason, it is again emphasized that it is essential to have a good understanding of the system design and the consequences of the modifications.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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:
 - design power [W]
 - hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
 - design lifetime [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 periods
 - extreme direction change model and parameters for 1- and 50-year recurrence periods
 - 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 asymmetric 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]

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 the following 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 σ_1	0,5 σ_1
Integral scale, L_k	8,1 Λ_1	2,7 Λ_1	0,66 Λ_1
Key σ_1 and Λ_1 are the standard deviation and scale parameters of turbulence, respectively, specified in the standard.			

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:

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

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:

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

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:

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

where

- L is the same isotropic scale parameter as used in Equation (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 $2\pi((f \times r / V_{hub})^2 + (0,12r / L)^2)^{0,5}$;
- 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 .

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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 analysed. 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:

$$f_1 = 0,0194 V_{\text{hub}} / A_1$$

$$f_2 = 4,0 f_1$$

$$f_3 = f_1 / 10,0$$

$$f_4 = 0,6 f_1$$

$$f_5 = f_4 / 10,0$$

where

- σ_1 is the hub-height wind speed standard deviation;
 A_1 is the turbulence scale parameter;
 V_{hub} is the 10-min 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:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{hub}}(t) &= ((v_1(0,0,t))^2 + (v_2(t))^2)^{0,5} \\
 \theta_{\text{hub}}(t) &= \arctan \frac{v_2(t)}{v_1(0,0,t)}
 \end{aligned}
 \tag{D.3}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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

Definitions of these two concepts are as follows:

- 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 standard 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.

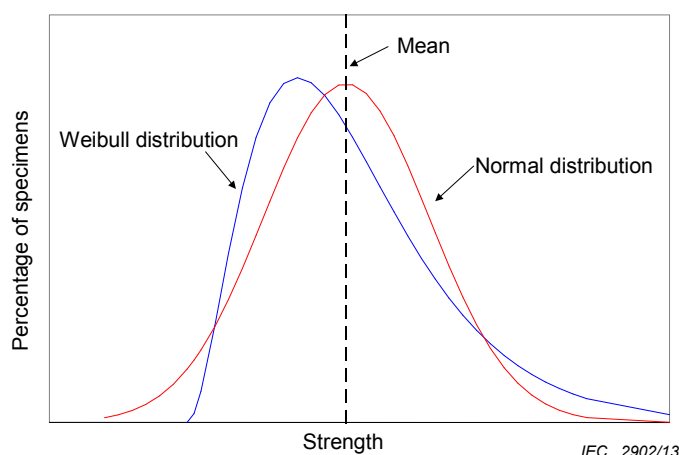


Figure E.1 – Normal and Weibull distribution

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 standard 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. They are:

- materials and material configurations representative of the full-scale structure;
- 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 (e.g. material orientation for injection moulded 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) to 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) to 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) $\times$ safety factor (fatigue) $\times$ nominal safety factor = corrected safety factor

If criteria a) through e) above are not met for the materials database, the following guidelines 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 called out in reference [E.1]² 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 below. 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 slope of the S-N curve in Figure E.4 is approximately half that of Figure E.2. This is one of the sources of the lower material factor of safety for carbon fibre composites compared to glass fibre composites.

² References in square brackets refer to references listed in Clause E.6.

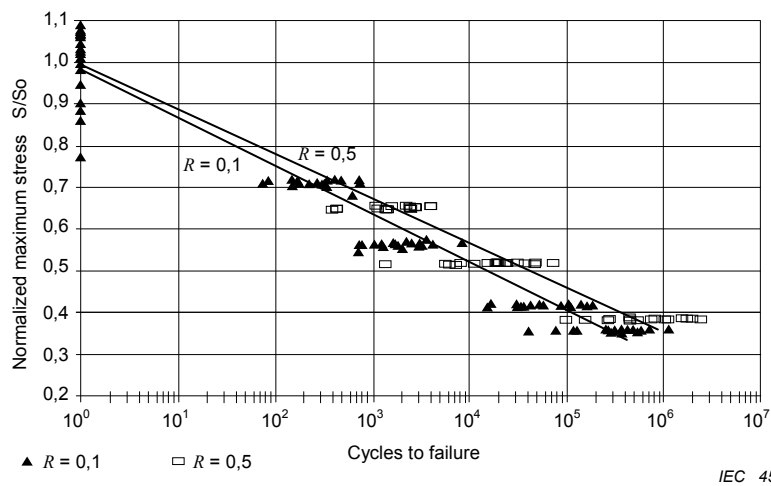


Figure E.2 – Typical S-N diagram for fatigue of glass fibre composites (Figure 41 from reference [E.2])

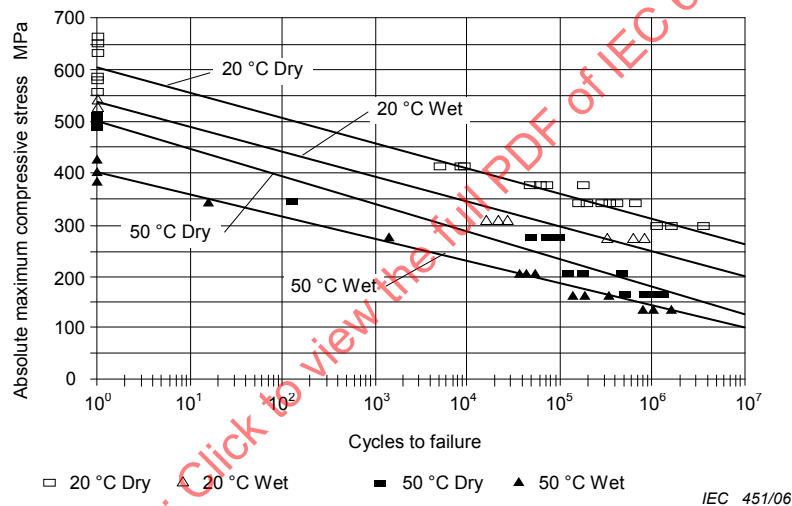


Figure E.3 – Typical environmental effects on glass fibre composites (Figure 25 from reference [E.2])

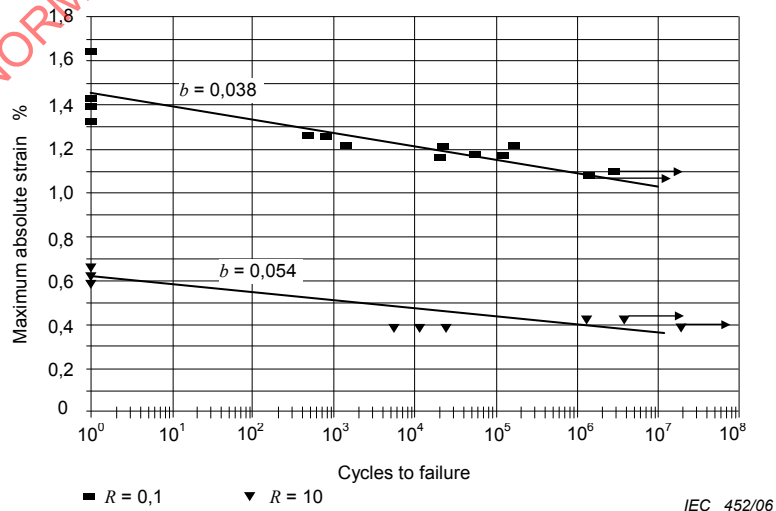


Figure E.4 – Fatigue strain diagram for large tow unidirectional 0° carbon fibre/vinyl ester composites, $R = 0,1$ and 10 (Figure 107 from reference [E.2])

E.4.3 Metals

Fatigue strength

Fatigue material factor – steel = 1,9 (reference [E.3])

Fatigue material factor – aluminium = 3,5 (reference [E.3])

Again, these factors convert from ultimate tensile strength to fatigue strength. Typical curves are shown in Figure E.5 below. Similar curves can be utilized for other alloys or metals such as titanium.

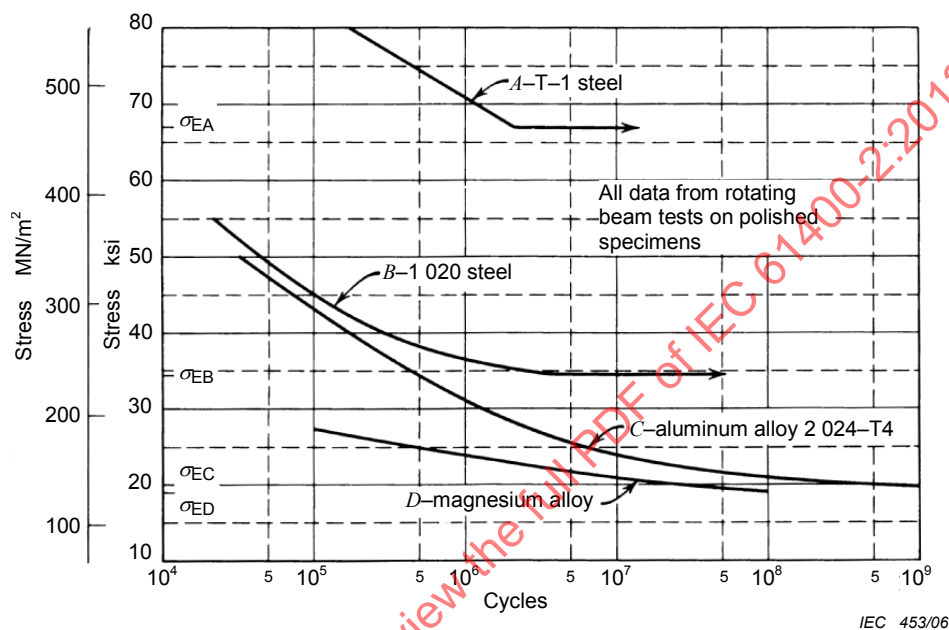


Figure E.5 – S-N curves for fatigue of typical metals

Environmental Effects – If no stress corrosion cracking tests have been conducted, the following environmental material factors apply (reference [E.4]).

Environmental material factor of safety – steel = 1,3

Environmental material factor of safety – aluminium = 1,3

Environmental material factor of safety – titanium = 4,2

E.4.4 Wood

Fatigue material factor of safety – softwood = 3,4 (reference [E.5])

Environmental materials factor of safety – softwood = 1,6 (reference [E.6])

If the design does not include analysis or testing of detail regions such as steps, joints, geometry changes, etc., an additional factor of 2,8 shall be applied to account for geometry effects (reference [E.7]).

Additional supporting data are supplied below in Figures E.6 to E.10.

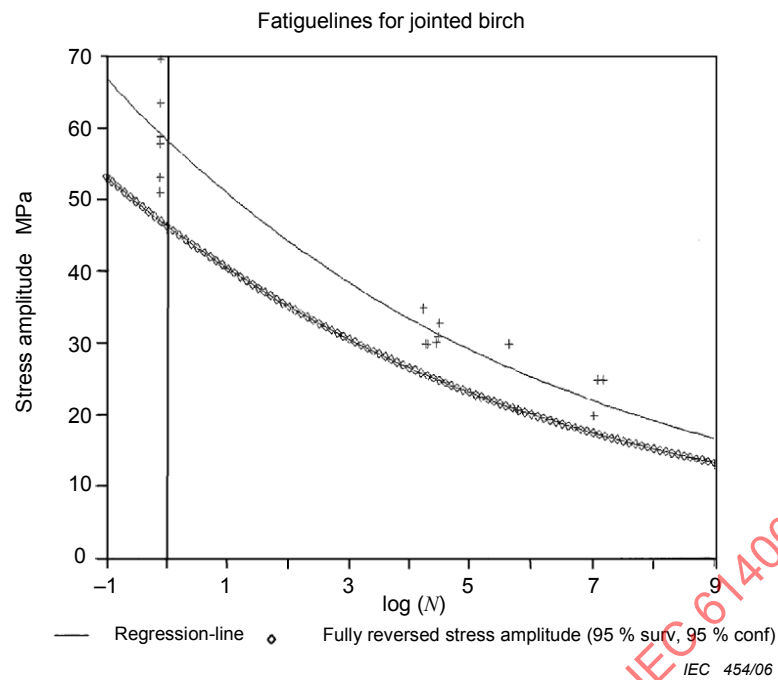


Figure E.6 – Fatigue life data for jointed softwood (from reference [E.5])

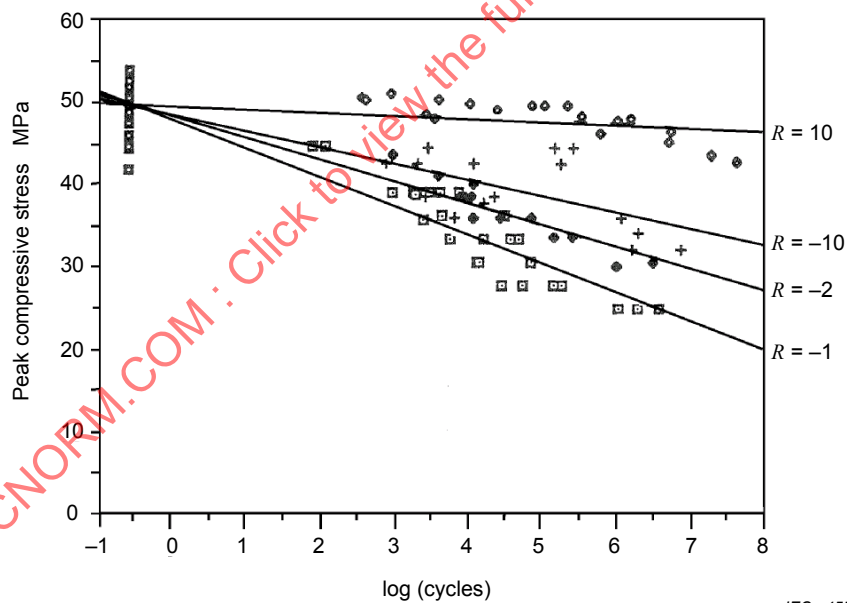


Figure E.7 – Typical S-N curve for wood (from reference [E.5])

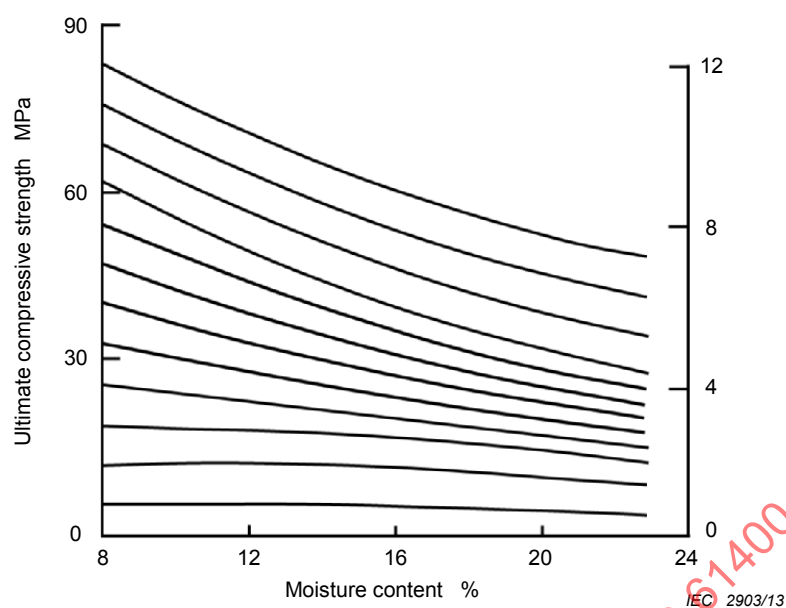
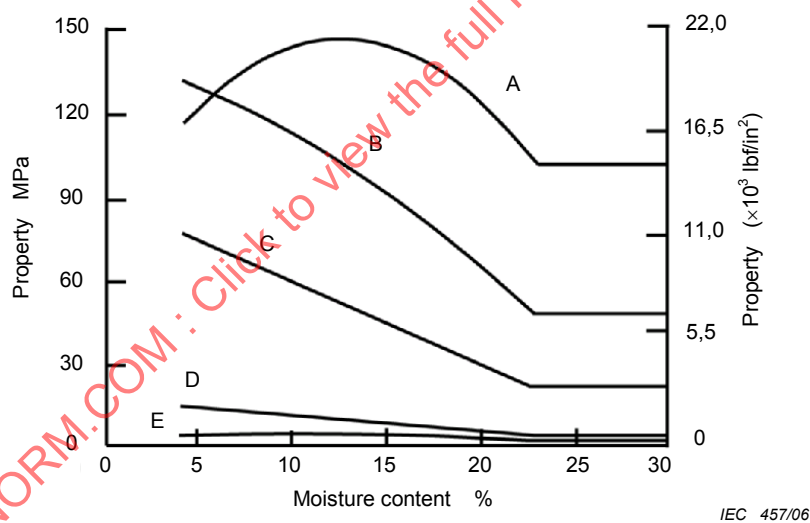
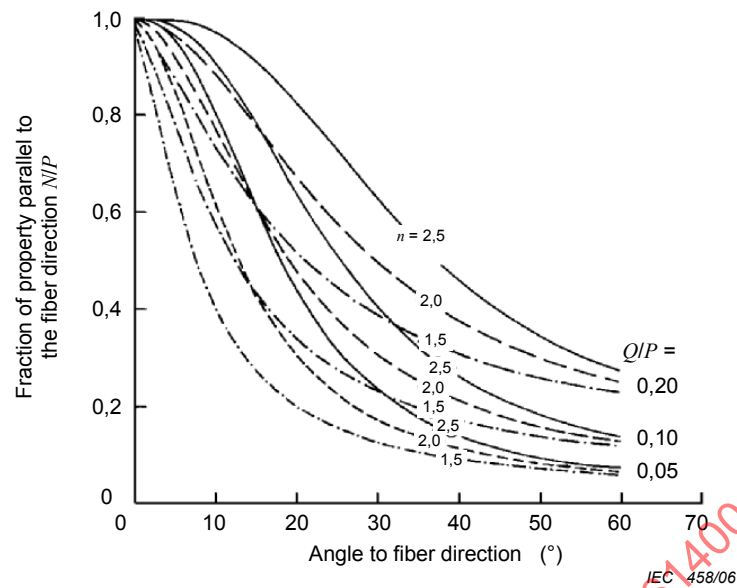


Figure E.8 – Effect of moisture content on compressive strength of lumber parallel to grain (Figure 4-13 from reference [E.6])



A, tension parallel to grain; B, bending; C, compression parallel to grain; D, compression perpendicular to grain; and E, tension perpendicular to grain

Figure E.9 – Effect of moisture content on wood strength properties (Figure 4-11 from reference [E.6])



Q/P is ratio of mechanical property across the grain (P); n is an empirically determined constant

Figure E.10 – Effect of grain angle on mechanical property of clear wood according to Hankinson-type formula (Figure 4-4 from reference [E.6])

E.5 Geometry effects

Structural design evaluation assumes that the manufacturer has properly accounted for geometry effects as related to fracture and fatigue. For typical stress concentrations of homogeneous materials, any applicable book on machine design can be utilized, e.g. reference [E.7].

For composites, Table E.2 (from reference [E.2]) may be utilized to determine the influence of geometry on durability of a composite structure.

In Table E.2, F is the additional material factor of safety, which shall be applied to accommodate the effects of geometry if they have not been addressed in items a) to e) of Clause E.4 above.

Table E.2 – Geometric discontinuities

Detail	Sketch	F	
Simple coupon (straight material)		1,0	
Bonded stiffener (beam-web)		1,2	
Cracked transverse 90° patch		1,0	
Single interior 0° ply drop		$V_F < 0,4$	1,2
		$V_F > 0,4$	---
Double interior 0° ply drop		$V_F < 0,4$	1,6
		$V_F > 0,4$	1,0
Locally higher fiber content		$V_F = 47 \%$ $V_F = 34 \%$	1,4
Surface indentation (V_f increased, thickness reduced by 25 %)		$V_F = 52 \%$ $V_F = 36 \%$ $r = 6 \text{ mm}$	2,5

E.6 Reference documents

- [E.1] ECN-C-96-033, *Verification of design loads for small wind turbines*, F.J.L. Van Hulle et al. Table 2.6 Safety Factors in IEC 1400-2 and Danish Code
- [E.2] MANDELL J.F., SAMBORSKY, D.D., and CAIRNS, D.S., *Fatigue of composite materials and substructures for wind turbine blades*, SAND REPORT, SAND2002-0771, Unlimited Release, Sandia National Laboratories, March 2002.
- [E.3] HIGDON, OHLSEN, STILES, WEESE, and RILEY, *Mechanics of Materials*, 3rd Edition, John Wiley and Sons, Inc., New York, New York, 1976, pp. 572, 674-675.
- [E.4] HERTZBERG, R. W., *Deformation and Fracture Mechanics of Engineering Materials*, Fourth Edition, John Wiley and Sons, Inc, New York, New York, 1996, pp. 508-509.
- [E.5] BOERSTRA, G.K., ZWART, G.G.M., *Proposal, Design Envelope Wood Epoxy Laminate as a Completion of NEN 6096*, Paragraph 4.3.5.4, WindMaster Nederland, 1992, p. 11.
- [E.6] Forest Products Laboratory, 1999, *Wood handbook--Wood as an engineering material*. Gen. Tech. Rep. FPL-GTR-113, Madison, WI: U.S. Department of Agriculture, Forest Service, Forest Products Laboratory, "Chapter 4 Material properties of Wood"
- [E.7] NORTON, R. L., *Machine Design – An Integrated Approach*, Prentice-Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 1996, Appendix E – Stress concentration factors, pp. 1005 – 1012.

Annex F (informative)

Development of the simplified loads methodology

F.1 Symbols used in this annex

A	rotor swept area	[m ²]
A_{proj}	component area projected on to a plane perpendicular to the wind direction	[m ²]
B	number of blades	[-]
c	blade chord	[m]
C_d	drag coefficient	[-]
C_f	force coefficient	[-]
C_l	lift coefficient	[-]
C_p	power coefficient	[-]
C_T	thrust coefficient	[-]
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 in z direction on the blade at the blade root	[N]
$F_{x\text{-shaft}}$	axial shaft load	[N]
g	acceleration due to gravity: 9,81	[m/s ²]
G	multiplier for generator short circuit	[-]
I_B	blade moment of inertia	[kgm ²]
L_{rt}	distance between the rotor centre and the yaw axis	[m]
L_{rb}	distance between rotor centre and first bearing	[m]
m_B	blade mass	[kg]
m_r	rotor mass being the mass of the blades plus the mass of the hub	[kg]
$M_{xB},$		
M_{yB}	blade root bending moments	[Nm]
M_{brake}	torque on the low speed shaft caused by the brake	[Nm]
$M_{x\text{-shaft}}$	torsion moment on the rotor shaft at the first bearing	[Nm]
M_{shaft}	shaft bending moment at the first bearing	[Nm]
n	rotor speed	[r/min]
P	electrical power	[W]
P_r	rotor power	[W]
Q	rotor torque	[Nm]
r	radial coordinate	[m]
R	radius of the rotor	[m]
R_{cog}	distance between the centre of gravity of a blade and the rotor centre	[m]
V	wind speed	[m/s]
V_{ave}	annual average wind speed at hub height	[m/s]

V_{design}	design wind speed defined as $1,4 V_{\text{ave}}$	[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_{hub}	wind speed at hub height averaged over 10 min	[m/s]
V_{tip}	speed of the blade tip	[m/s]
W	relative wind speed	[m/s]
Δ	range	[-]
γ	yaw angle	[-]
η	efficiency of the components between the electric output and the rotor (typically generator, gearbox and conversion system)	[-]
λ	tip speed ratio	[-]
λ_{e50}	tip speed ratio at V_{e50}	[-]
ρ	air density, here assumed 1,225	[kg/m ³]
ψ	Azimuth angle of the rotor (0° is blade vertically up)	[°]
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
H	helicopter
hub	hub height
max	maximum
proj	projected
r	rotor
shaft	shaft

F.2 General

This annex provides background for the simple design equations in this standard. Giving the background and derivation of the equations serves several purposes:

- creating a better understanding of the simple design equations;
- making clear what kind of physics is included in the equations and thus what is not (e.g. flutter, shroud);
- by giving the background of the equation it is hoped that manufacturers with special concepts will be able to go back to the basics of the equations and derive equations which are more applicable to their design.

F.3 Caution regarding use of simplified equations

The simplified design equations were developed in previous editions and validated against the then available measurements. Subsequently there have been concerns expressed regarding a number of load cases:

- The treatment of fatigue in load case A (in this annex) may not be sufficiently conservative. Ordinarily such a lack of conservatism would be masked by the static load cases especially when used with the full safety factors. Therefore care should be taken if reducing safety factors in the static load cases as this could cause fatigue to become an issue. See further explanation in load case A in Clause F.4 below.
- The treatment of maximum thrust in load case D (in this annex) may not be sufficiently conservative if the rotational speed of the turbine at $2,5 V_{ave}$ is high. If this is the case then an increased value of C_T should be used as noted in load case D Clause F.4 below.

F.4 General relationships

In general the following relations are valid:

$$\omega_n = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30} \quad (F.1)$$

where

n is the rotor rotational speed [r/min];

ω_n is the rotor rotational speed [rad/s].

$$\lambda = \frac{V_{tip}}{V_{hub}} = \frac{\omega_n R}{V_{hub}} = \frac{R}{V_{hub}} \frac{\pi n}{30} \quad (F.2)$$

where

λ is the tip speed ratio [-];

V_{tip} is the speed of the blade tip [m/s];

V_{hub} is the wind speed at hub height [m/s];

R is the radius of the rotor [m].

$$Q = \frac{P_r}{\omega_n} = \frac{P}{\eta \omega_n} = \frac{30P}{\eta \pi n} \quad (F.3)$$

where

Q is the rotor torque [Nm];

P_r is the rotor power [W];

P is the electrical power [W].

Further, certain design inputs are defined for use in IEC 61400-2:

V_{design} is the design wind speed defined as $1,4 V_{ave}$. V_{ave} is wind turbine class dependent.

P_{design} and n_{design} are then respectively the power and rotor rotational speed at V_{design} .

Load case A: normal operation

Load case A is a fatigue load case with constant range. The basic idea behind the ranges is that the turbine speed cycles between 0,5 and 1,5 “rated”. Since “rated” is a term with many different meanings, the “design” term is introduced instead. This term was defined above.

CAUTION: The treatment of fatigue in the simplified equations generally predicts very small fatigue loads. The number of fatigue cycles used in the simplified

equations is the number of times the blade passes the tower in the design lifetime (which is an artificially large number) which may compensate for these low loads. However, the predicted fatigue loads are so small that a designer might conclude that all fatigue cycles will be below the fatigue limit and therefore may neglect fatigue altogether. This would be unwise as a comparison with aeroelastic models reveals. The interplay of the number of cycles and the loads varies with the size of the turbine, and as an example for one turbine the under-prediction by the simplified equations is a factor of 2,4 for the tower top thrust, and 7,7 for the shaft bending moment. The reason for the under-prediction of the shaft bending appears to relate at least in part to the omission of gyroscopic loads due to yawing from the fatigue case in the simplified equations. Plainly the discrepancies for these examples are significant and indicate real potential for a turbine and tower to be under-designed. For this reason care should be taken if reducing safety factors in the static load cases as this could cause fatigue to become an issue.

The speed range, by varying n from $0,5 n_{\text{design}}$ to $1,5 n_{\text{design}}$ gives the following range in F_z (this assumes a variable rotor speed):

$$\Delta F_{zB} = m_B R_{\text{cog}} \left(\frac{\pi 1,5 n_{\text{design}}}{30} \right)^2 - m_B R_{\text{cog}} \left(\frac{\pi 0,5 n_{\text{design}}}{30} \right)^2 = 2 m_B R_{\text{cog}} \left(\frac{\pi n_{\text{design}}}{30} \right)^2 = 2 m_B R_{\text{cog}} \omega_{n,\text{design}}^2 \quad (\text{F.4})$$

where

m_B is the blade mass;

R_{cog} is the distance between the blade's centre of gravity and the rotor centre;

n_{design} is the design rotor speed defined as the rotor speed at V_{design} .

For the edgewise bending moment, the edgewise moment range consists of a term due to torque variations (from $1,5 Q_{\text{design}}$ to $0,5 Q_{\text{design}}$ equally divided among B blades) and a term due to the moment of the blade weight.

$$\Delta M_{xB} = \frac{Q_{\text{design}}}{B} + 2 m_B g R_{\text{cog}} \quad (\text{F.5})$$

The derivation of the flap moment is slightly more complicated.

$$F_{\text{axial}} = C_T \times \frac{1}{2} \rho V_{\text{hub}}^2 A = C_T \times \frac{1}{2} \rho V_{\text{hub}}^2 \pi R^2 \quad (\text{F.6})$$

$$P_r = C_p \times \frac{1}{2} \rho V_{\text{hub}}^3 A = C_p \times \frac{1}{2} \rho V_{\text{hub}}^3 \pi R^2 \quad (\text{F.7})$$

where

ρ is the air density, here assumed $1,225 \text{ [kg/m}^3\text{]}$;

A is the rotor swept area $\text{[m}^2\text{]}$;

R is the rotor radius [m] ;

P_r is the rotor power [W] .

Assuming that C_T is $3/2 C_p$ (reference [F.1], Chapter 3) and combining Equations (F.6) and (F.7) gives:

$$F_{\text{axial}} = \frac{3}{2} \frac{P_r}{V_{\text{hub}}} \quad (\text{F.8})$$

Inserting V_{hub} from Equation (F.2) and P_r from Equation (F.3) leads to:

$$F_{\text{axial}} = \frac{3}{2} \frac{30\lambda}{R\pi} P_r = \frac{3}{2} \frac{30\lambda}{R\pi} \frac{Q\pi}{30} = \frac{3}{2} \frac{\lambda Q}{R} \quad (\text{F.9})$$

Assuming this load applies at $2/3 R$, and dividing by the number of blades gives:

$$M_{yB} = \frac{\lambda Q}{B} \quad (\text{F.10})$$

This assumes that the cone angle is sufficiently small to neglect centrifugal components.

The edge moment range is determined by assuming Q varies from $0,5 Q_{\text{design}}$ to $1,5 Q_{\text{design}}$.

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_{\text{design}} Q_{\text{design}}}{B} \quad (\text{F.11})$$

The axial load on the shaft is equal to the axial load of the rotor as given in Equation (F.9)

$$\Delta F_{x\text{-shaft}} = \frac{3}{2} \frac{\lambda_{\text{design}} Q_{\text{design}}}{R} \quad (\text{F.12})$$

The shaft torsion range consists of a torque term plus an eccentricity term. The eccentricity term assumes the rotor centre of mass is offset from the shaft by $0,005 R$ (unless better data is available), causing a gravity torque range.

$$\Delta M_{x\text{-shaft}} = Q_{\text{design}} + 2 m_r g e_r \quad (\text{F.13})$$

The shaft bending is assumed to be maximal at the first bearing. For shaft bending the rotor mass and the axial load eccentricity (caused by wind shear) have to be taken into account.

With the assumption that this eccentricity is $R/6$, which was decided by the original IEC 61400-2 working group, this results in the following range:

$$\Delta M_{\text{shaft}} = 2 m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad (\text{F.14})$$

where

L_{rb} is the distance between the rotor plane and the first bearing;

m_r is the mass of the rotor (blades, hub, etc.).

Load case B: yawing

In this load case the turbine is yawing with $\omega_{\text{yaw,max}}$ and the rotor is spinning with $\omega_{n,\text{design}}$.

The flapwise bending moment is assumed to consist of three terms: centrifugal force, gyroscopic, and eccentricity of axial load.

The centrifugal force on the blade due to the yaw rate, multiplied by the distance between blade root and centre of mass of the blade:

$$M_{yB,\text{centrifugal}} = m_B \omega_{\text{yaw,max}}^2 L_{rt} R_{\text{cog}} \quad (\text{F.15})$$

where

L_{rt} is the distance between the blade root centre and the yaw axis [m].

Gyroscopic moment

The derivation of the gyroscopic force on a blade due to yaw rate and rotational speed is given below in Equation (F.16). On page 238 of reference [F.1]³ a slightly more elaborate derivation is given.

$$M_{yB, \text{gyroscopic}} = \int_0^R 2\omega_n \omega_{yaw} \cos\psi r^2 m(r) dr = 2\omega_{yaw} I_B \omega_n \cos\psi \quad (\text{F.16})$$

Which is maximum for $\psi = 0$.

The last term accounts for the offset of the axial force due to wind shear or skewed flow. The total formula for the flapwise bending moment for the case the rotor is spinning at n_{design} and the rotor is moving with $\omega_{yaw, \text{max}}$ with respect to the tower, is then:

$$M_{yB} = m_B \omega_{yaw, \text{max}}^2 L_{rt} R_{\text{cog}} + 2\omega_{yaw, \text{max}} I_B \omega_{n, \text{design}} + \frac{R}{9} \Delta F_{x-\text{shaft}} \quad (\text{F.17})$$

For the shaft the equation is derived as follows.

Gyroscopic loads

For a two bladed machine the inertia of the rotor around the yaw axis depends on the azimuth angle. Advanced textbooks on rigid body dynamics give the equation for the maximum moment:

$$M_{\text{shaft}} = 2B \omega_{yaw, \text{max}} \omega_{n, \text{design}} I_B \quad (\text{F.18})$$

For a three or more bladed machine the inertia of the rotor does not change with azimuth.

The following equation then applies:

$$M_{\text{shaft}} = B \omega_{yaw, \text{max}} \omega_{n, \text{design}} I_B \quad (\text{F.19})$$

Adding the mass loads and the axial load eccentricity leads to:

For two bladed rotors:

$$M_{\text{shaft}} = 4\omega_{yaw, \text{max}} \omega_{n, \text{design}} I_B + m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x-\text{shaft}} \quad (\text{F.20})$$

For three or more bladed rotors:

$$M_{\text{shaft}} = B \omega_{yaw, \text{max}} \omega_{n, \text{design}} I_B + m_r g L_{rb} + \frac{R}{6} \Delta F_{x-\text{shaft}} \quad (\text{F.21})$$

³ References in square brackets refer to references listed in Clause F.5.

where

L_{rb} is the distance between rotor centre and first bearing [m].

Load case C: yaw error

A fixed yaw turbine will operate at a yaw error much of the time. An extreme load might occur if the rotor has a yaw error and the instantaneous wind places the entire blade at the angle of attack for maximum lift. The following analysis is a simplified representation of this condition.

The relative wind speed at a blade radius, r , is approximately

$$W = r\omega_n + V_{hub}\sin\gamma\cos\psi \quad (F.22)$$

This ignores the normal component of relative wind, which is usually small compared with the tangential component.

The blade root flap moment is approximately

$$M_{yB} = \frac{1}{2} \rho c_{ave} C_{l,max} \int_0^R r (r\omega_n + V_{hub}\sin\gamma\cos\psi)^2 dr \quad (F.23)$$

This will be maximum for $\psi = 0$, the advancing blade.

Integrating this expression yields

$$M_{yB} = \frac{1}{2} \rho c_{ave} C_{l,max} \left[\frac{1}{4} R^4 \omega_n^2 + \frac{2}{3} R^3 \omega_n V_{hub} \sin\gamma + \frac{1}{2} R^2 V_{hub}^2 \sin^2\gamma \right] \quad (F.24)$$

For a yaw error of 30° this becomes, after some rearrangement

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \rho A_{proj,B} C_{l,max} R^3 \omega_{n,design}^2 \left[1 + \frac{4}{3\lambda_{design}} + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{\lambda_{design}} \right)^2 \right] \quad (F.25)$$

Load case D: maximum thrust

The equation for this load case does not need much explanation. It is a simple force coefficient combined with a dynamic pressure

$$F_{x-shaft} = C_T \frac{1}{2} \rho (2,5 \times V_{ave})^2 \pi R^2 \quad (F.26)$$

where

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

The equation was tuned using thrust loads predicted by simulations (aero-elastic models). The combination of $2,5 V_{ave}$ and a C_T of 0,5 gave comparable results to those models. However, caution should be exercised with wind turbines that operate at high rotational speeds at $2,5 V_{ave}$, where a C_T of $8/9$ may be more appropriate.

Load case E: maximum rotational speed

This load case is assumed to be dominated by the maximum rpm.

For the blade load only the centrifugal force is considered.

$$F_{zB} = m_B R_{\text{cog}} \left(\frac{\pi n_{\text{max}}}{30} \right)^2 = m_B \omega_{n,\text{max}}^2 R_{\text{cog}} \quad (\text{F.27})$$

For the shaft only the shaft bending moment is considered, it is assumed that the rotor has an imbalance with the rotor centre of mass a distance e_r from the shaft centre. No yawing is assumed.

$$M_{\text{shaft}} = M_{r-\text{mass}} + M_{r-\text{imbalance}} = m_r g L_{rb} + m_r e_r \omega_{n,\text{max}}^2 L_{rb} \quad (\text{F.28})$$

Load case F: short at load connection

This load case assumes a high short circuit torque in the generator. The constants have been selected after talking to experts in this field, and consulting other standards such as Dutch Design Assessment (**NEN 6096/2**, 1994) and the Germanischer Lloyd “Blue Book”.

The design torque is to be multiplied with the following value G , unless more accurate numbers are known for the generator.

Generator	Multiplier G
Synchronous or asynchronous	2
Permanent magnet generator	2

Thus

$$M_{x-\text{shaft}} = G \times Q_{\text{design}} \quad (\text{F.29})$$

$$M_{x,B} = \frac{G \times Q_{\text{design}}}{B} + m_B g R_{\text{cog}} \quad (\text{F.30})$$

Load case G: shutdown

The maximum shaft torque is assumed to be equal to the brake torque (in case there is a brake present) plus the rated generator torque (thus assuming that the brake is applied while the generator still delivers rated torque).

$$M_{x-\text{shaft}} = M_{\text{brake}} + Q_{\text{design}} \quad (\text{F.31})$$

where

M_{brake} is the brake torque on the low speed shaft.

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

$$M_{x,B} = \frac{M_{x-\text{shaft}}}{B} + m_B g R_{\text{cog}} \quad (\text{F.32})$$

In case the turbine has a gearbox and a high-speed shaft brake, the shaft torque calculated in Equation (F.31) 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 dynamic amplification factor of two.

Load case H: extreme wind loading

Load case H is actually two sets of equations of which one set is used depending on the turbine's design. One set is for turbines which will be parked in high winds, like most actively controlled turbines. The other set is for turbines which will have their rotors spinning, like most passively controlled turbines (such as furling). The wind speed V_{e50} is commonly referred to as "survival" wind speed but is more precisely referred to as the extreme wind speed (3-s gust with a recurrence period of 50 years) per definition 3.19.

CAUTION: Care should be taken in using Equation (42) (i.e. Equation (F.42)). This is because F_x is proportional to (tip speed ratio)² and so if the rotor speed is controlled to a low value then the equation predicts a thrust force that can approach zero. This can be far lower than that suggested by the thrust in the parked rotor case (Equation (41), i.e. Equation (F.34)), which is obviously wrong. Therefore if the spinning rotor is controlled to a very low speed then the higher thrust given by Equation (41) (i.e. Equation (F.34)) shall be used instead of the lower thrust given by Equation (42) (i.e. F.42).

Parked rotors

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

$$M_{yB} = C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} \times \frac{1}{2} R \quad (F.33)$$

where

C_d is the drag coefficient and shall be taken as 1,5;

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

Equation (F.33) assumes the drag of the blade to have its centre of pressure at the midspan, which for most blades is conservative. It also assumes that the planform of the blade is completely perpendicular to the wind.

For a parked rotor the shaft thrust load is calculated as given by Equation (F.34).

$$F_{x-shaft} = B \times C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} \quad (F.34)$$

This is simply the drag on all blades summed together.

A fully feathered blade will be subjected primarily to lift forces rather than drag forces. Variations in wind direction will place the blade at high-lift angles of attack. In this case the force is determined by the maximum lift coefficient rather than the maximum drag coefficient. Since these two values are of comparable magnitude these simple equations are also applied to the feathered rotor.

Spinning rotors

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

$$M_{yB} = \int_0^R C_{l,max} \frac{r}{R} \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 c r dr \approx C_{l,max} \frac{1}{6} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} R \quad (F.35)$$

This assumes a triangular lift distribution which is $C_{l,max}$ at the tip and zero at the root. It further assumed a constant chord. If accurate data is not available on $C_{l,max}$, a value of 2,0 shall be used.

For a spinning rotor the calculation of thrust force is based on helicopter theory. The helicopter thrust coefficient is based on tip speed rather than wind speed.

$$C_{T,H} = \frac{T}{\rho \pi R^2 (\omega_h R)^2} \quad (F.36)$$

Reference [F.2], page 345, shows that the maximum thrust coefficient for a helicopter rotor is approximately

$$\frac{C_{T,Hmax}}{\sigma} = 0,17 \quad (F.37)$$

where σ is the rotor solidity, $\sigma = \frac{B c_{ave}}{\pi R}$ and C_{ave} is the average blade chord. This value occurs at an advance ratio, $\frac{V}{\omega_h R}$ (the inverse of the tip speed ratio), of zero. At an advance ratio of 0,5 the thrust coefficient is reduced to approximately 0,06 for level flight, but the value remains near 0,17 for transient events. For this reason a constant value of 0,17 independent of advance ratio is used.

Converting the helicopter thrust coefficient to a wind turbine coefficient yields

$$C_T = 2 C_{T,H} \lambda^2 \quad (F.38)$$

Combining Equations (F.37) and (F.38) yields:

$$C_T = 0,34 \sigma \lambda^2 \quad (F.39)$$

Using Equation (F.40) and the form of Equation (F.26), yields:

$$F_{x-shaft} = 0,34 \sigma \lambda_{e50}^2 \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A \quad (F.40)$$

where

σ is the rotor solidity ($B \times A_{proj,B} / A$);
 λ_{e50} is the tip speed ratio at V_{e50} , which if not known can be estimated by:

$$\lambda_{e50} = \frac{n_{max} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (F.41)$$

Taking terms together in Equation (F.40) leads to:

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

For both cases, spinning and parked, for the calculation of the tower or support structure loads the thrust force shall be combined with the drag on the tower or support structure, and nacelle. That drag can then be estimated per component by using Equation (F.43).

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj} \quad (F.43)$$

where

C_f is the force coefficient;

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

Load case I: maximum exposure

In this load case the turbine is assumed to be completely stationary. Based on the shape and the dimensions of the component, lift and/or drag forces shall be taken into account. The basic equation is given below.

$$F = C_f \times \frac{1}{2} \rho V_{ref}^2 A_{proj} \quad (F.44)$$

where

V_{e1} is the one-year extreme wind speed.

The loads shall be calculated for all components exposed to the wind. The resulting stresses throughout the wind turbine shall be calculated.

F.5 Reference documents

- [F.1] BURTON, T., SHARPE, D, JENKINS, N, and BOSSANYI, E., *Wind Energy Handbook*, John Wiley and Sons, 2001.
- [F.2] PROUTY, R.W., *Helicopter Performance, Stability and Control*, PWS Publishers, 1986
- [F.3] Dutch Design Assessment (**NEN 6096/2**, 1994)
- [F.4] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Renewables Certification, *Guideline for the Certification of Wind Turbines*, commonly known as the “GL Blue Book”

Annex G (informative)

Example of test reporting formats

G.1 Overview

Annex G contains examples of reporting formats. Clause G.2 is defined within this standard. Clauses G.3 and G.4 are in accordance with the drawn from other standards and are purely for the convenience of the reader and for the convenience of preparing a label in accordance with Annex M if desired. Please refer to IEC 61400-11 and IEC 61400-12-1 for further guidance.

G.2 Duration test

G.2.1 General

Below are two examples for reporting format of the duration test results:

G.2.2 Table summarizing the duration test results

Table G.1 – Example duration test result

Month	Hours of power production above:				max gust	I_{15}	# Data points	T_T	T_{II}	T_E	T_N	O
	0 m/s	9 m/s [1,2× I_{ave}]	13,5 m/s [1,8× I_{ave}]	18,8 m/s [2,5× I_{ave}]	(m/s)	(%)		(h)	(h)	(h)	(h)	(%)
Overall	2 704,9	710,6	215,0	1,0	41,9	19,0	255	7 094	172,5	152,0	624,6	90,8
Jun 2008	238,2	36,2	3,8	-	28,6	18,5	5	518	11,3	7,8	3,3	99,3
Jul	256,0	8,5	0,3	-	23,9	-	-	744	78,2	2,2	38,8	94,1
Aug	115,8	4,5	0,0	-	19,2	-	-	744	6,3	20,0	323,0	55,0
Sep	120,5	11,7	1,8	-	22,4	-	-	720	36,2	30,3	174,7	73,3
Oct	236,0	45,0	12,2	-	32,8	17,3	10	744	0,7	1,3	0,0	100,0
Nov	348,0	98,7	22,5	-	37,0	20,9	40	720	22,1	0,0	0,0	100,0
Dec	339,7	160,5	54,8	0,5	41,4	17,4	68	744	7,9	27,2	32,8	95,4
Jan 2009	385,0	155,5	56,0	0,5	38,8	19,9	76	744	4,9	32,0	36,5	94,8
Feb	333,2	10,3	36,8	-	41,9	20,0	23	672	3,2	27,0	0,0	100,0
Mar	332,5	8,7	26,8	-	36,7	18,0	33	744	1,7	4,2	15,5	97,9

Table G.1 above for a SWT class III provides the key overall results but also the breakdown for each month. The report further will describe the reason for any time classified as T_U , T_E and T_N . The column labelled I_{15} is the turbulence intensity based on a 10-min statistics. The max gust is the highest instantaneous (3 s) wind speed measured during the test.

G.2.3 Plot showing any potential power degradation

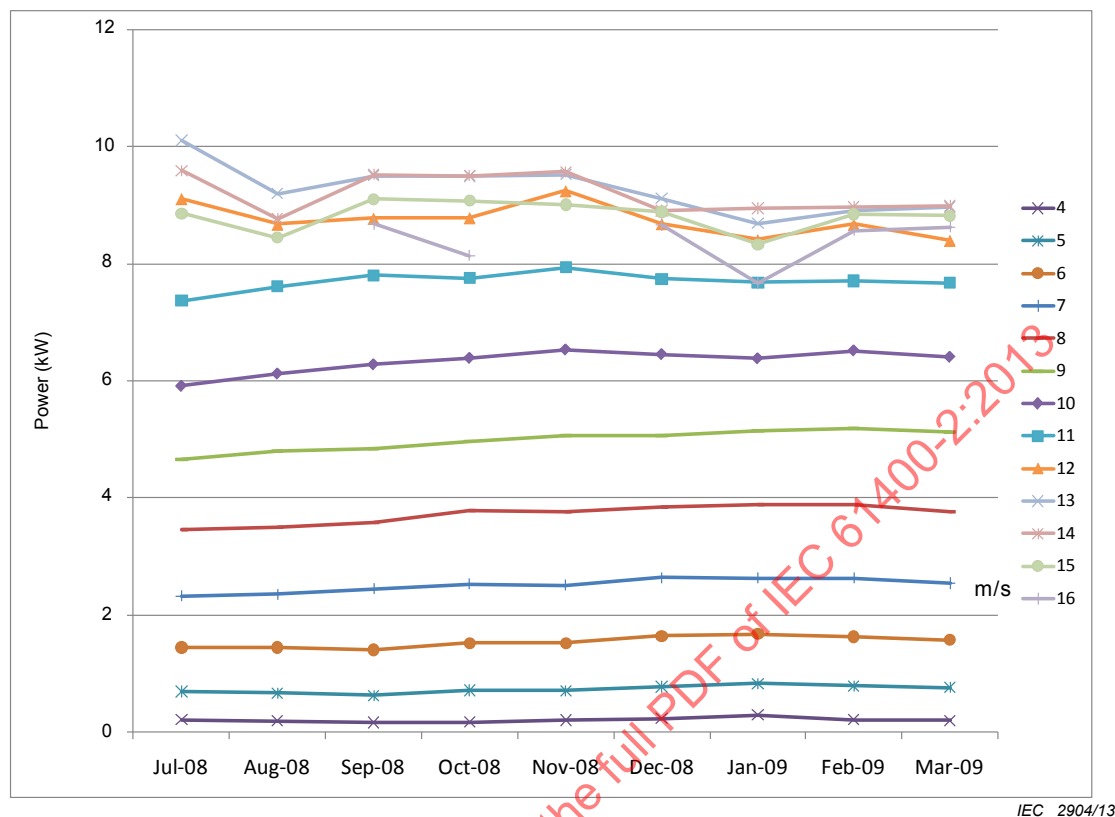


Figure G.1 – Example power degradation plot

The power degradation (see 13.4.2.5) plot in Figure G.1 shows the trend in the binned power level (based on 10-min averages) for several wind speeds from month to month. Only data from within the measurement sector is used to assure good inflow conditions. The data should also be sea level normalised to reduce the effect of air density on the plot. The objective for the plot is to look for trends that might suggest hidden degradation of the turbine system. Some changes are still expected due to seasonal effects such as temperatures, air density, etc.

G.3 Power/energy performance

G.3.1 General

G.3.1 The following Figures G.2 and G.3 and Table G.2 are examples of how this information can be presented. The content should be included even if the format is different.

G.3.2 A plot showing the binned sea level normalized power curve. The power curve should also show any power consumption below cut in wind speed. The plot should show the uncertainty bands indicating the standard uncertainty on power in both directions.

Note that some wind turbines will adjust their settings (e.g. blade pitch) to accommodate for air density effects. For those turbines no additional air density normalization should be done.

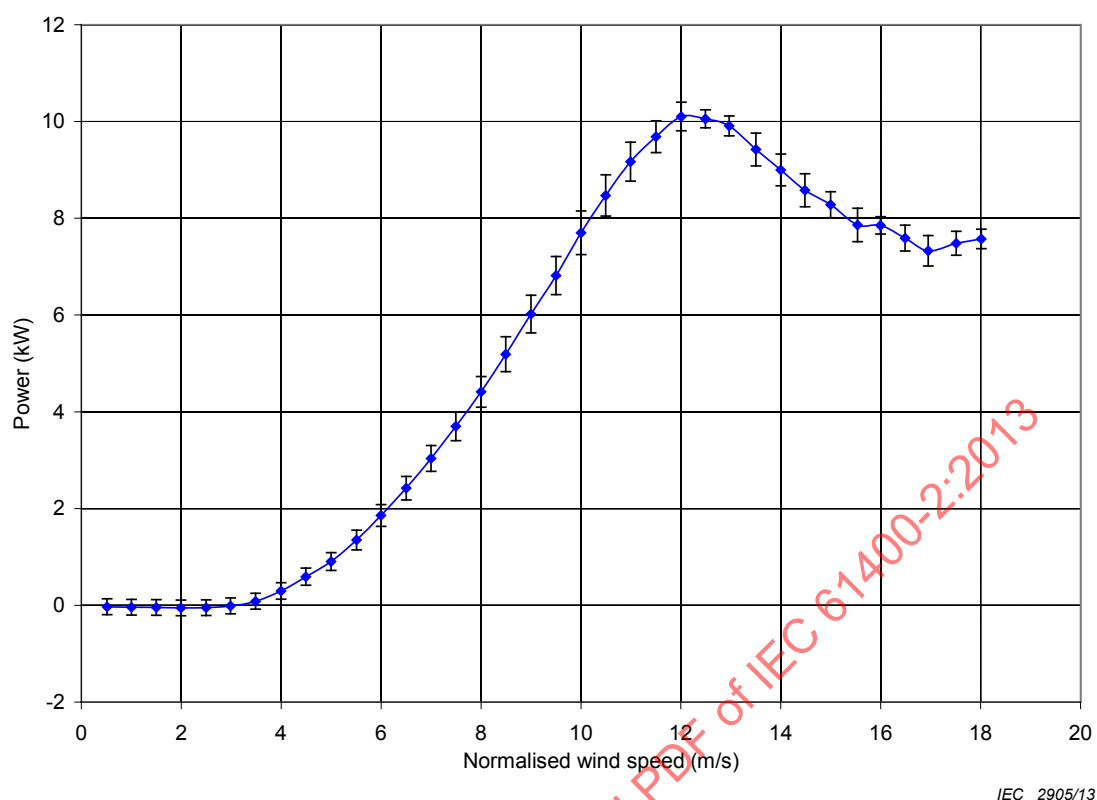


Figure G.2 – Example binned sea level normalized power curve

G.3.3 A scatter plot of the measured power and wind speed used for the binned power curve. Average, maximum and minimum and standard deviation for each data point should be shown.

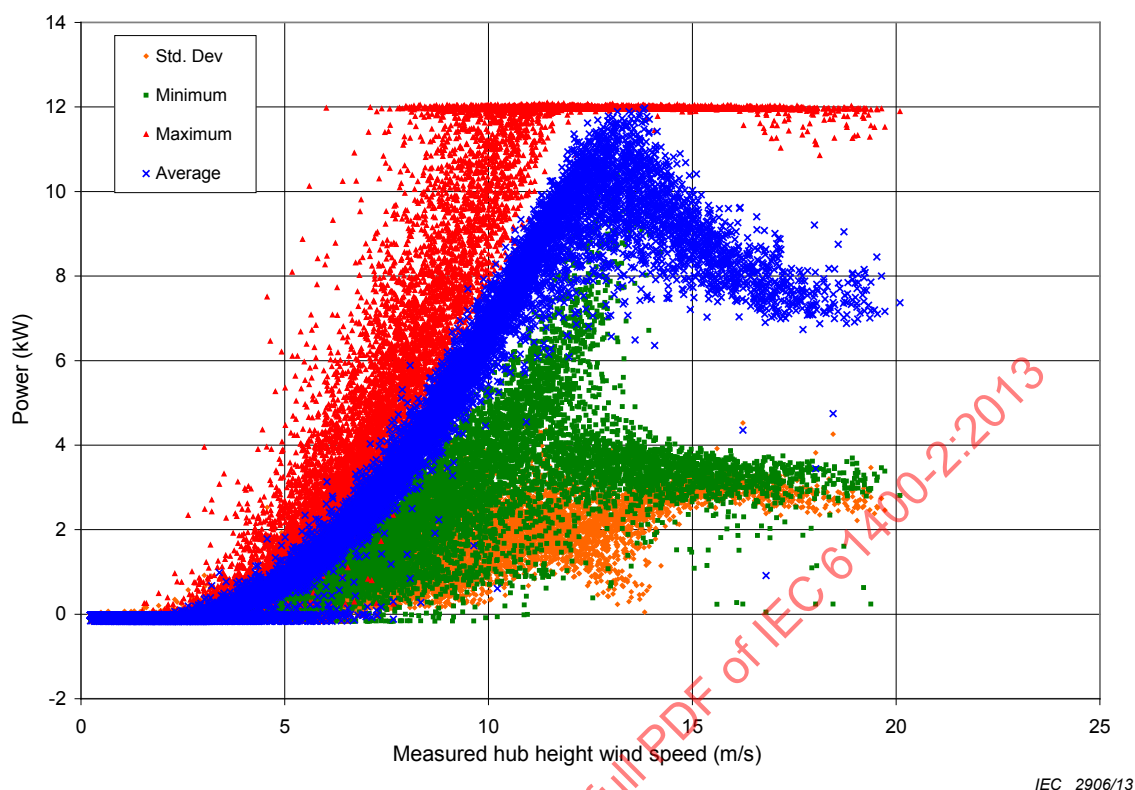


Figure G.3 – Example scatter plot of measured power and wind speed

G.3.4 Table with the calculated annual energy production for sea level air density

Table G.2 – Example calculated annual energy production (AEP) table

Estimated annual energy production, database A (all valid data)					
Reference air density:		1,225	kg/m ³		
Cut-out wind speed:		25,00	m/s		
Hub height annual average wind speed (Rayleigh) m/s	AEP-measured kWh	Standard Uncertainty In AEP- measured		AEP- extrapolated kWh	Complete if AEP measured is at least 95% of AEP extrapolated
		kWh	%		
4	7,884	1,717	22%	7,884	Complete
5	15,327	1,948	13%	15,329	Complete
6	23,516	2,144	9%	23,572	Complete
7	30,967	2,271	7%	31,330	Complete
8	36,718	2,325	6%	37,924	Complete
9	40,459	2,314	6%	43,158	Incomplete
10	42,350	2,254	5%	47,049	Incomplete
11	42,770	2,160	5%	49,696	Incomplete
AEP measured assumes zero power between highest bin and cutout					
AEP extrapolated assumes power in last bin between last bin and cutout					

G.4 Acoustic noise test

For the acoustic noise test an immission map is required. The following Figure G.4 is an example of how this information can be presented. The content should be included even if the format is different.

The plot shows sound pressure levels which are calculated from a declared apparent sound power level for a range of wind speeds and distances to the centre of the wind turbine rotor.

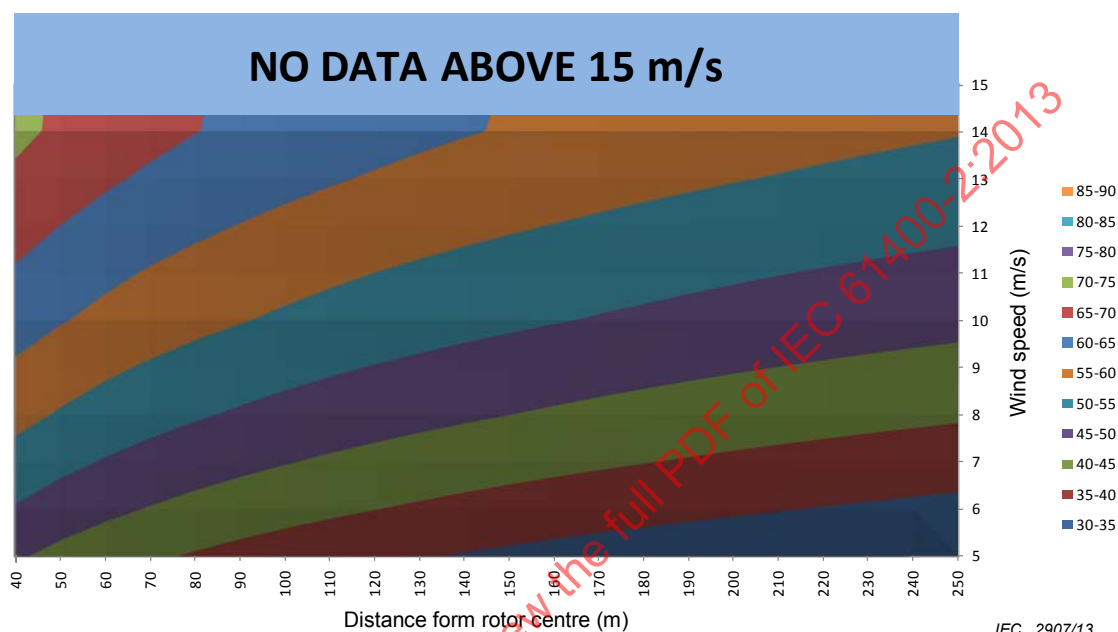


Figure G.4 – Example immission noise map

Annex H (informative)

EMC measurements

H.1 Overview

In order to obtain repeatable and comparable EMC measurement results, the generic EMC standard IEC 61000-6-3:2006 and the referenced measurements standards CISPR 16-2-1:2008 and CISPR 16-2-3:2006 are not specific enough to evaluate the electromagnetic compatibility of the electrical system of a small wind turbine.

To avoid variations of the measurement results the test setup is specified in this annex. The following subclauses H.2 and H.3 propose a test setup to evaluate EMC of wind turbines whose generator, inverter and controller are closely coupled in the nacelle or base of the wind turbine.

Where the following test is considered for a system whose inverter and/or controller are not closely coupled with the generator in the nacelle or base of the turbine, additional measures are recommended to retain the validity of the results for a given turbine installation. It may be necessary that an appropriately specified EMC filter at the turbine input to the inverter and controller is necessary to limit emissions from the turbine cabling, slip rings and generator. Alternatively, EMC screened cable will limit emissions from the turbine cabling itself.

H.2 Measurement for radiated emissions

Additional to the requirements listed in the CISPR 16-2-3:2006 the test setup should be as shown in Figure H.1 or Figure H.2.

The electrical load can be placed outside the anechoic chamber. In this case, the cable shall be mounted onto 0,1 m dielectric spacers in the anechoic chamber and filtered at the wall entrance to avoid EMC disturbances from outside the chamber.

It shall be ensured that the test (e.g. motor) and measurement equipment has no influence on the results, due to additional emissions.

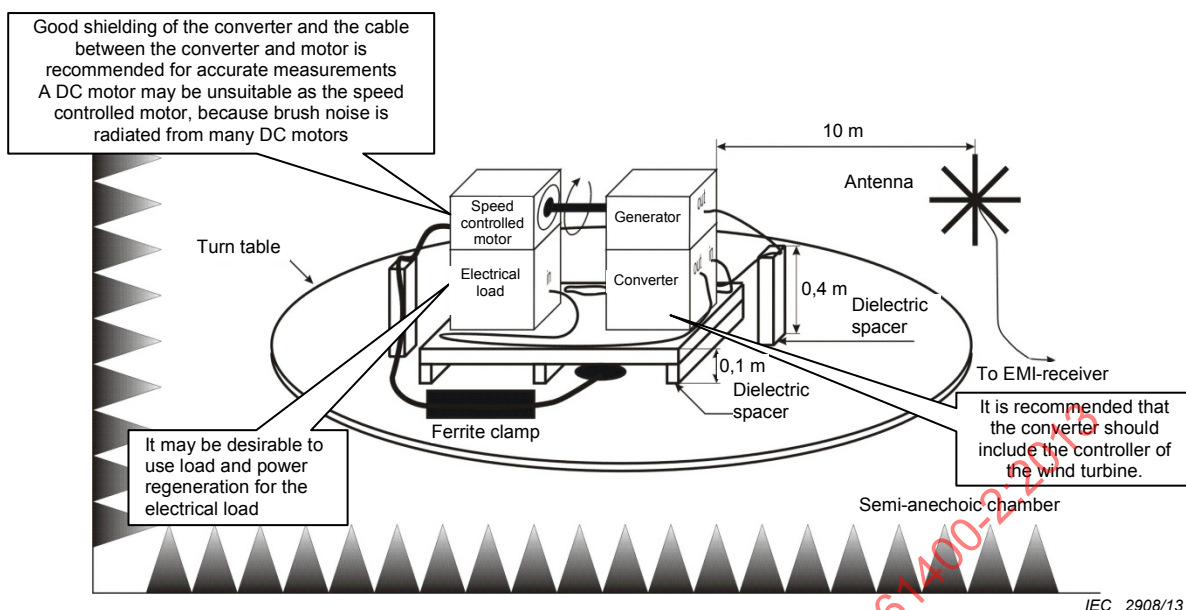


Figure H.1 – Measurement setup of radiated emissions (set up type A)

If the generator has only generator without other electrical devices which emit specific noise, and when it can be assumed that the emission noise from generator is very low, the test setup can be used as shown in Figure H.2.

Power-supply unit (CVCF) that is assumed to be the generator generate the output that should be simulate the output waveform from generator such as a.c., d.c. and rectified waveform.

It may be necessary to setup the cables same as typical usage length and type.

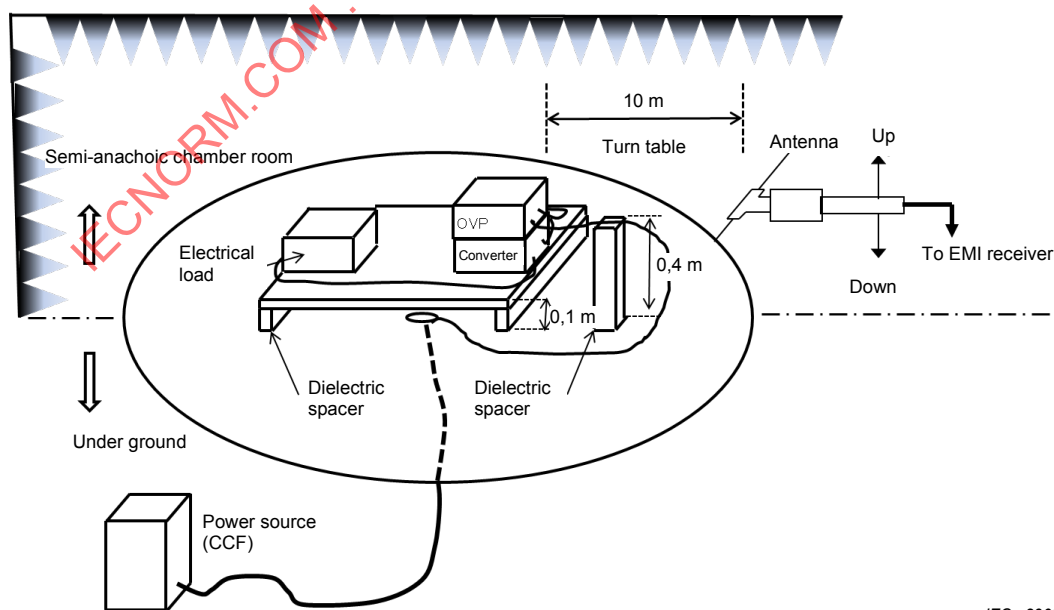


Figure H.2 – Measurement setup of radiated emissions (set up type B)

H.3 Measurements of conducted emissions

Additional to the requirements listed in the CISPR 16-2-1:2008 the test setup should be as shown in Figures H.3 or H.4 below. If required the electrical load can be placed off the metal ground plane. The specification of the measuring apparatus is described in the CISPR 16-1-2:2003, Amendment 1:2004 and Amendment 2:2006.

Remark: According to the CISPR 16-2-1:2008 the distance between the outer edge of the metal ground plane and the generator / converter shall be set at least 0,5 m.

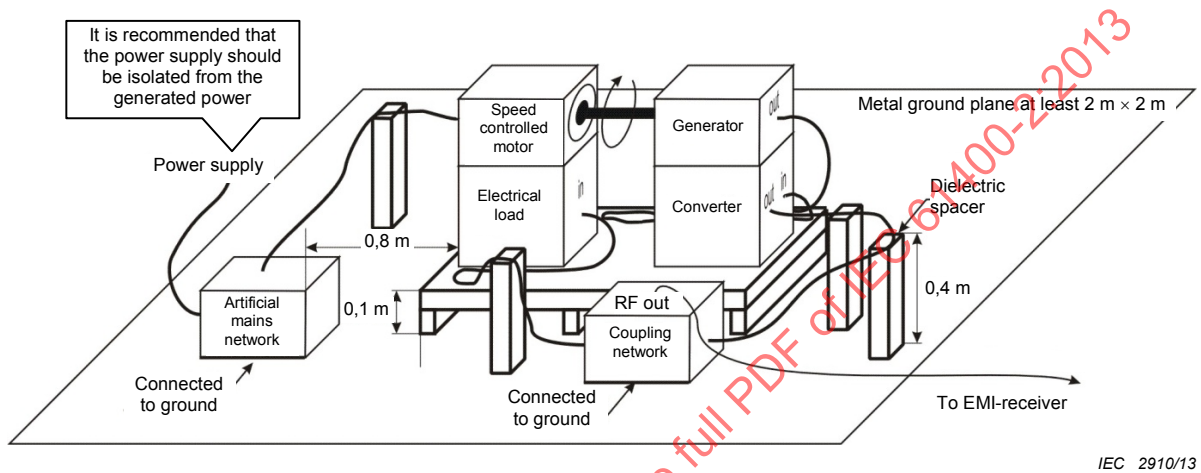


Figure H.3 – Measurement setup of conducted emissions (setup type A)

When the setup of type B has chosen at the measurement of radiated emissions, measurement setup B should be chosen at conducted emissions (see Figure H.4).

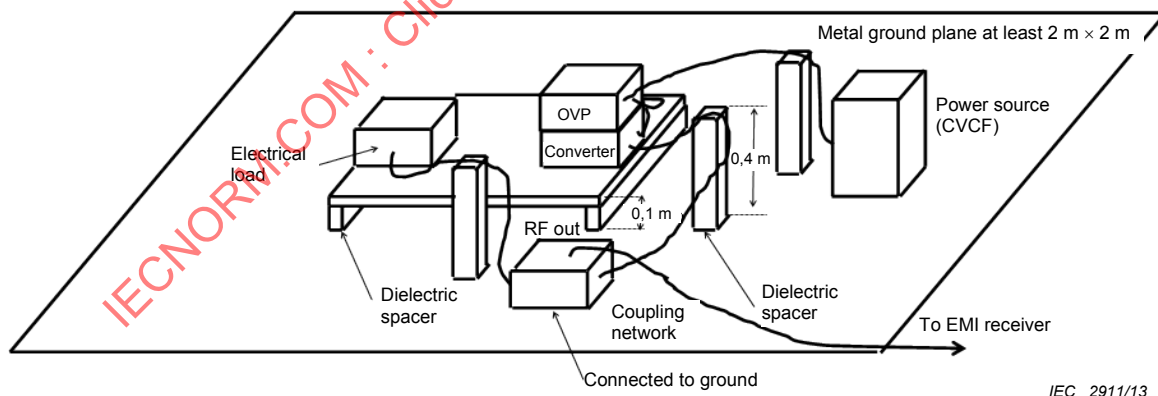


Figure H.4 – Measurement setup of conducted emissions (setup type B)

H.4 Reference documents

- [H.1] IEC 61000-6-3:2006, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-3: Generic standards – Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments* Amendment 1:2010
- [H.2] CISPR 16-1-2:2003, *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 1-2: Radio disturbance and immunity measuring apparatus – Ancillary equipment – Conducted disturbances*

Amendment 1:2004

Amendment 2:2006

- [H.3] CISPR 16-2-1:2008, *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 2-1: Methods of measurement of disturbances and immunity – Conducted disturbance measurements*

Amendment 1:2010

Amendment 2:2013

- [H.4] CISPR 16-2-3:2006, *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 2-3: Methods of measurement of disturbances and immunity – Radiated disturbance measurements*

Amendment 1:2010

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annex I (normative)

Natural frequency analysis

The main natural frequencies of the wind turbine shall be evaluated by means of a resonance diagram (e.g. Campbell diagram). It shall contain the natural frequencies (f_N) and the relevant excitation frequencies (f_E) of the wind turbine. At least the natural frequencies of the main structural components of the wind turbine shall be considered. These are the natural frequencies of the: tower or support structure; rotor blades; and, depending on the design: drive train; bracing between rotor blades and hub (e.g. stiffeners) and bracing of tower (e.g. guyed tower or other support structure). The relevant excitation frequencies to be considered are at least the rotor speed $1P_H$ plus multiples ($2P_H$, $3P_H$...) and the rotor speed multiplied by the number of blades plus multiples (e.g. $3P_H$, $6P_H$, $9P_H$... in case of a three-bladed rotor). See Figure I.1 for an example of a Campbell diagram. The wind speed versus r.p.m. curve shall be considered in this evaluation.

The natural frequencies can be obtained by simulation or by measurement on the actual wind turbine. It is possible to extend the analysis to consider variation of natural frequencies with different rotor speeds.

Generally the occurrences of resonances in the operating speed range of the wind turbine shall be avoided. Where they cannot be avoided any load amplifications shall be considered in the design of the structure. If necessary, appropriate design or controller adaptations shall be carried out.

Variable speed wind turbines will generally pass through the natural frequencies of the system due to the unsteady nature of the wind. It should not generally be assumed that this will lead to damaging resonance conditions. However a control function that decouples the relationship between wind speed and rotor speed (for example a rotor overspeed control that maintains a constant speed) can lead to damaging resonance.

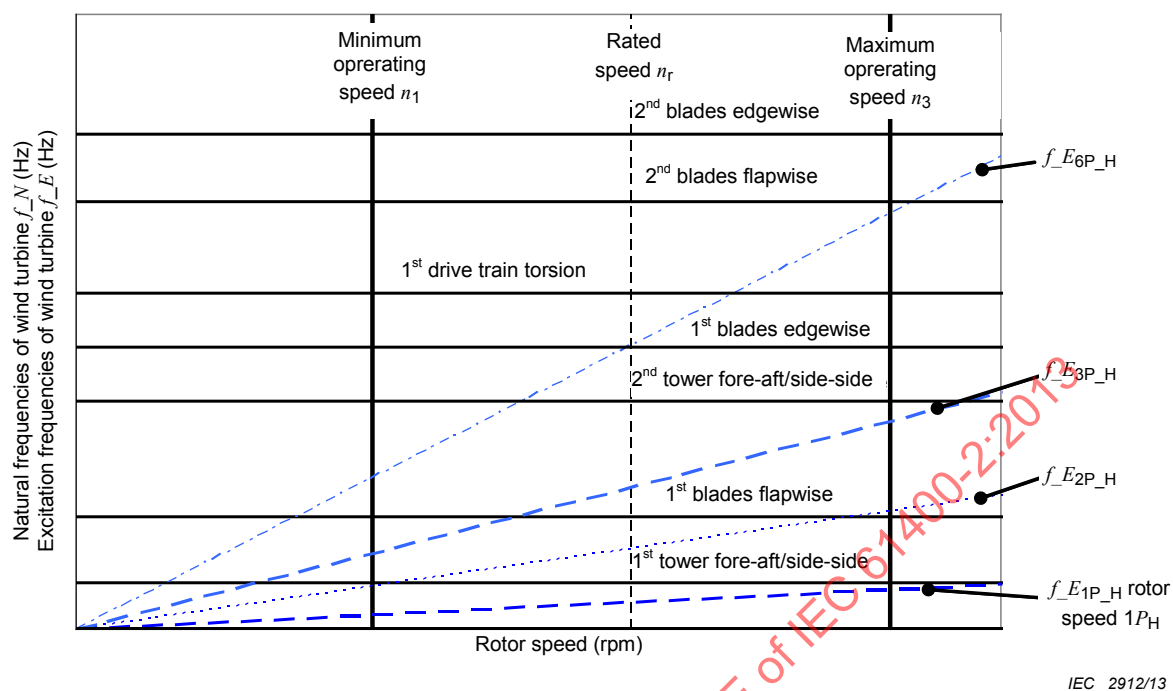


Figure I.1 – Example of a Campbell diagram

Annex J (informative)

Extreme environmental conditions

J.1 Overview

In the design documentation, it shall be clearly stated if the wind turbine type has been designed for operation outside of standard external conditions specified in 6.4.1 of this standard, which may include icing, saline, cold or hot conditions. It shall also be stated how this has been done, for example how the following have been considered:

J.2 Extreme conditions

- a) Component ratings and material properties, such as steel with sufficient impact strength at low temperature or electronic component rating at high temperature.
- b) The use of different materials may affect thermal expansion and should be considered e.g. on how it might change the system rigidity.
- c) Lubrication e.g. temperature variation will cause lubricant properties to change.
- d) Protection of components against moisture and condensation.
- e) Allowable temperatures for assembly, commissioning, operation and maintenance should be documented and make note of special considerations (e.g. curing of concrete or epoxy).
- f) Erosion of the blades shall be addressed if particulate matter is present, e.g. sand, salt.

J.3 Low temperature

- a) Startup procedures shall be considered, e.g. after grid failure during low temperature / icing, including switch-on times, delays or equipment heating.
- b) Special maintenance requirements related to low temperature / icing should be documented.
- c) Effects on operation, e.g. startup wind speed.

J.4 Ice

- a) In the static ice loading case at $3 V_{ave}$ (6.4.3.4), the possibility of frozen mechanisms such as furling hinge, pitch mechanisms and external sensors should be considered.
- b) Aerodynamic and mass imbalance due to ice should be considered in design load estimation. Vibration detection may be used for protection.
- c) Prevention of ice accumulation by passive or active means, on sensors, blades, etc. should be considered.
- d) Protection and sealing, e.g. to prevent ice and snow from filling the generator or nacelle. Ice and snow that builds up inside or around the nacelle can cause malfunction or corrosion of the electric and mechanical components.
- e) Recommended safety distance in case of ice throws.
- f) There is the possibility of increased power output due to low turbulence, high air density, and/or ice accumulation that changes the aerodynamics of the rotor, for example increases the radius of the leading edge. These may all lead to overproduction on stall controlled machines, but could affect other machines.

J.5 High temperature

Although cold conditions have a more detrimental impact than hot conditions on the strength and properties of wind turbine materials, there are some situations in hot climates that need to be considered by small wind turbine manufacturers and accommodated in turbine design and installation.

- a) Electronic components shall be suitably rated.
- b) Sand and dust: the entire machine should be well sealed.
- c) Exposed, especially structural plastics shall be UV stable.
- d) Turbine should be well earthed to dissipate build-up of static charge on components.

J.6 Marine

- a) Appropriate water proofing and corrosion protection should be implemented.
- b) Dissimilar metal and general material combinations shall be carefully selected.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annex K (informative)

Extreme wind conditions of tropical cyclones

K.1 General

The external conditions defined for SWT classes I, II, III and IV do not cover wind conditions experienced in tropical cyclones (hurricanes, cyclones and typhoons). Such conditions may require wind turbine class S design, however not all the wind turbines installed in tropical cyclone areas are necessarily required to be "S Class" turbines. This is because the frequency and the magnitude of a tropical cyclone depend upon the geographical conditions as well as meteorological conditions.

This annex aims to enable easy design of wind turbines for installation in a tropical cyclone area such as illustrated in Figure K.2 by describing the general characteristics of tropical cyclones.

K.2 Using SWT classes in tropical cyclone areas

The initial important work is to identify a SWT class which is to be built at a particular site in a tropical cyclone climate region. This work consists of analysing observed annual maximum wind speeds (extremes of tropical cyclones) and estimating the reference wind speed V_{ref} which is an extreme value of 50-year recurrence periods at the site.

An appropriate statistical extreme value theory may be applied in predicting V_{ref} at the site. However, such a rare event as annual maximum wind speed, the volume of the parent data is usually insufficient to apply a statistical extreme theory. In such case, certain supplementary methods may be applied such as using a Monte Carlo Simulation to reduce uncertainty of the estimation. A CFD model may improve the estimation by taking the geometrical conditions into account. An introduction of estimation methods of extremes is described in the references listed at K.5.

K.3 Extreme wind conditions

K.3.1 Definition of tropical cyclones

Hurricanes, cyclones and typhoons are severe depressions generated on ocean surface in tropical or subtropical zone and called tropical cyclone. A tropical cyclone is defined as a tropical storm which has 10-min average wind speeds above 32,7 m/s (64 knots). A strong or severe tropical cyclone has 10-min average wind speeds above 50 m/s, which influences the statistic prediction of a reference wind speed V_{ref} .

K.3.2 General features of tropical cyclones

Tropical cyclones are seasonal and regional oceanic meteorological phenomena. Each tropical cyclone region has its typical pattern and tracks of the cyclones. Influenced by topographical conditions, a landed cyclone may accelerate wind speeds. For these reasons, cyclone oriented maximum annual 10-min average wind speeds should be carefully analysed.

The number of cyclones annually generated or landed in a region or at a site is an important parameter in analyzing extreme values. For example, the average number of typhoons annually generated in the sea waters around Japan in the past 60 years is 26 per year, while the average number that reaches the land surface of Japan is only 3 per year. Because of this most of the regions and sites have a limited number of observed maximum annual 10-min

average wind speed data points. The minimum requirement for estimation of V_{ref} by using traditional extreme statistics should be at least two independent observed maximum annual 10-min average wind speed data generated by cyclones within the past 50 years in a region or at a site under consideration.

K.3.3 Extreme wind conditions

K.3.3.1 Observed data

Table K.1 shows global top five 10-min average maximum extreme wind speeds recorded at meteorological stations for typical cyclone areas. Note that the recurrence period is not identified for each extreme value.

Table K.1 – Top five average extreme wind speeds recorded at meteorological stations

Rank	USA Atlantic coastal hurricanes ^a			France Atlantic coastal cyclones ^c			Typhoon – Japan ^b		
	Extreme value m/s	Year, name	Period since, height m ^d	Extreme value m/s	Year, town	Period since, height m ^d	Extreme value m/s	Year, location	Period since, height m ^d
1	74,4	1992, Andrew	1980, 10,0	40	1987, Quimper	1981, 10,0	69,8	1965, Cape Muroto	1961, 41,8
2	66,7	2004, Charley	1980, 10,0	32	1999, Orly	1981, 10,0	69,3	1951, Cape Muroto	1961, 41,8
3	61,6	1989, Hugo	1980, 10,0	31	1984, Millau	1981, 10,0	60,8	1966, Miyako Island	1961, 11,4
4	56,5	2005, Katrina	1980, 10,0	30	1999, La Rochelle	1981, 10,0	60,0	1942, Mt. Unzen	1961, 51,7 (a.s.l.)
5	53,9	2004, Ivan	1980, 10,0	30	1982, Millau	1981, 10,0	54,3	1968, Miyako Island	1961, 11,4
NOTE These are not instantaneous maxima, they are sustained average maxima as defined for each dataset.									
a	Maximum 1-min average winds, (from appendix A of reference [K.11]). ⁴								
b	Measuring equipment were vane-type (propeller) and data is 10-min average.								
c	Maximum 10-min average wind speeds.								
d	Heights are measurement heights above ground level except where noted otherwise.								

Table K.2 shows global top five instantaneous extreme wind speeds (gusts) recorded at meteorological stations. Note that because of the limitations of the measuring equipment these instantaneous gusts may be of shorter duration than a standard 3-s gust.

⁴ References in square brackets refer to references listed in Clause K.5.

Table K.2 – Extreme wind speeds recorded at meteorological stations

Rank	USA Atlantic coastal hurricanes ^a			France Atlantic coastal Cyclones ^d			Typhoon – Japan ^b		
	Extreme value m/s	Description	Period since, height ^e m	Extreme value m/s	Year, town	Period since, height ^e m	Extreme value ^c m/s	Year, location	Period since, height ^e m
1	80 ^a	Modelled 100 year ^a	1900, 10,0	52	1987, Quimper	1981, 10,0	85,3	1966, Miyako Island	1961, 11,4
2				51	2009, Perpignan	1981, 10,0	84,5	1961, Cape Muroto	1961, 41,8
3				48	1999, St Brieuc	1981, 10,0	79,8	1968, Miyako Island	1961, 11,4
4				48	1986, Chambery	1981, 10,0	78,9	1970, Nase	1967, 20,7
5				45	1990, Quimper	1981, 10,0	77,1	1965, Cape Muroto	1961, 41,8
NOTE These are not instantaneous maxima, they are sustained average maxima as defined for each dataset.									
a	Simulated data for 3-s gust with 100-year recurrence period see reference [K.8].								
b	Measuring equipment were vane-type (propeller) anemometers.								
c	1-s averaged equivalent.								
d	Maximum of the measured 0,5-s, see reference [K.10].								
e	Heights are measurement heights above ground level except where noted otherwise.								

K.3.3.2 Turbulence intensity

The characteristic value of hub-height turbulence intensity at a 10-min average wind speed of 15 m/s (I_{15}) is another important parameter that defines SWT classes. In the absence of evidence otherwise the I_{15} for standard SWT classes I to IV is assumed to be valid for locations that experience tropical storms.

K.3.3.3 Extreme wind shear

Under extreme gust conditions, the wind shear becomes steeper. This means high winds driven by tropical cyclones at high altitudes will even stress small wind turbines mounted at low heights.

K.3.3.4 Wind direction reversal

Mid-way through the duration of the tropical cyclone the wind direction changes through 180° over a period of half an hour or more. This is relevant as any turbine that is protected by utilizing a parked state with reduced exposure shall re-park in mid cyclone. It is common that electrical network outage occurs during these storm conditions and therefore care shall be taken for fail-safe design.

K.4 Stochastic simulation (Monte Carlo simulation)

In the areas where the strong wind is dominated by extratropical cyclones, the extreme wind speed can be estimated from a nearby reference meteorological station by using the Measure-Correlate-Predict (MCP) method as described in Annex E of IEC 61400-1:2005. On the other hand, tropical and subtropical regions, where both tropical and extratropical cyclones are dominant, are known as mixed climates and the examination of each significant wind-producing meteorological phenomenon are required as mentioned by Gomes and Vickery (1978). It was noticed that the MCP method underestimates the extreme wind speed

in mixed climate regions as shown in Figure K.1. An alternative approach is to extend measured data using stochastic models to create pseudo data that is a better prediction than simple correlation and prediction. These are often called Monte Carlo models. They are especially useful where the available data is limited.

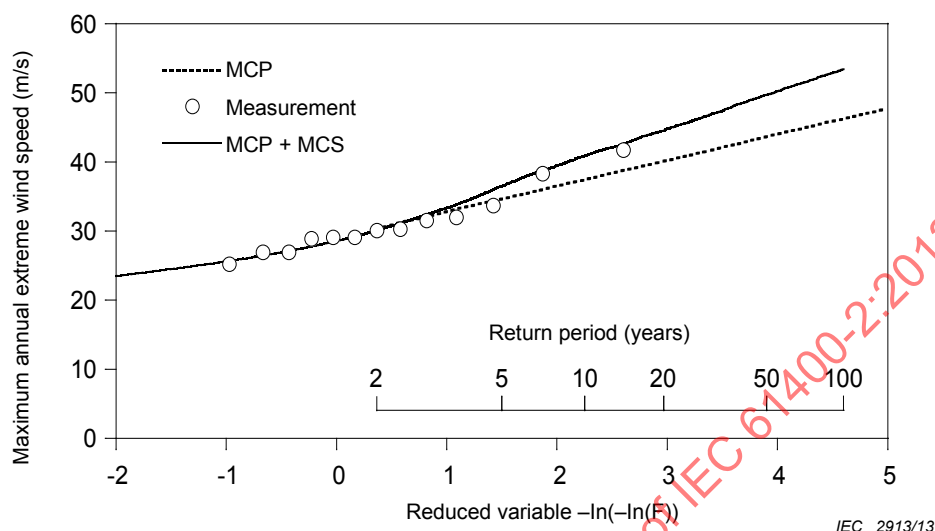


Figure K.1 – Comparison of predicted and observed extreme winds in a mixed climate region (after Ishihara, T. and Yamaguchi, A.)

Figure K.1 shows a combined extreme wind speed distribution estimated by a Monte Carlo simulation and compared with actual measurements. Estimated probability distribution by the MCP method with Gumbel analysis is also plotted for comparison. It is obvious that the Monte Carlo method shows good agreement with the measurement, while the MCP method underestimates the extreme wind speeds at low recurrence dominated by tropical cyclones.

K.5 Reference documents

- [K.1] ISHIHARA, T. and YAMAGUCHI, A. (2010), Prediction of the extreme wind speed in mixed climate regions by using Monte Carlo simulation and Measure-Correlate-Predict method, (Submitted to *Journal of Wind Engineering, JAWE*)
- [K.2] GOMES, L. and VICKERY, B. J. (1978), Extreme wind speeds in mixed climates, *J. Wind Eng. Indust. Aerodyn.*, 2, 331-334.
- [K.3] GEORGIU, P. N., DAVENPORT, A. G. and VICKERY, B. J. (1983), Design wind speeds in regions dominated by tropical cyclones, *J. Wind Eng. Indust. Aerodyn.*, 13, 139-152.
- [K.4] SCHLOEMER, R. W. (1954), Analysis and synthesis of hurricane wind patterns over, Lake Okeechobee, Florida. Hydrometeorological Report, No.31.
- [K.5] ISHIHARA, T., SIANG, K. K., LEONG, C. C. and FUJINO, Y. (2005), Wind field model and mixed probability distribution function for typhoon simulation, The Sixth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering, 412-426.
- [K.6] VICKERY, P. J. and TWISDALE, L. A. (1995), Prediction of hurricane wind speeds in the United States, *Journal of Structural Engineering, ASCE*, 121(11), 1691-1699.

- [K.7] ISHIHARA T. and HIBI K. (2002), Numerical study of turbulent wake flow behind a three-dimensional steep hill, Wind and Structures, Vol.5, No.2-4, 317-328.
- [K.8] YASUI, H., OHKUMA, T., MARUKAWA, H. and KATAGIRI, J. (2002), Study on evaluation time in typhoon simulation based on Monte Carlo method, J. Wind Eng. Indust. Aerodyn., 90, 1529-1540.
- [K.9] VICKERY, P. J, WADHERA, D., W, TWISDALE, L. A., LAVELLE, F.M; U.S. Hurricane Wind Speed Risk and Uncertainty; Journal of Structural Engineering, Vol. 135, No. 3, March 2009
- [K.10] SABRE, M. (2011); Analysis of the strongest cyclones on French Atlantic coast, CSTB Report EN-CAPE 11.035-C V0.
- [K.11] NOAA Technical Memorandum NWS TPC-5; "THE DEADLIEST, COSTLIEST, AND MOST INTENSE UNITED STATES TROPICAL CYCLONES FROM 1851 TO 2006 (AND OTHER FREQUENTLY REQUESTED HURRICANE FACTS); see <http://www.nhc.noaa.gov/pdf/NWS-TPC-5.pdf>

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

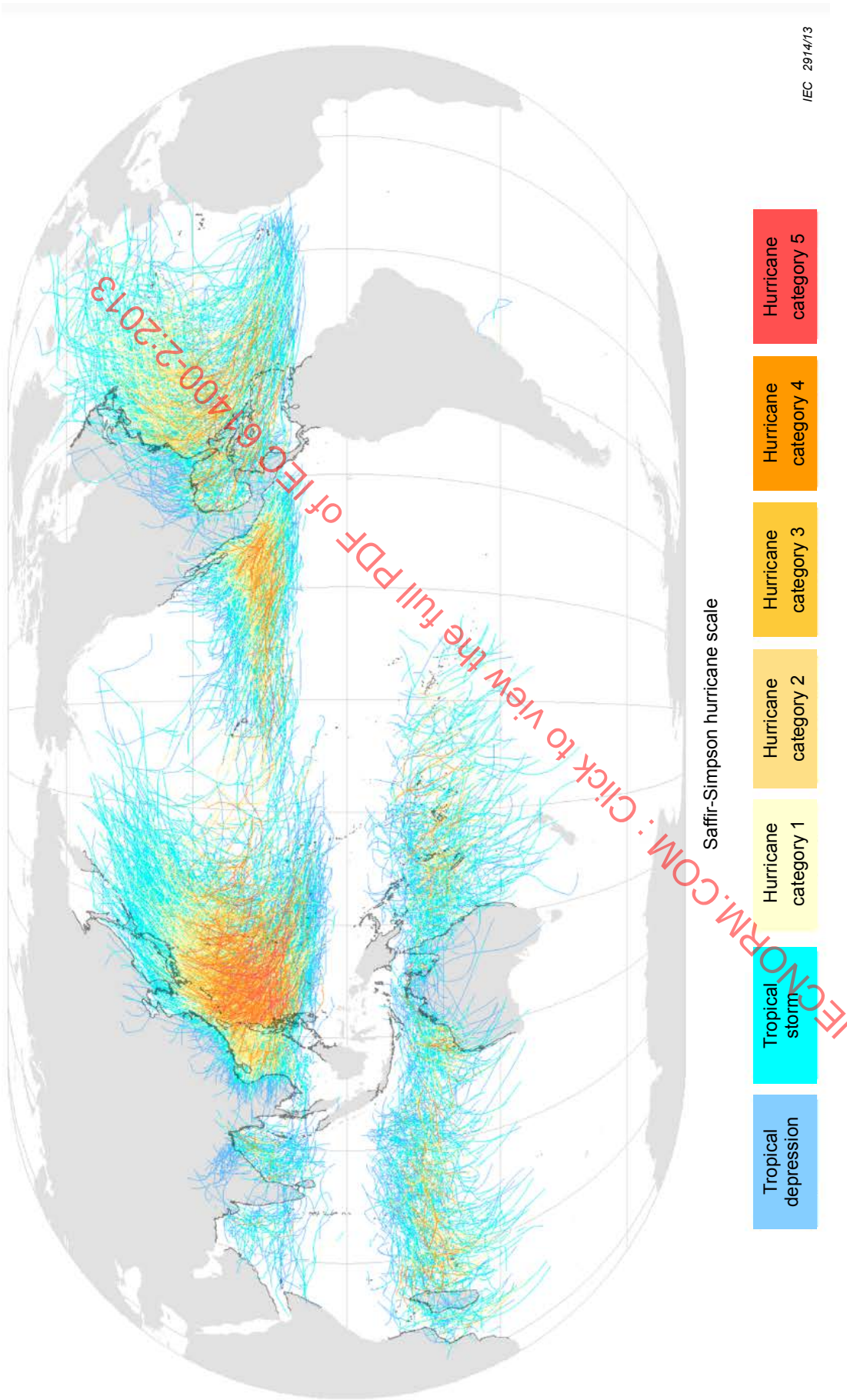


Figure K.2 – Tropical cyclone tracks between 1945 and 2006
(Data from the Joint Typhoon Warning Center and the U.S. National Oceanographic and Atmospheric Administration)

Annex L (informative)

Other wind conditions

L.1 General

The purpose of this annex is to illustrate that other inflow conditions exist which are not covered elsewhere in the standard, and which can have significant detrimental effects on the longevity, safety, function and performance of SWTs.

The four standard SWT classes, wind conditions and load cases defined earlier in this standard are intended to be representative for typical wind turbine environments, similar to where large wind turbines are installed, with a relatively unobstructed air flow. As stated in 6.3 these are termed standard wind conditions (SWC).

However, SWTs are in some cases installed in environments where other wind conditions (OWC) exist. Therefore the standard wind conditions model is no longer valid for use by the designer without modification. Sometimes these other wind conditions are simple in nature, and sometimes they are complex in nature. This annex is organised to treat each aspect in isolation.

L.2 Typical situations

Examples of environments where other wind conditions have been observed include urban areas, rooftops, forested areas, mountainous or hilly areas. Each environment has its own characteristics that influence the wind. For instance, the wind over rooftop will be influenced by a range of parameters, such as the pitch of the roof, the orientation of the building, and the surroundings. Therefore it is difficult to generalize the inflow conditions for even similar types of complex environments. This annex contains a few examples of other inflow conditions, supported by actual measurements for example in Figures L.3, L.4, L.5, L.6, L.7, L.8 and L.9. The measured values are not intended to be representative for every complex situation but rather to be viewed as indicative figures.

This annex excludes the downstream wake effects from other operating wind turbines.

Other inflow conditions can include extreme turbulence, differing gust factors, extreme wind direction changes and be inclined with a vertical wind component (both average inclined flow as well as temporary vertical wind) and may be directionally-dependent.

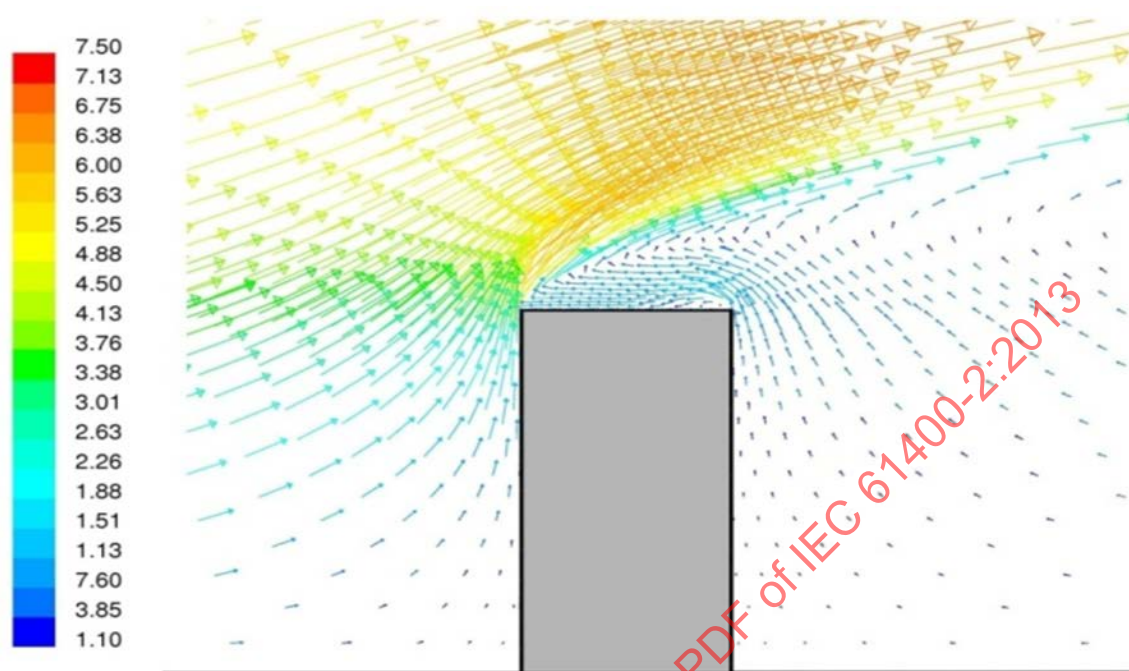
L.3 Directionally dependent flow

Care should be taken when analysing data to ensure that the averages are not masking design-critical extremes that are only present when wind is coming from certain directions. For example if the SWT is placed close to a wall, turbulence can be particularly severe from one or more wind directions which may be rare. Similarly obstacles can cause e.g. extreme wind direction changes that are larger than would otherwise be expected when looking at average turbulence conditions containing all wind directions. This can also exist with inclined flows.

L.4 Inclined flow

In 6.3, this standard defines wind conditions where the inclination of the mean flow with respect to the horizontal plane is at most 8°, but this number could be larger. Quantitative

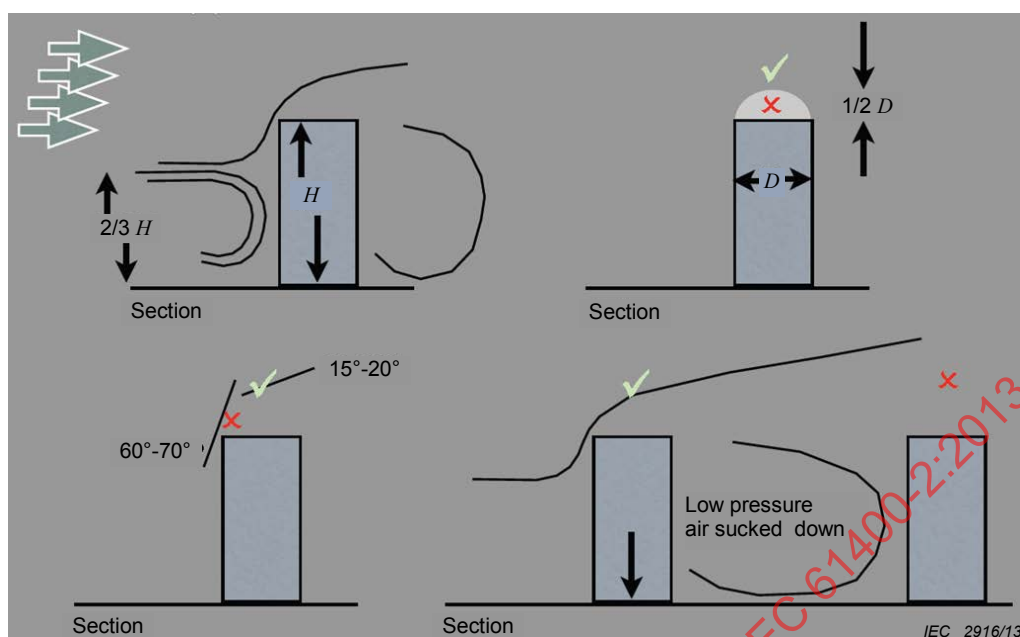
field data is scarce but CFD simulations and experience suggest that this is especially problematic on the tops of tall buildings and cliff tops (see Figure L.1 and L.2).



Velocity vectors colored by velocity magnitude (m/s)

IEC 2915/13

Figure L.1 – Simulation showing inclined flow on a building (courtesy Sander Mertens)



Places that are particularly unsuitable for SWTs are marked with X.

Source: Quiet Revolution Ltd derived from field experience and CFD studies, See also reference [L.1] and reference [L.2] in Clause L.8.

Figure L.2 – Example wind flow around a building

L.5 Turbulence

The normal wind conditions specified in 6.3.1 include the normal turbulence model (NTM), which is used e.g. for fatigue load case calculations with aero-elastic models. That can be compared to the following examples of real world turbulence in complex environments.

In each graph below the turbulence measurement results are presented in the following way: The thin solid line shows bin average turbulence intensity $\sigma 1/V_{hub}$ as a function of 10-min mean wind speed V_{hub} (binned with bin size 1 m/s). The standard deviation of $\sigma 1/V_{hub}$ is shown with error bars above and below the average $\sigma 1/V_{hub}$. The dotted line with crosses shows the estimated 90 % quantile of turbulence intensity (following 11.9 of IEC 61400-1:2005).

To simplify comparisons between the measurements and the standard, the graphs also contain a thick solid line representing the NTM with the turbulence parameters I_{15} and a as defined for the standard SWT classes in Table 1. In addition, the measured probability distribution of 10-min mean wind speed V_{hub} is shown on the bar graph.

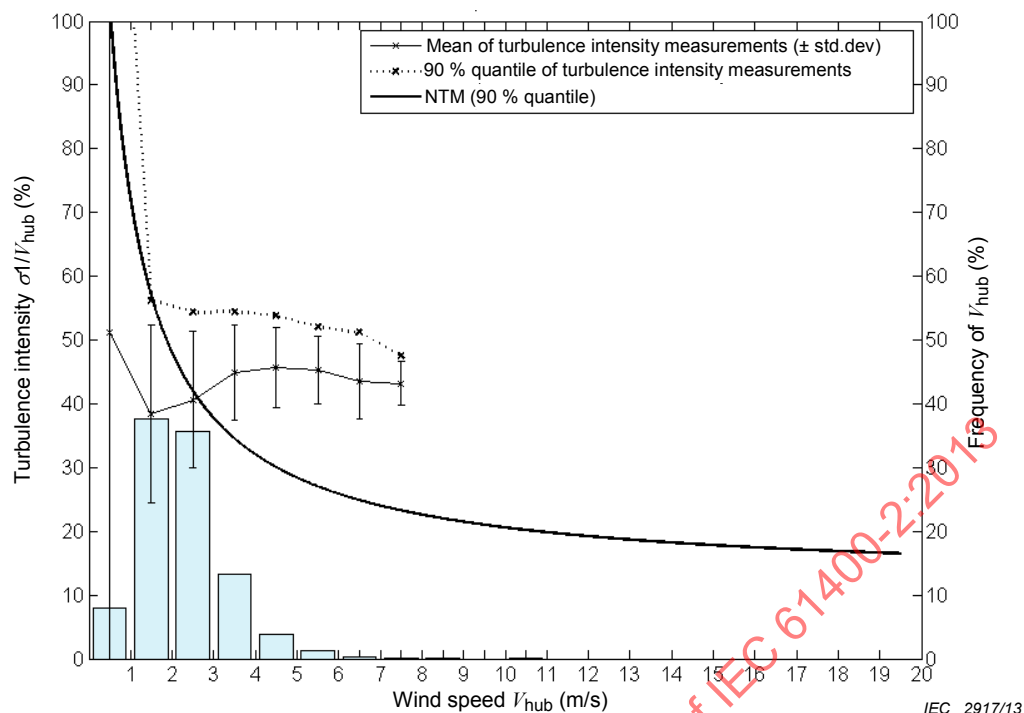


Figure L.3 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 5 m above treetops in a forest north of Uppsala, Sweden, during Jan-Dec 2009

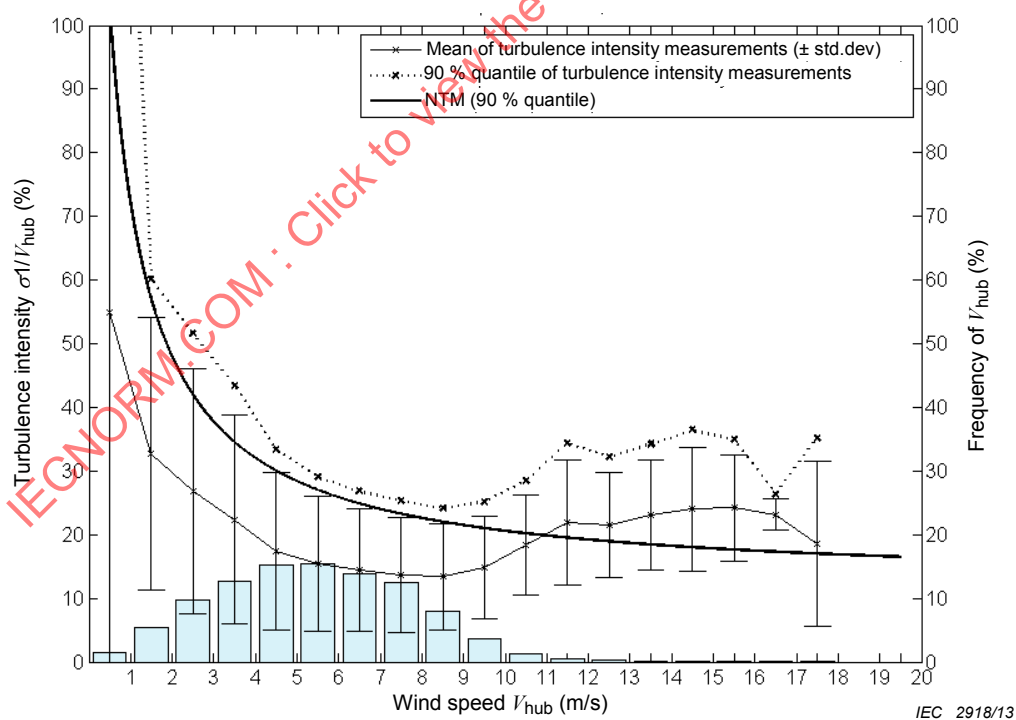


Figure L.4 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 69 m above treetops in a forest north of Uppsala, Sweden, during 2009 (limited data for high wind speeds)

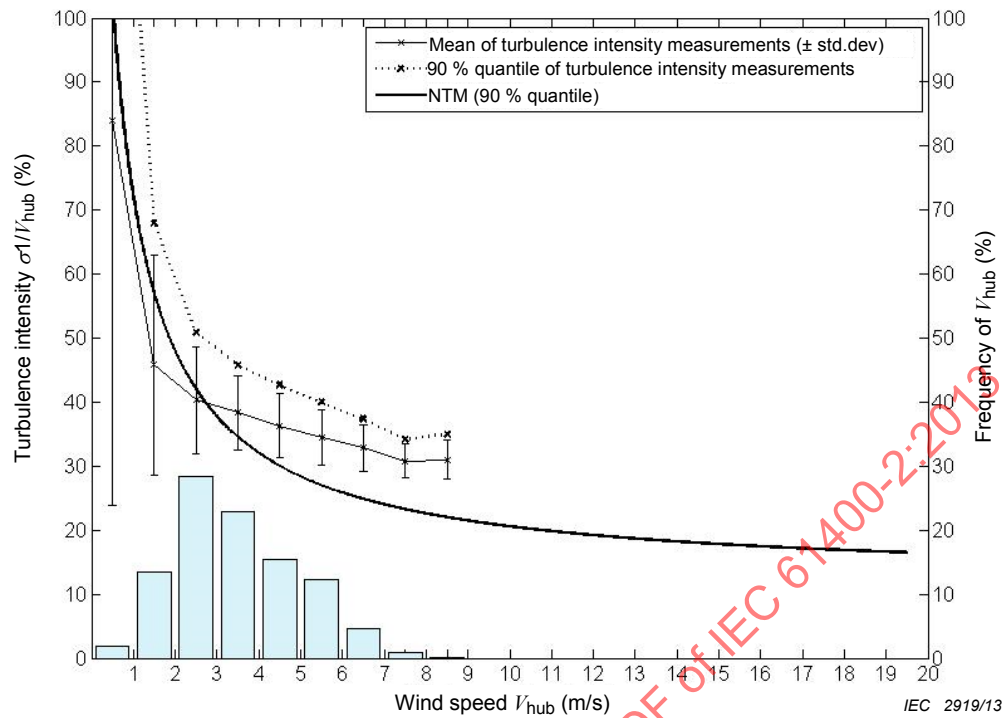


Figure L.5 – Turbulence intensity and wind distribution, 2 m above rooftop in Melville, Western Australia, during Jan-Feb 2009, reference [L.4]⁵

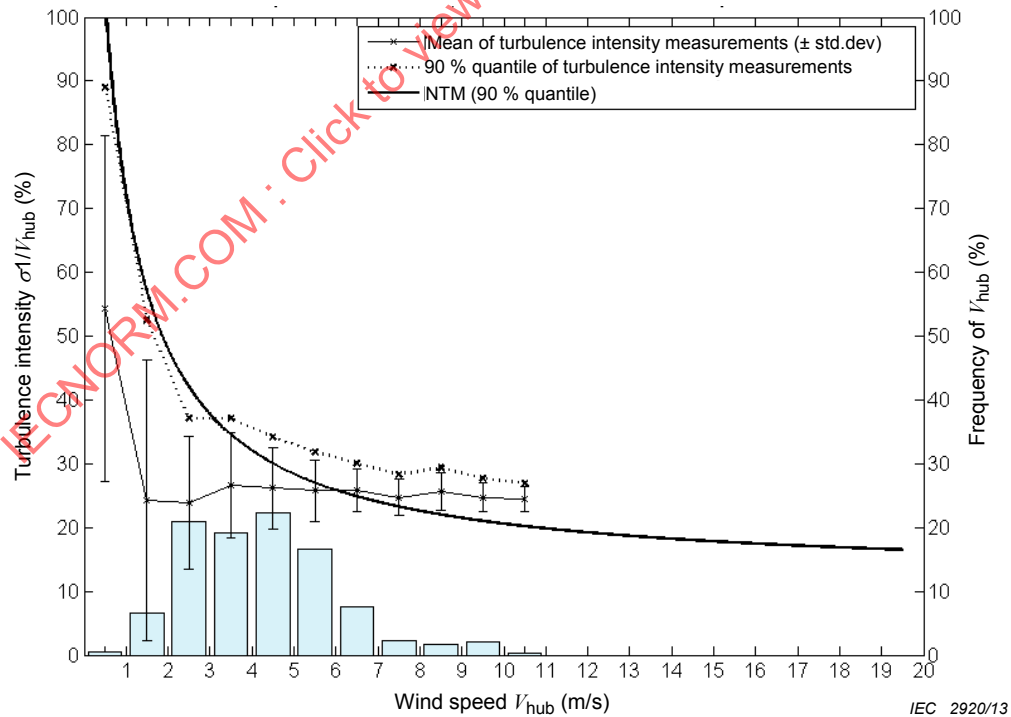


Figure L.6 – Turbulence intensity and wind speed distribution, 5,7 m above a rooftop in Port Kennedy, Western Australia, during Feb-Mar 2010, reference [L.4]

⁵ References in square brackets refer to references listed in Clause L.8.

As can be seen in reviewing Figures L.3, L.4, L.5, L.6, L.7, L.8 and L.9 above and below, the NTM with the parameters defined for the standard SWT classes does not well represent the complex environments. Note that for all sites above, the 90 % quantile of turbulence intensity measurements is higher than the model for the typical operational range of wind turbines when the wind speed is above approximately 3 m/s. The higher measurements compared to models, over the range $0,2 V_{ref}$ to $0,4 V_{ref}$ (typically 6 m/s to 20 m/s), would indicate per 11.9 in IEC 61400-1:2005 that a wind turbine designed to these model values would not be suitable for the site.

The conclusion is that these environments can have much more severe turbulence conditions than is specified in the main body of this standard.

L.6 Extreme wind direction changes

In 6.3.3.4, extreme direction changes (EDC) of the wind, and elsewhere corresponding SWT load cases, are defined. These can be compared with the following examples of real world extreme events in complex environments.

Extreme wind direction changes have been studied in Japan above the roof of a two-story building surrounded by structures of different types and compared to the EDC model. The data points in the graph below show examples of measured extreme direction changes. For comparison, lines in the same graph show the EDC model for the recurrence period N of 1 year and 50 years (using a rotor diameter of 5 m and a hub height of 20 m).

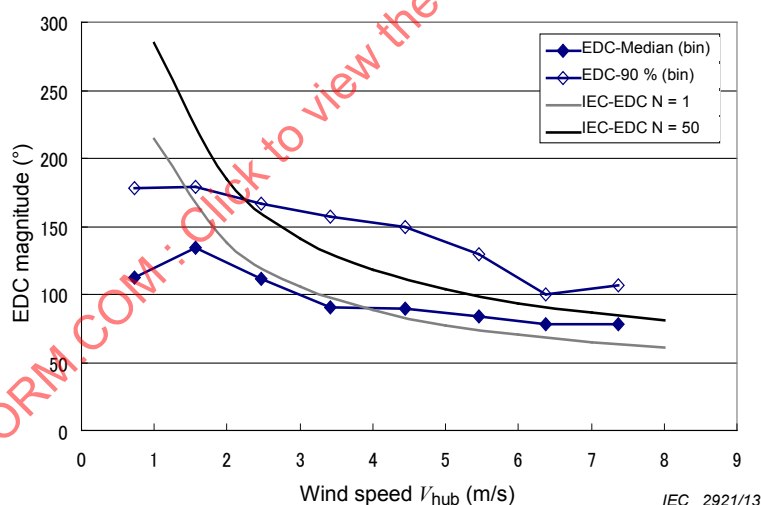


Figure L.7 – Example extreme direction changes; 1,5 m above a rooftop in Tokyo, Japan during three months February-May of 2007 (0,5 Hz data, reference [L.5])

During these few months of measurements, extreme direction changes were observed that are much larger than the model for 50 years recurrence period. Measurements during the five months September 2010 to February 2011 (1 Hz data) support this observation.

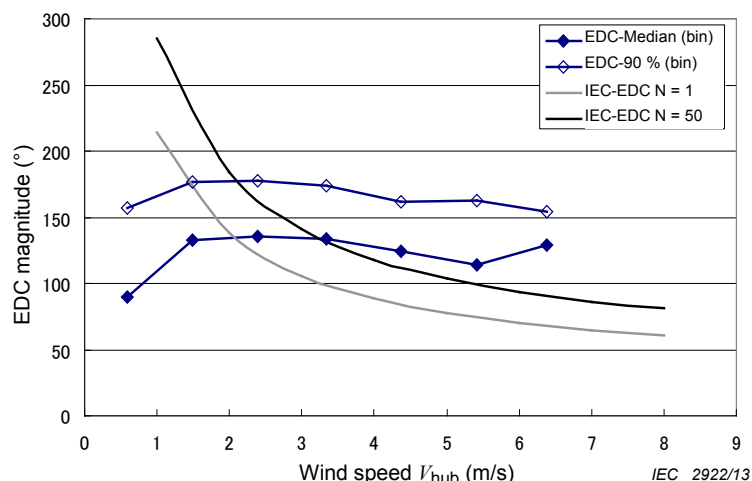


Figure L.8 – Example extreme direction changes; 1,5 m above a rooftop in Tokyo, Japan during five months September 2010 to February 2011 (1,0 Hz data, reference [L.5])

L.7 Gust factors

In 6.3.3.2, the extreme wind speed model (EWM) assumes a gust factor of 1,4. The gust factor is the ratio of the maximum 3-s average wind speed to the 10-min average wind speed. When measured at a height of 10 m, the gust factor usually varies over a small range: 1,45 is typical for a high latitude gale, while hurricanes can measure from 1,55 up to 1,66 (reference [L.6]). However other measurements in an urban rooftop environment in Australia have shown that the gust factor during one storm can be much higher, typically 4 and as high as 5,5 (when using 10-min averages) (reference [L.7]).

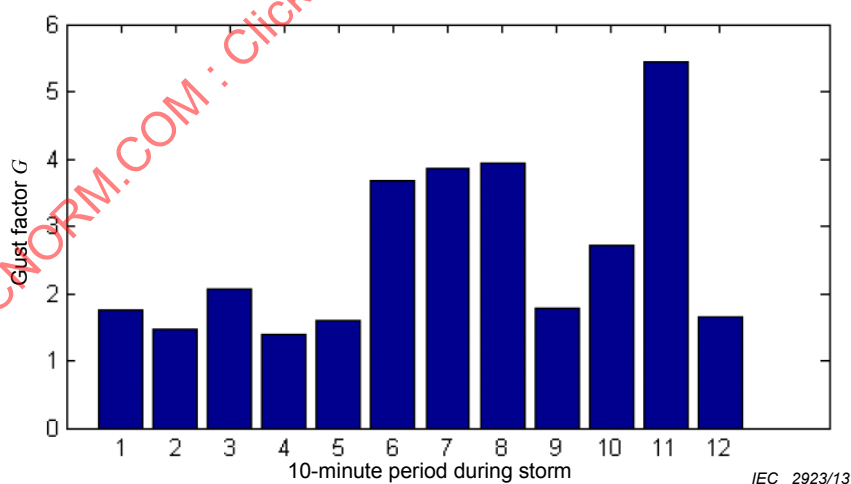


Figure L.9 – Gust factor measurements during storm in Port Kennedy, Western Australia, during March 2010, measured 5 m above rooftop compared with 10-min average wind speed

Note that also other extreme load cases, such as the extreme operating gust, can be more severe.

L.8 Reference documents

- [L.1] Carbon Trust, Small Scale Wind Energy, Policy insights and practical guidance, 2008
- [L.2] Met Office, Small-scale wind energy, Technical report, to accompany the Carbon Trust report, 2008 cited above
- [L.3] CARPMAN, N., Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines; Uppsala University 2011; thesis
- [L.4] WHALE, J., RUIN, S. and TOKUYAMA, H. Turbulence Intensity Values at Potential SWT Sites in Non-open Terrain, Presented at the International Energy Agency Task 27 Meeting, Ithaca, New York, April 28-29, 2012.
- [L.5] TOKUYAMA, H., Analysis of field data regarding extreme wind direction changes on an urban rooftop site, unpublished data supplied to IEC 61400 MT2 committee, courtesy Nasu Denki Tekko Corporation
- [L.6] HOLMES, J.D., Atmospheric boundary layers and turbulence, 2001, <http://www.hurricaneengineering.lsu.edu>
- [L.7] DOWLEY, Mark., A Successful Roof-top Wind Power Project?, Murdoch University, MSc thesis 2010
- [L.8] IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annex M (informative)

Consumer label

M.1 General

This annex describes a consumer label, hereafter called a label. If a label looking similar to the label in this annex is provided, this entire annex shall be followed.

It is recommended that a label be provided for each small wind turbine model. The label is based on tests conducted per the relevant IEC standards on one or more individual wind turbines (same model but different serial numbers), and can then be used for wind turbines of the same fundamental design.

The label can be shown on shipping containers or packaging, the turbine itself, operation and maintenance manuals and marketing literature related to that wind turbine model. A web site shows more detailed information and can also be used to ensure the validity of the label itself.

M.2 Administration

M.2.1 General

An organisation that publishes a label is below called the labelling organisation. The intention is that results displayed on a label will be comparable to results on other labels, regardless of who publishes the label. Therefore it is necessary that the labelling organisation shall at all times act in an objective manner.

M.2.2 Test summary report

The labelling organisation publishes a test summary report. The test summary report shall have the following minimum contents, which may be achieved by publishing the full measurement reports:

- 1) Name of labelling organisation, publication date of test summary report and unique test summary report number with current revision number.
- 2) A photograph of the turbine tested.
- 3) The specification provided by the manufacturer in accordance with 11.2.2.
- 4) The name and contact information of the manufacturer.
- 5) The tested turbine configuration, as verified by the test organisation including as a minimum:
 - a) model name and serial number;
 - b) support structure;
 - c) hub height;
 - d) general description of main components;
 - e) rotor diameter (m) (if applicable);
 - f) swept area (m²);
 - g) number of blades;
 - h) upwind or downwind rotor (if applicable);
 - i) VAWT or HAWT or other;
 - j) direction of rotation;

- k) cut-in wind speed (m/s);
 - l) cut-out wind speed if observed (m/s);
 - m) observed max. 3 s gust during duration test (m/s);
 - n) power form;
 - o) observed ambient temperature range during duration test (°C).
- 6) Power curve and annual energy production (see Annex H for example formats).
 - 7) Measured and declared sound power level at a wind speed of 8 m/s, plus immission noise map (per IEC 61400-11).
 - 8) Duration test results per 13.4.4 and turbine test class.
 - 9) References to measurement reports with as a minimum the originating organisation, date issued, and unique report number.
 - 10) A short description of how the requirements of ISO/IEC 17025 and relevant standards used to define the test requirements (e.g. IEC 61400-12-1) have been fulfilled, stating as a minimum whether any accredited test organisations were involved.

M.2.3 Publication of labels

When the labelling organisation deems that the requirements for labelling stated in this annex are fulfilled, they will publish the test summary report and a copy of the label on the web URL described in M.4 below. The labelling organisation shall obtain written consent from the manufacturer to do this.

M.2.4 Wind turbine variants

As described in Annex A wind turbines can appear in different variations. Therefore, the label and all documentation in relation to that needs to clearly indicate which variant it refers to.

M.3 Tests for labelling

M.3.1 General

The label summarizes the results of the following three tests, which are to be documented in measurement reports that meet the requirements of ISO/IEC 17025:

- duration test per section 13.4 of this standard IEC 61400-2; and,
- power performance test per IEC 61400-12-1; and
- acoustic noise test per IEC 61400-11.

The standards listed in Clause 2 shall be used, and note the requirement to “investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents”.

It is recommended that all tests for a particular label are carried out on the same site, by the same test organisation and using one wind turbine (i.e. one serial number). Deviations from this principle are allowed only if this is clearly stated in the test summary report (with a detailed description of the circumstances, such as different serial numbers used) and, if more than one wind turbine is used, it is assured that they are essentially the same. It is for example not allowed to test power performance with one set of blades configured for maximum power production, and test for noise with another set of blades designed for minimum noise.

M.3.2 Duration test

On the label the “turbine test class” shall show the SWT class for which the duration test has been completed in accordance with 13.4.

M.3.3 Power curve and reference annual energy

A power curve shall be measured in accordance with the small wind turbine annex (Annex H) of IEC 61400-12-1:2005. The corresponding reference annual energy shall be displayed as “reference annual energy” on the label.

M.3.4 Acoustic noise test

An acoustic noise test shall be conducted in accordance with IEC 61400-11. For the label only the apparent sound power level at 8,0 m/s at hub height shall be used. The IEC 61400-14 is then used to convert the measured sound power level at a wind speed of 8,0 m/s from one or more tests into a declared sound power level, which is displayed as “declared sound power level” on the label. This is in IEC 61400-14 called declared apparent sound power level and accounts for variability of the noise within a wind turbine population and the uncertainty in the measurements. The label takes no account of noise character.

Some models of small wind turbines will require test sites with very low background noise levels to conduct the testing.

M.4 Label layout

The label shall include information in the format shown in the sample of Figure M.1.

The example information in the gray parts of the label is to be replaced with the relevant information from the measurements of the wind turbine in question, or for the website URL.

No thousands separator is used. Numerical values on the label are displayed with decimals rounded to one decimal point for declared sound power level, and to the nearest integer for other values (e.g. 8 567,53 kWh/yr would be displayed as 8 568 kWh/yr; and 88,54 dB(A) would be displayed as 88,5 dB(A)).

The “published date” on the label is the publication date of the corresponding test summary report in the format YYYY-MM-DD.

A label is considered valid only if the consumer is able to find a copy of the label, together with the corresponding test summary report, on the web site URL stated on the label.

The example URL www.ieawind.org on the samples is to be replaced with the relevant URL for that particular label.

The label may be translated to other languages and an example of a bilingual version is shown in Figure M.2.

M.5 Reference documents

- [M.1] Consumer Label For Small Wind Turbines: Recommended Practices For Wind Turbine Testing And Evaluation; IEA Wind (task 27); 2011-03-04 (edition1)

Test Results	
Manufacturer	Manufacturer
Model	Model
Reference Annual Energy	### kWh/yr
at 5 m/s average wind speed, actual production will vary depending on site conditions	
Declared Sound Power Level	## dB(A)
at 8 m/s	
Turbine Test Class	II
(I-IV or S for Special)	
Tested by	Test Organisation
Published Date	2011-03-04
(Year-Month-Day)	
For more information, see www.ieawind.org	

IEC 2924/13

Figure M.1 – Sample label in English

Test Results / Résultats des Essais	
Manufacturer / Fabricant	Manufacturer
Model / Modèle	Model
Reference Annual Energy / Énergie Annuelle de Référence at 5 m/s average wind speed, actual production will vary depending on site conditions / vitesse moyenne du vent à 5 m/s, la production réelle peut varier selon les conditions du site	### kWh/yr
Declared Sound Power Level / Niveau de Puissance de Bruit Déclaré at 8 m/s / à 8 m/s	## dB(A)
Turbine Test Class / Classe d'Éolienne Testée (I-IV or S for Special) / (I-IV ou S pour Spécial)	II
Tested by / Testé par	Test Organisation / Organisme d'Essai
Published Date / Date de Publication (Year-Month-Day) / (Année-Mois-Jour)	2011-03-04
For more information, see / Pour plus d'informations, voir www.ieawind.org	

IEC 2925/13

Figure M.2 – Sample bilingual label (English/French)

Bibliography

IEC 60034 (all parts), *Rotating electrical machines*

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

IEC 60034-2 (all parts), *Rotating electrical machines – Part 2: Specific methods for determining separate losses of large machines from tests*

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 60364 (all parts), *Low-voltage electrical installations*

IEC 60529:1989, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-4, *Wind turbines – Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes*

IEC 61400-21:2008, *Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

IEC 61400-22:2010, *Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification*

IEC 61400-24, *Wind turbines – Part 24: Lightning protection*

ISO/IEC 17020:2012, *Conformity assessment – Requirements for the operation of various types of bodies performing inspection*

ISO 9000 (all parts), *Quality management and quality assurance standards*

ISO 9001:2008, *Quality management systems – Requirements*

ECN-C-96-033, *Verification of design loads for small wind turbines*, F.J.L. Van Hulle et al.

AIAA 2003-1048, *Investigation of the IEC safety standard for small wind turbine design through modelling and testing*, Jason Jonkman et al.

AGMA/AWEA 921-A97, *Recommended practices for design and specification of gearboxes for wind turbine generator systems*

Expert group study on recommended practices for wind turbine testing, 9. *Lightning protection for wind turbine installations*, IEA, 1997

EN 1993, Eurocode 3, *Design of steel structures*

Hobbacher; *Fatigue Design of Welded Joints and Components*, International Institute of Welding (IIW), Doc. IIW-1823-07 ex XIII-2151r4-07/XV-1254r4-07, 2008

Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, *Renewables Certification, Guideline for the Certification of Wind Turbines*, Edition 2010

DIRECTIVE 2006/42/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 17 May 2006 on machinery, and amending Directive 95/16/EC (recast)

DIRECTIVE 2006/95/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 12 December 2006 on the harmonisation of the laws of Member States relating to electrical equipment designed for use within certain voltage limits

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	143
1 Domaine d'application	145
2 Références normatives	145
3 Termes et définitions	146
4 Symboles et abréviations	155
4.1 Généralités	155
4.2 Symboles	155
4.3 Système de coordonnées	159
5 Éléments principaux	162
5.1 Généralités	162
5.2 Méthodes de conception	162
5.3 Assurance qualité	163
I Évaluation de la conception	165
6 Conditions externes	165
6.1 Généralités	165
6.2 Classes de PAG	165
6.3 Conditions de vent	166
6.3.1 Généralités	166
6.3.2 Conditions normales de vent	167
6.3.3 Conditions extrêmes de vent	168
6.4 Autres conditions d'environnement	172
6.4.1 Généralités	172
6.4.2 Autres conditions d'environnement normales	173
6.4.3 Autres conditions d'environnement extrêmes	173
6.5 Conditions d'essai contrôlées	174
6.6 Conditions de charge électrique	174
6.6.1 Généralités	174
6.6.2 Concernant les éoliennes connectées au réseau électrique	174
6.6.3 Concernant les éoliennes non connectées au réseau électrique	175
7 Conception de la structure	175
7.1 Généralités	175
7.2 Méthodologie de conception	175
7.3 Charges et hypothèses de charge	175
7.3.1 Généralités	175
7.3.2 Charges de vibration, d'inertie et de gravité	176
7.3.3 Charges aérodynamiques	176
7.3.4 Charges opérationnelles	176
7.3.5 Autres charges	176
7.3.6 Hypothèses de charge	176
7.4 Méthodologie des charges simplifiées	177
7.4.1 Généralités	177
7.4.2 Hypothèse de charge A: fonctionnement normal	178
7.4.3 Hypothèse de charge B: orientation	179
7.4.4 Hypothèse de charge C: erreur d'orientation	180
7.4.5 Hypothèse de charge D: poussée maximale	180

7.4.6	Hypothèse de charge E: vitesse de rotation maximale	181
7.4.7	Hypothèse de charge F: court-circuit à la borne côté charge.....	181
7.4.8	Hypothèse de charge G: arrêt (freinage).....	181
7.4.9	Hypothèse de charge H: charge extrême du vent.....	182
7.4.10	Hypothèse de charge I: charge du vent en immobilisation, exposition maximale	183
7.4.11	Hypothèse de charge J: transport, assemblage, maintenance et réparation	184
7.5	Modèle de simulation	184
7.5.1	Généralités	184
7.5.2	Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.5)	185
7.5.3	Production d'électricité et survenance de panne (DLC 2.1 à 2.3).....	186
7.5.4	Arrêt normal (DLC 3.1 à 3.2).....	186
7.5.5	Arrêt d'urgence ou manuel (DLC 4.1).....	186
7.5.6	Charge extrême du vent (arrêt ou ralenti ou tournant) (DLC 5.1 à 5.2).....	186
7.5.7	Immobilisation et conditions de panne (DLC 6.1)	187
7.5.8	Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 7.1).....	187
7.5.9	Calculs de charge.....	187
7.6	Mesures de charge	187
7.7	Calcul des contraintes.....	188
7.8	Facteurs de sécurité	188
7.8.1	Facteurs de matériau et exigences	188
7.8.2	Facteur de sécurité partielle des charges	189
7.9	Analyse d'état limite.....	190
7.9.1	Analyse de la résistance ultime	190
7.9.2	Défaillance due à la fatigue	190
7.9.3	Analyse de la déviation critique	191
8	Système de protection et d'arrêt.....	191
8.1	Généralités	191
8.2	Exigences de fonctionnement du système de protection	191
8.3	Arrêt manuel.....	192
8.4	Arrêt pour maintenance.....	192
9	Système électrique.....	193
9.1	Généralités	193
9.2	Dispositifs de protection.....	193
9.3	Dispositif de déconnexion	193
9.4	Systèmes de mise à la terre.....	193
9.5	Protection contre la foudre.....	194
9.6	Conducteurs et câbles électriques	194
9.7	Charges électriques	194
9.7.1	Généralités	194
9.7.2	Recharge des batteries.....	194
9.7.3	Réseau d'alimentation électrique (systèmes raccordés au réseau).....	194
9.7.4	Raccordement direct aux moteurs électriques (par exemple, pompage d'eau).....	195
9.7.5	Charge résistive directe (par exemple, chauffage)	195
9.8	Exigences locales	195

10	Structure de support.....	195
10.1	Généralités	195
10.2	Exigences dynamiques	196
10.3	Facteurs environnementaux	196
10.4	Mise à la terre.....	196
10.5	Fondations.....	196
10.6	Charges de calcul au niveau de l'accès à l'éolienne.....	196
11	Exigences en matière de documentation.....	196
11.1	Généralités	196
11.2	Manuels du produit	197
11.2.1	Généralités	197
11.2.2	Spécification	197
11.2.3	Installation	198
11.2.4	Fonctionnement.....	198
11.2.5	Maintenance et contrôles de routine	199
11.3	Étiquette consommateur	200
12	Marquage des éoliennes.....	200
II	Essais de type	201
13	Essais	201
13.1	Généralités	201
13.2	Essais destinés à vérifier les données de conception.....	201
13.2.1	Généralités	201
13.2.2	P_{design} , n_{design} , V_{design} et Q_{design}	201
13.2.3	Vitesse d'orientation maximale	202
13.2.4	Vitesse de rotation maximale	202
13.3	Essais des charges mécaniques	203
13.4	Essai de durée.....	203
13.4.1	Généralités	203
13.4.2	Fonctionnement fiable	205
13.4.3	Comportement dynamique	207
13.4.4	Rapport de l'essai de durée	207
13.5	Essai mécanique des composants	209
13.5.1	Généralités	209
13.5.2	Essai de pale.....	209
13.5.3	Essai de moyeu	209
13.5.4	Essai du châssis de la nacelle	210
13.5.5	Essai du dispositif d'orientation	210
13.5.6	Essai du multiplicateur.....	210
13.6	Sécurité et fonctionnement	210
13.7	Essai d'environnement.....	210
13.8	Électrique	211
Annexe A (informative)	Variantes de petits aérogénérateurs	212
A.1	Généralités	212
A.2	Exemple 1: formes de puissance.....	212
A.3	Exemple 2: pales	212
A.4	Exemple 3: structures de support.....	213
Annexe B (normative)	Paramètres de conception destinés à décrire la classe S de PAG	214

Annexe C (informative) Modèles de turbulence stochastiques	216
C.1 Généralités	216
C.2 Modèle de cohérence exponentielle	217
C.3 Modèle de turbulence isotrope de Von Karman	217
Annexe D (informative) Description déterministe de la turbulence	219
Annexe E (informative) Facteurs de sécurité partielle des matériaux	221
E.1 Généralités	221
E.2 Symboles	221
E.3 Comparaison de la valeur caractéristique avec les valeurs de calcul	221
E.4 Facteurs de matériau et exigences	222
E.4.1 Généralités	222
E.4.2 Composites	223
E.4.3 Métaux	225
E.4.4 Bois	226
E.5 Effets géométriques	228
E.6 Documents de référence	229
Annexe F (informative) Élaboration de la méthodologie des charges simplifiées	231
F.1 Symboles utilisés dans cette annexe	231
F.2 Généralités	232
F.3 Précautions relatives à l'utilisation des équations simplifiées	232
F.4 Relations générales	233
F.5 Documents de référence	242
Annexe G (informative) Exemple de formats de rapports d'essai	243
G.1 Aperçu	243
G.2 Essais de durée	243
G.2.1 Généralités	243
G.2.2 Tableau synthétisant les résultats des essais de durée	243
G.2.3 Courbe montrant toutes les dégradations de puissance potentielles	244
G.3 Performance de puissance/performance énergétique	245
G.4 Essai de bruit acoustique	247
Annexe H (informative) Mesures de CEM	248
H.1 Aperçu	248
H.2 Mesures des émissions rayonnées	248
H.3 Mesure des émissions conduites	250
H.4 Documents de référence	251
Annexe I (normative) Analyse de fréquences naturelles	253
Annexe J (informative) Conditions d'environnement extrêmes	255
J.1 Aperçu	255
J.2 Conditions extrêmes	255
J.3 Basse température	255
J.4 Gel	255
J.5 Haute température	256
J.6 Environnement marin	256
Annexe K (informative) Conditions de vent extrêmes des cyclones tropicaux	257
K.1 Généralités	257
K.2 Utilisation des classes de PAG dans les zones de cyclones tropicaux	257
K.3 Conditions extrêmes de vent	257

K.3.1	Définition des cyclones tropicaux.....	257
K.3.2	Caractéristiques générales des cyclones tropicaux.....	257
K.3.3	Conditions extrêmes de vent.....	258
K.4	Simulation stochastique (simulation de Monte Carlo)	260
K.5	Documents de référence	260
Annexe L (informative)	Autres conditions de vent	263
L.1	Généralités	263
L.2	Situations typiques.....	263
L.3	Flux dépendant de la direction	263
L.4	Flux inclinés.....	264
L.5	Turbulence.....	265
L.6	Changement de direction extrême du vent	268
L.7	Facteurs de rafale.....	269
L.8	Documents de référence	270
Annexe M (informative)	Etiquette consommateur	271
M.1	Généralités	271
M.2	Administration.....	271
M.2.1	Généralités	271
M.2.2	Rapport de synthèse des essais	271
M.2.3	Publication d'étiquettes.....	272
M.2.4	Variante d'éoliennes	272
M.3	Essais pour l'étiquetage	272
M.3.1	Généralités	272
M.3.2	Essai de durée	273
M.3.3	Courbe de puissance et énergie annuelle de référence.....	273
M.3.4	Essai de bruit acoustique.....	273
M.4	Disposition de l'étiquette	273
M.5	Documents de référence	274
Bibliographie.....		277
Figure 1 – Définition des systèmes d'axes pour EAH		160
Figure 2 – Définition des systèmes d'axes pour EAV.....		161
Figure 3 – Arbre décisionnel de la CEI 61400-2		164
Figure 4 – Turbulence caractéristique du vent.....		168
Figure 5 – Exemple de rafale extrême en fonctionnement ($N=1$, $V_{hub} = 25$ m/s)		170
Figure 6 – Exemple d'amplitude de changement extrême de direction ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m).....		171
Figure 7 – Exemple de phase transitoire de changement extrême de direction ($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)		171
Figure 8 – Rafale extrême cohérente ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG).....		171
Figure 9 – Changement de direction pour ECD		172
Figure 10 – Déroulement temporel du changement de direction pour $V_{hub} = 25$ m/s.....		172
Figure E.1 – Loi normale et loi de Weibull.....		222
Figure E.2 – Diagramme S-N classique de la fatigue des composites en fibres de verre (Figure 41 extraite de la référence [E.2]).....		224
Figure E.3 – Effets de l'environnement typiques sur les composites en fibres de verre (Figure 25 extraite de la référence [E.2]).....		224

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 (Figure 107 extraite de la référence [E.2]).....	225
Figure E.5 – Courbes S-N relatives à la fatigue des métaux habituels.....	225
Figure E.6 – Données de durée de résistance à la fatigue pour bois tendres (extrait de la référence [E.5]).....	226
Figure E.7 – Courbe S-N classique pour le bois (extrait de la référence [E.5])	227
Figure E.8 – Effet de l'hygrométrie sur la résistance à la compression de pièces de bois parallèlement au grain (Figure 4-13 extraite de la référence [E.6])	227
Figure E.9 – Effet de l'hygrométrie sur les propriétés de résistance du bois (Figure 4-11 extraite de la référence [E.6]).....	228
Figure E.10 – Effet de l'angle du grain sur la propriété mécanique du bois clair selon une formule de type Hankinson (Figure 4-4 extraite de la référence [E.6])	228
Figure G.1 – Exemple de courbe de dégradation de puissance	244
Figure G.2 – Exemple de courbe de puissance normalisée par rapport au niveau de la mer avec tri.....	245
Figure G.3 – Exemple de diagramme de dispersion de la puissance mesurée et de la vitesse du vent	246
Figure G.4 – Exemple de carte des immissions de bruit.....	247
Figure H.1 – Montage de mesure des émissions rayonnées (montage de type A)	249
Figure H.2 – Montage de mesure des émissions rayonnées (montage de type B)	250
Figure H.3 – Montage de mesure des émissions conduites (montage de type A).....	251
Figure H.4 – Montage de mesure des émissions conduites (montage de type B).....	251
Figure I.1 – Exemple de diagramme de Campbell	254
Figure K.1 – Comparaison des vents extrêmes prévus et observés dans une région au climat contrasté (d'après Isihara, T. et Yamaguchi, A.)	260
Figure K.2 – Trajectoires des cyclones tropicaux entre 1945 et 2006	262
Figure L.1 – Simulation montrant un flux incliné sur un bâtiment (fournie par Sander Mertens)	264
Figure L.2 – Exemple de flux de vent autour d'un bâtiment	265
Figure L.3 – Intensité des turbulences et distribution des vitesses du vent, à 5 m au-dessus de la cime des arbres dans une forêt au nord d'Uppsala, Suède, de janvier à décembre 2009.....	266
Figure L.4 – Intensité des turbulences et distribution des vitesses du vent, à 69 m au-dessus de la cime des arbres dans une forêt au nord d'Uppsala, Suède, en 2009 (données limitées pour les vitesses de vent élevées).....	266
Figure L.5 – Intensité des turbulences et distribution du vent, à 2 m au-dessus des toitures à Melville, Australie occidentale, de janvier à février 2009, Référence [L.4].....	267
Figure L.6 – Intensité des turbulences et distribution des vitesses du vent, à 5,7 m au-dessus des toitures à Port Kennedy, Australie occidentale, de février à mars 2010, Référence [L.4].....	267
Figure L.7 – Exemple de changements de direction extrêmes, à 1,5 m au-dessus d'une toiture à Tokyo, Japon, pendant trois mois de février à mai 2007 (données à 0,5 Hz, Référence [L.5]).....	268
Figure L.8 – Exemple de changements de direction extrêmes, à 1,5 m au-dessus d'une toiture à Tokyo, Japon, pendant cinq mois de septembre 2010 à mai 2011 (données à 1,0 Hz, Référence [L.5]).....	269
Figure L.9 – Mesures du facteur de rafale pendant la tempête à Port Kennedy, Australie occidentale, en mars 2010, à 5 m au-dessus des toitures comparées à une vitesse du vent moyennée sur 10 min	269

Figure M.1 – Exemple d'étiquette en anglais	275
Figure M.2 – Exemple d'étiquette bilingue (anglais/français)	276
Tableau 1 – Paramètres de base pour classes de PAG	166
Tableau 2 – Hypothèses de charges de calcul pour la méthode simplifiée de calcul des charges	178
Tableau 3 – Coefficients de force (C_f)	183
Tableau 4 – Ensemble minimal d'hypothèses de charge de calcul (DLC) pour simulation par modèles aéroélastiques	185
Tableau 5 – Contraintes équivalentes	188
Tableau 6 – Facteurs de sécurité partielle des matériaux	189
Tableau 7 – Facteurs de sécurité partielle des charges	190
Tableau C.1 – Paramètres du spectre de la turbulence pour le modèle de Kaimal	216
Tableau E.1 – Facteurs des différentes probabilités de survie et variabilités	222
Tableau E.2 – Discontinuités géométriques	229
Tableau G.1 – Exemple de résultat de l'essai de durée	243
Tableau G.2 – Exemple de tableau de production annuelle d'énergie calculée (AEP)	246
Tableau K.1 – Les cinq plus grandes vitesses du vent extrêmes moyennes enregistrées aux stations météorologiques	258
Tableau K.2 – Vitesses du vent extrêmes enregistrées aux stations météorologiques	259

IECNORM.COM : Click to view the full PDF on IEC 61400-2:2013

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

Partie 2: 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 elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 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 brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets 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: Éoliennes.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2006.

Cette édition constitue une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- le titre a été modifié pour mieux refléter le domaine d'application;
- la partie I (évaluation de la conception) et la partie II (essais de type) ont été restructurées pour harmoniser l'utilisation avec les essais de conformité et la certification de la CEI 61400-22;
- des précautions ont été ajoutées concernant l'utilisation des équations simplifiées;
- une annexe traitant des autres conditions de vent a été ajoutée;

- une annexe traitant des tempêtes tropicales a été ajoutée;
- une annexe traitant des conditions d'environnement extrêmes a été ajoutée;
- une annexe traitant des essais CEM a été ajoutée;
- une annexe traitant du comportement dynamique a été ajoutée;
- les exigences concernant les essais de durée ont été modifiées;
- une annexe traitant de l'étiquette consommateur au format normalisé a été ajoutée;
- de nombreux changements mineurs ont été apportés et toutes les erreurs connues ont été corrigées.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/465/FDIS	88/469/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.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61400, publiées sous le titre général *Éoliennes*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité 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.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

Le contenu du corrigendum d'octobre 2019 a été pris en considération dans cet exemplaire.

ÉOLIENNES –

Partie 2: 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 spécifiées. Son but est de fixer un niveau approprié de protection contre les dommages dus aux dangers que ces systèmes pourraient causer pendant leur durée de vie.

La présente norme se préoccupe de tous les sous-systèmes des PAG tels que les mécanismes de protection, les systèmes électriques internes, les systèmes mécaniques, les structures de support, les fondations et l'interconnexion électrique avec la charge. Un système de petit aérogénérateur comprend l'éolienne proprement dite, qui est composée des structures de support, du régulateur de turbine, du contrôleur/onduleur de charge (si nécessaire), du câblage et des connecteurs, et du ou des manuels d'installation et d'utilisation et autre documentation.

Bien que la présente norme soit similaire à la CEI 61400-1, elle la simplifie et y apporte des changements significatifs afin d'être applicable aux petits aérogénérateurs. Il est permis de modifier les exigences de la présente norme s'il peut être démontré convenablement que la sécurité de l'aérogénérateur n'est pas compromise. Cependant, cette disposition ne s'applique pas à la classification et aux définitions des conditions externes associées de l'Article 6. La conformité à la présente norme ne soustrait aucune personne, organisation ou société de la responsabilité de respecter les autres réglementations applicables.

La présente norme s'applique aux éoliennes en réseau et hors réseau ayant une surface balayée par le rotor inférieure ou égale à 200 m² et générant de l'électricité à une tension inférieure à 1 000 V c.a. ou 1 500 V c.c.

Il convient d'utiliser la présente norme conjointement avec les normes CEI et ISO appropriées (voir Article 2).

NOTE 1 Dans la présente norme, les termes "éoliennes" et "aérogénérateurs" sont utilisés comme synonymes.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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 60038:2009, *Tensions normales de la CEI*

CEI 60204-1:2005, *Sécurité des machines – Équipement électrique des machines – Partie 1: Règles générales*

CEI 60364-5-54, *Installations électriques basse-tension – Partie 5-54: Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Installations de mise à la terre et conducteurs 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 61400-11, *Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques* (disponible en anglais seulement)

CEI 61400-12-1:2005, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

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

CEI 61400-14:2005, *Wind turbines – Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values* (disponible en anglais seulement)

CEI/TS 61400-23, *Aérogénérateurs – Partie 23: Essais en vraie grandeur des structures des pales* (disponible en anglais seulement)

CEI 61643-11:2011, *Parafoudres basse tension – Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes basse tension – Exigences et méthodes d'essai*

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

ISO 2394:1998, *Principes généraux de la fiabilité des constructions*

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 grandeur

Note 1 à l'article: 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

V_{ave}

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

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

3.5

défaillance catastrophique

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**

valeur (de la propriété d'un matériau) ayant une probabilité prescrite de ne pouvoir être atteinte dans une série d'essais hypothétique et non limitée

3.7**étiquette consommateur**

étiquette destinée aux consommateurs et composée de deux parties: l'étiquette elle-même et un rapport récapitulatif des essais disponible sur un site web

3.8**système de commande**

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

3.9**vitesse de démarrage** V_{in}

vitesse moyenne du vent la plus basse à hauteur du moyeu à laquelle l'éolienne commence à produire une puissance restituée positive nette

3.10**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

3.11**niveau de puissance acoustique déclaré**

niveau de puissance acoustique apparente en dB(A) tel qu'il est mesuré par la CEI 61400-11 et calculé par la CEI 61400-14

3.12**limite de conception**

valeur maximale ou minimale utilisée dans une conception

3.13**situation de conception**

mode possible de fonctionnement de l'aérogénérateur, par exemple, production d'électricité, immobilisation, etc.

3.14**vitesse du vent de conception**

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

3.15**sous le vent**

dans le sens du vent principal

3.16**arrêt d'urgence**

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

3.17

condition d'environnement

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

3.18

condition externe

facteur affectant le fonctionnement d'une éolienne comprenant les conditions d'environnement (température, neige, glace, etc.) et l'état du réseau électrique ne faisant pas partie de l'éolienne

3.19

vitesse extrême du vent

vitesse moyenne du vent la plus élevée, moyennée sur t secondes, susceptible d'être rencontrée dans une période de temps spécifiée (période de récurrence): de T ans

Note 1 à l'article: 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. En pratique cependant l'aérogénérateur est conçu en utilisant la vitesse extrême du vent pour les hypothèses de charge à la conception.

3.20

sécurité intégrée

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

3.21

effacement du rotor

mécanisme de contrôle passif de survitesse réduisant la projection de la surface balayée qui peut être utilisé par exemple pour contrôler la puissance ou la vitesse de rotation de l'éolienne

3.22

rafale

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

Note 1 à l'article: Une rafale peut être caractérisée par son temps de montée, son amplitude et sa durée.

3.23

éolienne à axe horizontal

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

3.24

moyeu

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

3.25

hauteur du moyeu

hauteur du centre de la surface balayée par le rotor de l'éolienne par rapport au sol

3.26

ralenti

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

3.27

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

Note 1 à l'article: 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).

[SOURCE: ISO 2394:1998, 2.2.9, modifiée pour s'appliquer plus précisément aux éoliennes]

3.28

hypothèse de charge

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

3.29

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

3.30

courant de sortie maximal

courant maximal (c.a. ou c.c.) dans l'éolienne qui peut être pris des dispositifs de raccordement de l'éolienne et qui doit être spécifié comme valeur moyenne sur 600 s, i_{600} , valeur moyenne sur 60 s, i_{60} et valeur moyenne sur 0,2 s, $i_{0,2}$

Note 1 à l'article: Le courant de sortie maximal est généralement le courant assigné.

Note 2 à l'article: Le courant de sortie maximal est à ne pas confondre avec le courant à la puissance de référence.

3.31

puissance de sortie maximale

puissance maximale (c.a. ou c.c.) qui peut être prise des dispositifs de raccordement de l'éolienne et qui doit être spécifiée comme valeur moyenne sur 600 s, P_{600} , valeur moyenne sur 60 s, P_{60} et valeur moyenne sur 0,2 s, $P_{0,2}$

Note 1 à l'article: La puissance de sortie maximale est généralement la puissance assignée.

Note 2 à l'article: La puissance de sortie maximale est à ne pas confondre avec la puissance de référence.

3.32

tension de sortie maximale

tension maximale (c.a. ou c.c.) qui est produite aux dispositifs de raccordement de l'éolienne et qui doit être spécifiée comme valeur moyenne sur 600 s, U_{600} , valeur moyenne sur 60 s, U_{60} et valeur moyenne sur 0,2 s, $U_{0,2}$

Note 1 à l'article: La tension de sortie maximale peut être dépassée à l'intérieur même de l'éolienne.

3.33

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

3.34

nacelle

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

3.35

étiquette de bruit

représentation graphique et textuelle des données de bruit acoustique relatives à un petit aérogénérateur

3.36

conditions externes normales

conditions externes rencontrées par une éolienne avec une période de récurrence inférieure à un an

3.37

fonctionnement normal

fonctionnement exempt de défaillance conforme à la description du manuel de l'éolienne

3.38

arrêt normal

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

3.39

limites de fonctionnement

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

3.40

contrôle de survitesse

action d'un système de commande, ou d'une partie d'un tel système, qui empêche le rotor d'atteindre une vitesse excessive

3.41

éolienne immobilisée

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

3.42

immobilisation

situation à laquelle une éolienne retourne après un arrêt normal

3.43

forme de puissance

caractéristiques physiques décrivant la forme sous laquelle la puissance produite par l'éolienne est livrable à la charge (par exemple, 230 V c.a., 50 Hz, 1 ph, ou 48 V c.c.)

3.44

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

3.45

puissance restituée

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

Note 1 à l'article: Il s'agit de la puissance électrique délivrée par une éolienne.

3.46

système de protection

système qui garantit qu'un aérogénérateur en fonctionnement reste à l'intérieur de ses limites de conception

3.47

puissance assignée

puissance électrique maximale continue qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence aux dispositifs de raccordement, en fonctionnement normal

Note 1 à l'article: La puissance de référence est définie pour comparer les éoliennes et est à ne pas confondre avec la puissance assignée qui peut être atteinte à des vitesses de vent beaucoup plus élevées. Le terme de puissance assignée est obsolète et est à remplacer par puissance de sortie maximale ou puissance de référence selon le contexte.

[SOURCE: CEI 61400-21:2008, 3.14, modifiée pour s'appliquer plus précisément aux éoliennes]

3.48 **courant assigné**

courant électrique maximal continu qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence aux dispositifs de raccordement, en fonctionnement normal

Note 1 à l'article: Le courant de référence est défini pour comparer les éoliennes et est à ne pas confondre avec le courant assigné qui peut être atteint à des vitesses de vent beaucoup plus élevées. Le terme de courant assigné est obsolète et est à remplacer par courant de sortie maximal.

[SOURCE: CEI 61400-21:2008, 3.13, modifiée pour s'appliquer plus précisément aux éoliennes]

3.49 **vitesse du vent assignée**

vitesse du vent pour laquelle une éolienne atteint sa puissance assignée

Note 1 à l'article: Le terme de vitesse du vent assignée est obsolète. La puissance de référence et l'énergie annuelle de référence sont définies pour comparer les éoliennes (voir définitions correspondantes) et sont à ne pas confondre avec la puissance maximale qui peut être atteinte à des vitesses de vent beaucoup plus élevées.

[SOURCE: CEI 61400-21:2008, 3.15, modifiée pour s'appliquer plus précisément aux éoliennes]

3.50 **loi de Rayleigh**

fonction de la loi de probabilité souvent utilisée pour les vitesses du vent

Note 1 à l'article: La loi dépend d'un paramètre réglable, le paramètre d'échelle, qui contrôle la vitesse moyenne du vent.

Note 2 à l'article: La loi de Rayleigh est identique à une loi de Weibull (voir 3.73) avec le paramètre de forme 2.

3.51 **vitesse réduite**

vitesse de rotation permettant d'immobiliser l'éolienne manuellement sans risque pour le personnel

3.52 **énergie annuelle de référence**

énergie totale calculée qui serait produite en un an à une vitesse de vent moyenne de 5,0 m/s à hauteur du moyeu, en supposant une distribution de la vitesse du vent selon la loi de Rayleigh, une disponibilité de 100 % et la courbe de puissance dérivée présentée dans la CEI 61400-12-1 où elle est désignée comme "production annuelle d'énergie" (AEP, annual energy production)

Note 1 à l'article: L'AEP de la CEI 61400-12-1 est l' "AEP mesurée" ou l' "AEP extrapolée" et elle peut être "normalisée au niveau de la mer" ou "spécifique au site".

Note 2 à l'article: Dans la présente norme, l'énergie annuelle de référence est la production annuelle d'énergie (AEP) mesurée et normalisée au niveau de la mer.

Note 3 à l'article: L'énergie annuelle de référence est définie pour comparer les éoliennes.

3.53

puissance de référence

puissance restituée par l'éolienne à 11,0 m/s à hauteur du moyeu pour la courbe de puissance présentée dans la CEI 61400-12-1, ou puissance de sortie maximale de l'éolienne à une vitesse de vent inférieure si cela implique une puissance restituée plus élevée (également pour la courbe de puissance présentée dans la CEI 61400-12-1)

Note 1 à l'article: La puissance de référence est définie pour comparer les éoliennes et est à ne pas confondre avec la puissance maximale qui peut être atteinte à des vitesses de vent beaucoup plus élevées.

3.54

vitesse de référence du vent

V_{ref}

paramètre de base de la vitesse du vent utilisé pour définir les classes de PAG

Note 1 to entry: D'autres paramètres climatiques relatifs à la conception sont dérivés de la vitesse de référence du vent et d'autres paramètres de classes de PAG de base.

Note 2 à l'article: Une turbine conçue pour une classe de PAG avec une vitesse de référence du vent 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 l'éolienne est inférieure ou égale à V_{ref} (voir 3.19).

3.55

résonance

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

3.56

centre du rotor

centre géométrique du rotor de l'éolienne

3.57

vitesse du rotor

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

3.58

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

3.59

durée de vie assurée

durée de vie prescrite avec une probabilité déclarée des défaillances catastrophiques

3.60

maintenance programmée

maintenance préventive effectuée conformément à un planning établi

3.61

coupure

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

3.62

arrêt

état d'une éolienne qui est arrêtée

3.63

structure de support

partie d'une éolienne comprenant le mât et les fondations

3.64

vitesse du vent de survie (déconseillé)

nom courant attribué à la vitesse maximale du vent à laquelle une construction est tenue de résister

Note 1 à l'article: Ce terme n'est pas utilisé dans la série CEI 61400; les conditions de conception font plutôt référence à la vitesse extrême du vent (voir 3.19), le terme privilégié étant vitesse extrême du vent.

3.65

petit aérogénérateur

PAG

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

Note 1 à l'article: Un système de petit aérogénérateur comprend l'éolienne proprement dite qui est composée des structures de support, du régulateur de turbine, du contrôleur / onduleur de charge (si nécessaire), du câblage et des connecteurs, du ou des manuels d'installation et d'utilisation et autre documentation.

3.66

surface balayée

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

3.67

classe d'essai de l'éolienne

classe de PAG pour laquelle l'essai de durée (13.4) a été effectué

3.68

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 ensembles d'échantillons de données mesurés de la vitesse du vent, et établi sur une période de temps définie

3.69

état limite ultime

état limite qui correspond en règle générale à une capacité maximale à supporter des charges (ISO 2394)

3.70

maintenance non programmée

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

3.71

face au vent

dans le sens opposé à la direction du vent principal

3.72

éolienne à axe vertical

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

3.73

loi de Weibull

fonction de la loi de probabilité souvent utilisée pour les vitesses du vent

Note 1 à l'article: 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. (voir distribution de la vitesse du vent 3.75).

3.74

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 1 à l'article: Les profils couramment utilisés sont le profil logarithmique (1) ou le profil de la loi de puissance (2).

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

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

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_0 est la longueur de rugosité;

α est l'exposant du cisaillement du vent (ou loi de puissance).

3.75

distribution de la vitesse du vent

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

Note 1 à l'article: Les fonctions de la distribution souvent utilisées sont les fonctions de Rayleigh, $P_R(V_0)$, et de Weibull, $P_W(V_0)$.

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

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

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 , indique 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.

3.76**cisaillement du vent**

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

3.77**exposant du cisaillement du vent**

également communément connu sous le nom d'"exposant de la loi de puissance"(α), voir 3.74, profil du vent – loi du cisaillement du vent

3.78**vitesse du vent**

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

Note 1 à l'article: La vitesse du vent est également l'amplitude de la vitesse du vent local (vecteur) (voir 3.79, vitesse du vent).

3.79**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 1 à l'article: Le vecteur à tout point est ainsi le temps dérivé du vecteur de position de la "parcelle" d'air traversant le point.

3.80**orientation**

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

3.81**vitesse d'orientation**

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

3.82**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 Généralités**

NOTE Les symboles et abréviations peuvent différer dans certaines annexes, le cas échéant ils sont définis à l'intérieur de l'annexe.

4.2 Symboles

A	surface transversale	[m ²]
A_{proj}	surface du composant 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	[Hz]
f_k	valeur caractéristique de la résistance du matériau	[-]
G	rapport entre le couple assigné et le couple de court-circuit pour un générateur	[-]
g	accélération de gravité: 9,81	[m/s ²]
i	courant électrique	[A]
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]
$N(.)$	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_{design}	vitesse de rotation de conception	[r/min]
n_i	nombre de cycles de fatigue en tranches de charge i	[-]
n_{max}	vitesse de rotation maximale	[r/min]

O	fraction de la durée de service	[%]
P	puissance électrique	[W]
$P_R(V_0)$	loi de probabilité cumulée de Rayleigh, c'est-à-dire la probabilité selon laquelle $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	loi de probabilité cumulée de Weibull	[-]
P_H	multiple harmonique de la fréquence d'excitation fondamentale qui est la vitesse du rotor	[Hz]
p	probabilité de survie	[-]
Q	couple du rotor	[Nm]
Q_{design}	couple d'arbre de conception	[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 ²]
S_k	spectre de la composante de la vitesse unilatérale	[m ² /s ²]
s_i	niveau de contrainte (ou de déformation) associé au nombre de cycles en tranches 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 l'éolienne n'était pas opérationnelle	[h]
T_T	temps total écoulé lors de l'essai de durée	[h]
T_U	durée inconnue	[h]
U	différence de potentiel électrique (tension)	[V]
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 surface 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} pour 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 moyennée sur 10 min	[m/s]
V_{in}	vitesse de démarrage	[m/s]
V_{maint}	vitesse du vent (moyenne sur 10 min) en dessous de laquelle l'arrêt sécurisé du PAG pour effectuer des inspections, des services ou de la maintenance est possible	[m/s]
$V_{\text{max,shutdown}}$	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 de référence du vent établie selon la moyenne de 10 min	[m/s]

V_{tip}	vitesse de l'extrémité de la pale	[m/s]
$V(t,z)$	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 extrême de direction 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	[°]
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 extrême de direction 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)	[-]
Λ_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^{e} 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]
$\omega_{\text{yaw,max}}$	vitesse d'orientation maximale	[rad/s]

Indices:

ave	moyenne
B	pale
design	paramètre d'entrée pour les équations simplifiées de conception
e1	extrême sur un an (moyenné sur 3 s)
e50	extrême sur 50 ans (moyenné sur 3 s)
hub	hub (moyeu)

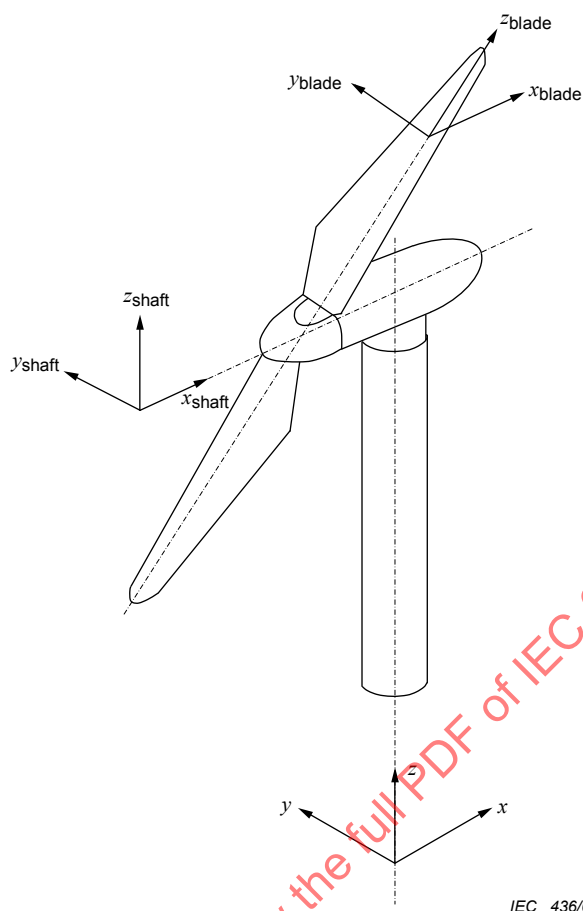
max	maximum
overhang (surplomb)	description de la section entre l'oreille de levage et le sommet du mât
r	rotor
shaft	arbre
x	dans le sens x
y	dans le sens y
z	dans le sens z

Abréviations:

Asl	above sea level (niveau au-dessus de la mer)
AEP	Annual Energy Production (Production annuelle d'énergie)
RAE	Reference Annual Energy (Energie annuelle de référence)
c.a.	Courant alternatif
c.c.	Courant continu
CFD	Computational Fluid Dynamics (Dynamique des fluides)
DLC	Design load case (Hypothèse de charge de calcul)
ECD	Extreme coherent gust with direction change (Rafale extrême cohérente avec changement de direction)
ECG	Extreme coherent gust (Rafale extrême cohérente)
EDC	Extreme wind direction change (Changement extrême de direction du vent)
CEM	Compatibilité électromagnétique
EOG	Extreme operating gust (Rafale extrême de fonctionnement)
EWC	Extreme wind conditions (Conditions extrêmes de vent)
EWM	Extreme wind speed model (Modèle de vitesse du vent extrême)
F	Fatigue
AMPE	Analyse des modes de panne et de leurs effets
AMPEC	Analyse des modes de panne, de leurs effets et de leur criticité
GFCI	Ground fault circuit interrupter (Disjoncteur de fuite à la terre)
EAH	Éolienne à axe horizontal
NTM	Normal turbulence model (Modèle de turbulence normale)
NWC	Normal wind conditions (Conditions normales de vent)
NWP	Normal wind profile model (Modèle de profil du vent normal)
OWC	Other wind conditions (Autres conditions de vent)
S	Classe spéciale d'éolienne CEI
SWC	Standard wind conditions (Conditions de vent normalisées)
PAG	Petit aérogénérateur
U	Ultime
UV	Ultraviolet (radiation)
EAV	Éolienne à axe vertical

4.3 Système de coordonnées

Pour définir les directions des charges d'une éolienne à axe horizontal (EAH), on utilise le système d'axes de la Figure 1.



IEC 436/06

Les notes suivantes font partie de la figure ci-dessus.

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

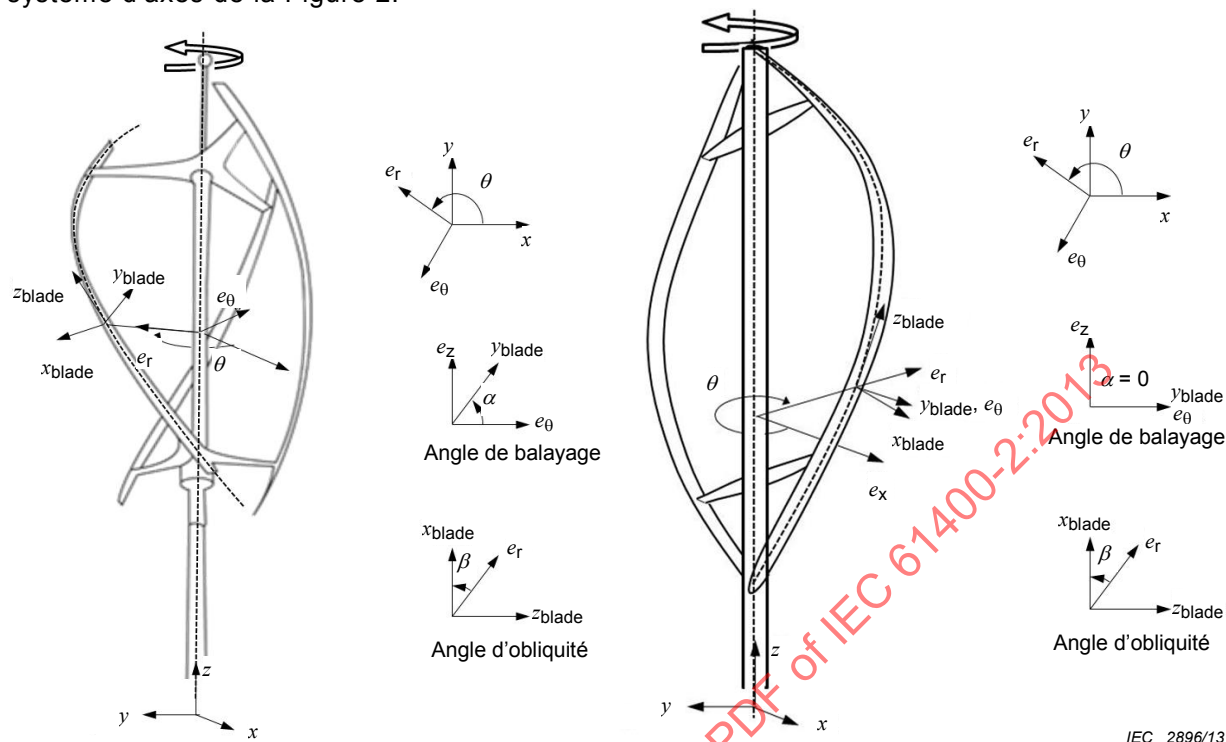
z_{blade} est positif vers l'extrémité de la pale

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 antihoraire, 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

Pour définir les directions des charges d'une éolienne à axe vertical (EAV), on utilise le système d'axes de la Figure 2.



IEC 2896/13

Mât:

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

Rotor:

Le système de coordonnées du rotor est cylindrique d'axe z , l'angle $\theta = (e_x, e_r)$ est positif à partir de l'axe sous le vent x . (e_r, e_θ, e_z) est un système de coordonnées à droite.

Pale:

z_{blade} est tangent à la ligne de référence de la pale et pointe vers le haut.

y_{blade} est perpendiculaire à z_{blade} et au vecteur radial e_r ; il pointe dans la direction opposée de la rotation

x_{blade} complète le système de coordonnées à droite (et est perpendiculaire à la pale)

NOTE Dans le cas d'un rotor avec des pales droites planes (l'angle d'obliquité et l'angle de balayage sont égaux à zéro) tournant dans la direction z négative, le système de coordonnées de la pale coïncide avec le système de coordonnées du rotor.

Figure 2 – Définition des systèmes d'axes pour EAV

5 Éléments 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 des Articles 5 à 12. 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, en association avec une documentation appropriée et suffisante.

5.2 Méthodes de conception

La méthode de conception pour les éoliennes couvertes par la présente norme est décrite en Figure 3. Une approche simplifiée est permise pour certaines configurations d'éoliennes. Concernant les éoliennes ayant une surface balayée par le rotor inférieure ou égale à 2 m², seul le mât est considéré comme faisant partie de la conception (voir cependant 11.2.3.2).

Les charges de calcul doivent être obtenues par l'une ou par une combinaison de plusieurs des trois manières suivantes. Les charges de calcul doivent être vérifiées par mesure lors de "l'essai relatif aux données de conception" (voir 13.2):

Il est *recommandé* de mener les essais internes relatifs aux données de conception au plus tôt dans le développement.

1) Méthodologie des charges simplifiées

Pour certaines configurations d'éolienne, une méthode de calcul simplifiée est donnée. Un ensemble limité d'hypothèses de charge et de configurations est indiqué en 7.4 avec des formules simples et des conditions externes simplifiées. Les données de l'éolienne supposées pour les équations simplifiées doivent être vérifiées par les "Essais destinés à vérifier les données de conception" (voir 13.2).

2) Modèle de simulation

Un 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 6.3.3, et situations de conception définies en 7.5. Cette approche utilise un modèle de simulation à dynamique structurelle combiné à l'éolienne et des hypothèses adéquates d'application. Les hypothèses doivent être vérifiées par les "Essais destinés à vérifier les données de conception" (voir 13.2).

Toutes les combinaisons pertinentes se rapportant aux conditions externes et situations de conception doivent faire l'objet d'une analyse. Un ensemble minimum de telles combinaisons a été défini, dans la présente norme, en tant qu'hypothèses de charge.

3) Mesure de la charge en vraie grandeur

Mesure de la charge en vraie grandeur avec une extrapolation de la charge (voir 7.6).

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 (voir 7.8).

Pour toutes les éoliennes, un essai statique des pales est nécessaire (voir 13.5.2). Afin de vérifier la précision des autres composants porteurs de charge, des calculs ou des essais ou une combinaison des deux 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 exigé d'effectuer un essai de sécurité et de fonctionnement (13.6) et un essai de durée (13.4).

5.3 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, de la commande, de 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 de la série ISO 9000.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

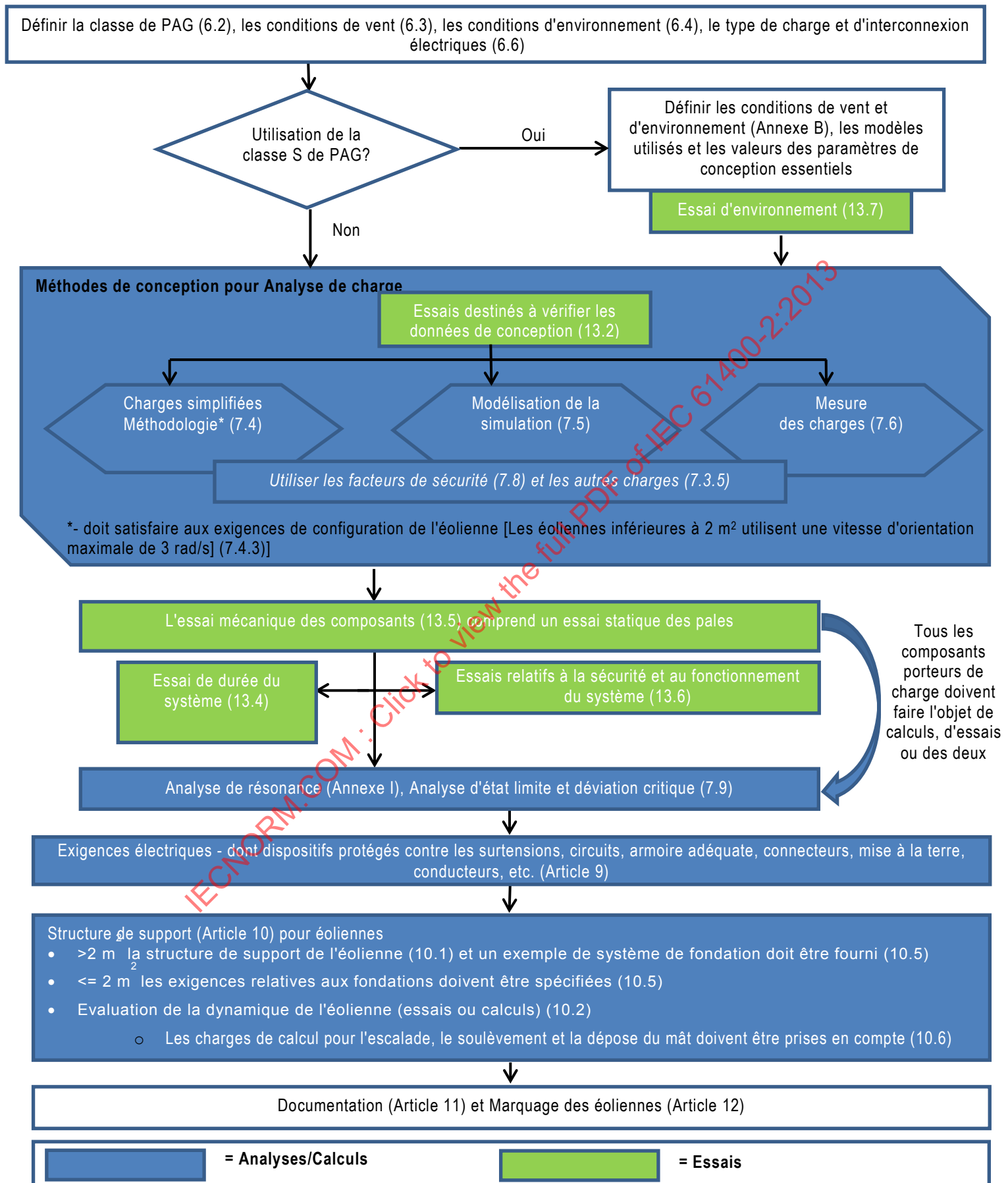


Figure 3 – Arbre décisionnel de la CEI 61400-2

I Évaluation de la conception

6 Conditions externes

6.1 Généralités

Les PAG sont soumis à des conditions ambiantes et électriques qui peuvent 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 conception.

Les conditions ambiantes se subdivisent, en outre, en conditions de vent et autres conditions d'environnement. 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 pour l'intégrité structurelle. D'autres conditions d'environnement affectent également les dispositifs conceptuels tels que le fonctionnement du système de commande, la durabilité, la corrosion, etc.

Chaque type de condition externe peut être subdivisé en condition externe normale et condition externe extrême. Les conditions externes normales concernent, en règle générale, les charges structurelles à long terme ainsi que les conditions de fonctionnement tandis que les conditions externes extrêmes représentent les conditions externes 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 à prendre 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. Les valeurs relatives aux paramètres de vitesses de vent et de turbulence ont pour objectif de représenter les valeurs caractéristiques associées à bon 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 spécifie les paramètres de base qui définissent les classes de PAG.

L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications et il convient de faire référence à l'Annexe L pour les autres conditions de vent pouvant être observées. Dans les cas où une conception spécifique (par exemple, conditions de vent spécifiques, autres conditions de vent (selon l'Annexe L), autres conditions externes ou classe de sécurité spécifique) s'avère nécessaire, une classe supplémentaire de PAG, classe S, est précisée. Les valeurs de conception relatives à la classe S des PAG doivent être sélectionnées par le concepteur et mentionnées dans les documents de conception (voir Annexe B). 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 peuvent nécessiter des éoliennes de conception de classe S (voir Annexe B, Annexe K et Annexe L).

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} (Note 2) (-)		0,18	0,18	0,18	0,18	
a (-)		2	2	2	2	
NOTE						
1) les valeurs s'appliquent à hauteur de moyeu, et;						
2) I_{15} est la valeur caractéristique sans dimension de l'intensité de turbulence à 15 m/s, où 0,18 est la valeur minimale qui doit être utilisée, l'Annexe M traite de l'intensité de turbulence.						
3) a est le paramètre de pente sans dimension à utiliser dans l'Équation (7).						

Outre ces paramètres de base, plusieurs autres paramètres importants sont nécessaires afin d'indiquer de manière exhaustive les conditions externes retenues dans la conception des PAG. Dans le cas des classes de PAG I à IV, ces dernières étant mentionnées en tant que classes normalisées de PAG, les valeurs inhérentes à ces paramètres complémentaires sont spécifiées en 6.3, 6.4 et 6.6.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les titres de paragraphes dans le reste de l'Article 6 sont utilisées pour décrire les conditions de vent pour les hypothèses de charge de calcul définies en 7.5, modélisation de la simulation (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 dans le présent paragraphe 6.2, la déclaration des valeurs que prennent les paramètres suffit. Les documents de conception relatifs à la classe S des PAG doivent intégrer les données énumérées à l'Annexe B.

La durée de vie de conception doit être clairement spécifiée dans les documents 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 de conception 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 en conditions normales de vent (NWC), se présentant fréquemment en fonctionnement normal d'un PAG, et conditions extrêmes de vent (EWC), lesquelles sont définies comme se présentant de manière récurrente tous les ans ou tous les 50 ans.

Dans la présente norme, la combinaison des NWC et des EWC, en conjonction avec les quatre classes de PAG I-IV, définit les conditions de vent normalisées (SWC). Dans l'Annexe L, d'autres conditions de vent (OWC) sont traitées.

Dans tous les cas de figure, l'influence de l'inclinaison du flux moyen, pouvant aller jusqu'à 8 degrés, par rapport au plan d'appui horizontal doit être prise en compte. L'angle d'inclinaison du flux peut être 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.

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 normalisées 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 de calcul. Dans ce cas, la loi 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 normalisées d'éoliennes, 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 de la loi de puissance, α , doit être supposé égal à 0,2.

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

6.3.2.3 Modèle de turbulence normale (NTM)

Le modèle de turbulence normale doit comprendre un cisaillement du vent tel que décrit sous NWP, en 6.3.2.2. 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 normalisées 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 par¹:

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

Les valeurs pour I_{15} et a sont données dans le Tableau 1. Les valeurs caractéristiques de l'écart type, σ_1 , et de l'intensité de turbulence, σ_1/V_{hub} , sont présentées ci-dessous en

¹ 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 centile. De telles valeurs de centile doivent être 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 loi de probabilité normale. Par exemple, $x = 1,64$ pour une valeur du 95^e centile.

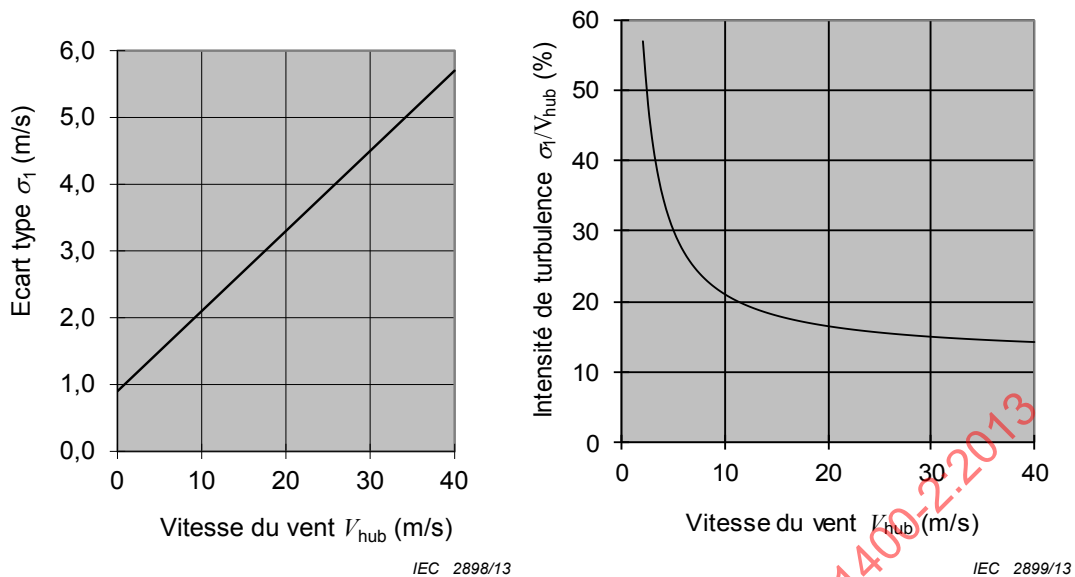


Figure 4 – Turbulence caractéristique du vent

- b) Vers la fin de haute fréquence de l'intervalle inertiel, la densité spectrale de puissance du composant longitudinal de la turbulence, $S_1(f)$, doit tendre asymptotiquement vers la formule:

$$S_1(f) = 0,05(\sigma_1)^2 (\Lambda_0 / V_{hub})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (8)$$

- c) Le paramètre d'échelle de turbulence, Λ_1 , doit être donné par:

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

Les spécifications relatives aux modèles stochastiques de turbulence satisfaisant à ces exigences sont données à l'Annexe C. Est donné à l'Annexe D, un modèle déterministe simplifié reposant sur une description stochastique de la turbulence. Ce modèle déterministe peut être utilisé lorsqu'il peut être démontré que la réponse de pale d'éolienne 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 sont à prendre 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 de référence du vent V_{ref} . Concernant les conceptions de PAG dans les classes de PAG normalisées, les rafales de trois secondes V_{e50} et V_{e1} doivent être calculées à l'aide des équations suivantes:

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

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

où z_{hub} est la hauteur du moyeu et 1,4 est le facteur de rafale à 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_{gustN} pour une période de récurrence de N années doit être donnée pour les classes de PAG normalisées par la relation suivante:

$$V_{gustN} = \beta \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{A_1} \right)} \right) \quad (12)$$

où

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

A_1 est le paramètre d'échelle de 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:

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

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 $V_{hub} = 25$ m/s est indiquée en Figure 5:

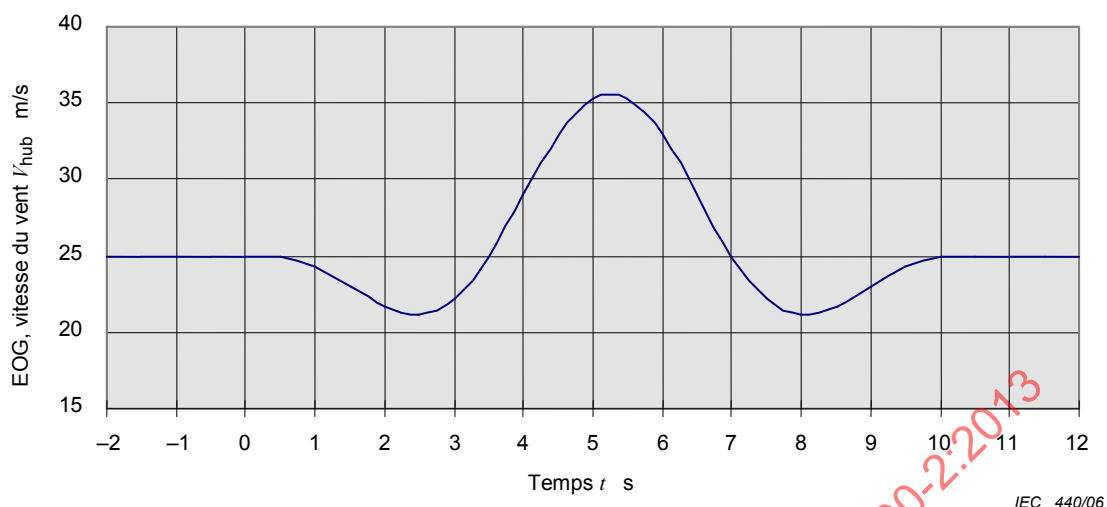


Figure 5 – Exemple de rafale extrême en fonctionnement ($N=1$, $V_{hub} = 25$ m/s)

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:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{A_1} \right) \right)} \right) \quad (14)$$

où

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

A_1 est le paramètre d'échelle de turbulence, conformément à l'Équation (9);

D est le diamètre du rotor;

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

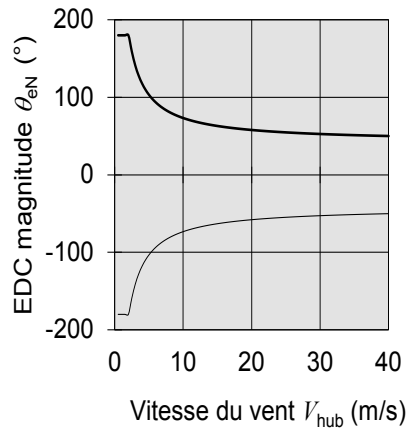
$\beta = 6,4$ pour $N = 50$.

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

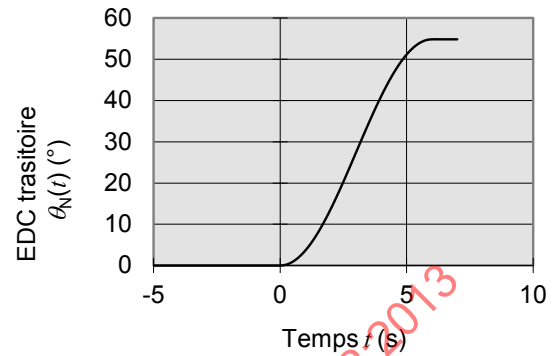
$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0 & \text{pour } t < 0 \\ 0,5\theta_{eN}(1 - \cos(\pi t / T)) & \text{pour } 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & \text{pour } t > T \end{cases} \quad (15)$$

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

À titre d'exemple, le changement extrême de direction, avec une période de récurrence de 50 années et $V_{\text{hub}} = 25 \text{ m/s}$ est indiqué en Figure 6 et en Figure 7.



IEC 2900/13



IEC 2901/13

Figure 6 – Exemple d'amplitude de changement extrême de direction ($N = 50$, $D = 5 \text{ m}$, $z_{\text{hub}} = 20 \text{ m}$)

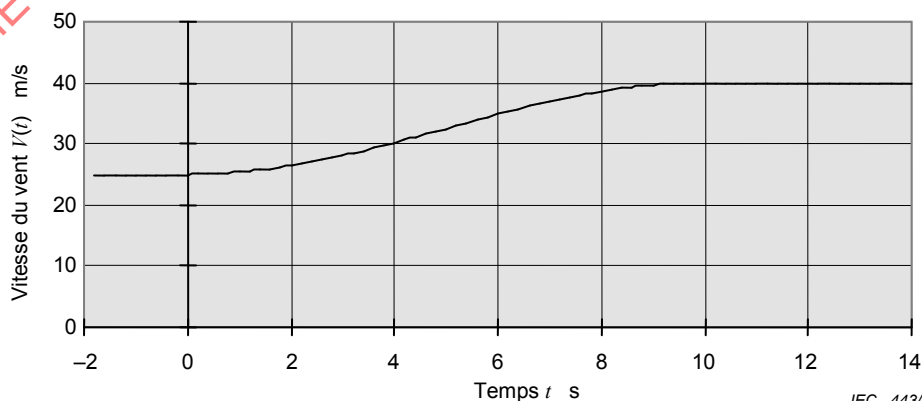
Figure 7 – Exemple de phase transitoire de changement extrême de direction ($N = 50$, $V_{\text{hub}} = 25 \text{ m/s}$)

6.3.3.5 Rafale extrême cohérente (ECG)

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

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

où $T = 10 \text{ s}$ 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 en Figure 8 pour $V_{\text{hub}} = 25 \text{ m/s}$.



IEC 443/06

Figure 8 – Rafale extrême cohérente ($V_{\text{hub}} = 25 \text{ m/s}$) (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 8) 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 $V_{hub} = 25 \text{ m/s}$ est indiqué respectivement en Figure 9 et Figure 10.

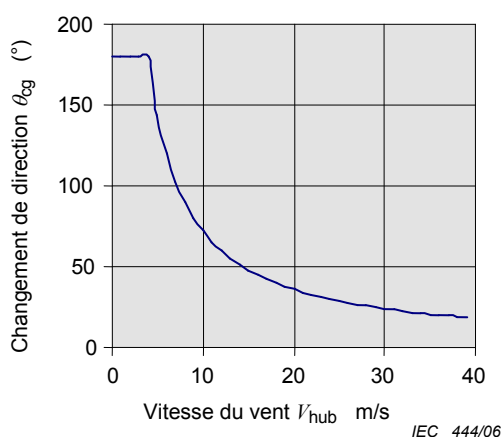


Figure 9 – Changement de direction pour ECD

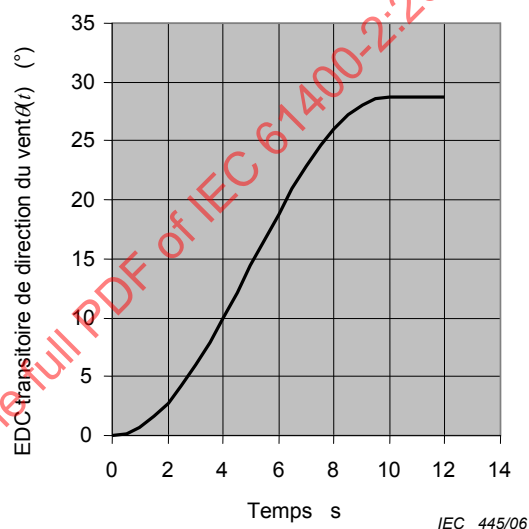


Figure 10 – Déroulement temporel du changement de direction pour $V_{hub} = 25 \text{ m/s}$

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 d'environnement

6.4.1 Généralités

Des conditions d'environnement (climatiques) autres que le vent peuvent affecter l'intégrité et la sécurité des PAG 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 d'environnement qui suivent doivent, à tout le moins, être prises en compte et les mesures prises doivent être stipulées dans les documents de conception (voir Annexe J pour plus d'informations):

- 1) température;
- 2) humidité;

- 3) masse volumique de l'air;
- 4) rayonnement solaire;
- 5) pluie, grêle, neige et glace;
- 6) substances chimiques actives;
- 7) particules mécaniquement actives (particules de sable et de poussière par exemple)
- 8) foudre;
- 9) tremblements de terre; et
- 10) 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.

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. À moins qu'une corrélation n'existe, d'autres conditions d'environnement extrêmes, comme stipulé en 6.4.3, doivent être associées aux conditions normales de vent et ce en conformité avec 6.3.2.

6.4.2 Autres conditions d'environnement normales

Les valeurs relatives aux autres conditions d'environnement normales qui doivent être prises en compte sont:

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

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

6.4.3 Autres conditions d'environnement extrêmes

6.4.3.1 Généralités

Les autres conditions d'environnement extrêmes qui doivent 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 normalisées de PAG, les valeurs de calcul 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 dispositions relatives à la protection nécessaire contre la foudre spécifiées en 9.5 peuvent être considérées comme adéquates pour les PAG des classes normalisées.

6.4.3.4 Gel

Aucune exigence de protection contre le gel n'est indiquée concernant les classes normalisées 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 masse volumique 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 $3 \times V_{\text{ave}}$. 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 normalisées de PAG.

6.5 Conditions d'essai contrôlées

La température ambiante est comprise entre $+10 \text{ }^\circ\text{C}$ et $+35 \text{ }^\circ\text{C}$. Pour les essais en conditions d'essai contrôlées, la température ambiante doit toujours être comprise entre $+18 \text{ }^\circ\text{C}$ et $+28 \text{ }^\circ\text{C}$ ($+23 \pm 5$) $^\circ\text{C}$.

6.6 Conditions de charge électrique

6.6.1 Généralités

Les conditions électriques à prendre en compte lors de la conception dépendent de l'utilisation de l'éolienne.

6.6.2 Concernant les éoliennes connectées au réseau électrique

6.6.2.1 Conditions électriques normales

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

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

6.6.2.2 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 $\pm 20 \text{ } \%$ par rapport à la valeur nominale;
- fréquence – valeur nominale $\pm 10 \text{ } \%$;

- déséquilibres de tension de 15 %;
- défaillances symétriques et asymétriques; et
- défaillances électriques – une indisponibilité allant jusqu'à 1 semaine doit être considérée comme une condition extrême.

6.6.3 Concernant les éoliennes non connectées au réseau électrique

6.6.3.1 Éolienne à chargement de batteries

L'éolienne doit pouvoir fonctionner sur toute la plage de tensions de batteries indiquée ci-dessous:

- plage de tensions -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.

6.6.3.2 Réseau local

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

- tension: écart de $\pm 15\%$ 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 de toutes les parties structurelles (par exemple, pale de rotor, moyeu du rotor, arbre du rotor, nacelle, arbre d'orientation, mât, connexions) doit être vérifiée par des calculs et/ou des essais ou une combinaison des deux afin de déterminer l'intégrité structurelle d'un PAG avec le niveau de sécurité approprié. Le domaine de vérification est le même quelle que soit la méthodologie de conception choisie (7.2).

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 manières de déterminer les charges de calcul de l'éolienne qui sont décrites en 5.2, méthodes de conception, comme étant:

- 1) méthodologie de charges simplifiées;
- 2) modèle de simulation;
- 3) mesure de la charge en vraie grandeur.

7.3 Charges et hypothèses de charge

7.3.1 Généralités

Les types de charges décrits de 7.3.2 à 7.3.6 doivent être pris en compte.

7.3.2 Charges de vibration, d'inertie et de gravité

Les charges inertielles et gravitationnelles sont des charges statiques et dynamiques agissant sur le PAG, et qui 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.

Une analyse de résonance, telle qu'elle est fournie par un diagramme de Campbell doit être fournie pour les principaux composants structurels de l'éolienne (voir Annexe I).

7.3.3 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 masse volumique de l'air et des formes aérodynamiques des composants de l'éolienne et de leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.

7.3.4 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.

7.3.5 Autres charges

Toutes les charges qui peuvent 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.).

7.3.6 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 significatives que l'éolienne 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 de conception 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 PAG 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 (voir aussi 10.6).

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 du 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 être pris en compte dans les hypothèses de charge. Des exemples de ces paramètres sont:

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

7.4 Méthodologie des charges simplifiées

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 fournit des informations détaillées sur ces équations. Si la configuration de l'éolienne ne satisfait pas à ces exigences de configuration, la méthodologie des charges simplifiées ne peut pas être utilisée, mais plutôt une modélisation de la simulation (7.5) ou des mesures de charge doivent être employées (7.6).

Les configurations d'éolienne qui sont capables d'utiliser la méthodologie des charges simplifiées doivent satisfaire à l'ensemble des exigences suivantes:

- axe horizontal;
- rotor d'éolienne bipale ou multipale;
- pales en porte à faux;
- mouvement coordonné des pales (pas de pas ou de cône indépendant et non coordonné, etc.); et
- moyeu rigide (pas de moyeu à balancier ou articulé).

La configuration de l'éolienne peut utiliser un rotor face au vent ou sous le vent; il peut fonctionner à vitesse variable ou constante; il peut posséder un mécanisme actif ou passif de contrôle du pas (pourvu que le mécanisme de contrôle du pas coordonne toutes les pales simultanément), ainsi qu'un pas fixe; et il peut s'effacer selon l'axe vertical, horizontal, ou intermédiaire ou ne pas s'effacer.

La méthodologie des charges simplifiées utilise des paramètres d'entrée qui doivent être déterminés selon 13.2, en particulier l'article relatif à l'orientation 13.2.3. Ces paramètres sont:

- vitesse de rotation de conception, n_{design} ;
- vitesse du vent de conception, V_{design} ;
- couple d'arbre de conception, Q_{design} ;
- vitesse d'orientation maximale, $\omega_{\text{yaw,max}}$; et
- 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 la méthodologie des charges simplifiées sont résumées au Tableau 2. Les composants de charge pour la méthodologie des charges simplifiées figurent dans chaque article 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.

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	$V_{hub} = 2,5 V_{ave}$	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	
Charge extrême du vent	H	Charge extrême du vent	$V_{hub} = V_{e50}$	U	L'éolienne peut être immobilisée (au ralenti ou à l'arrêt) ou régulée. Aucune intervention manuelle.
Immobilisation et conditions de panne	I	Charge du vent en immobilisation, exposition maximale	$V_{hub} = V_{ref}$	U	L'éolienne est chargée avec l'exposition la moins favorable
Transport, assemblage, maintenance et réparation	J	A indiquer par le fabricant		U	
Légende F analyse des charges dues à la fatigue U analyse des charges ultimes					

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.

NOTE Voir Article F.3.

Charges de pale:

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

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

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

La charge de fatigue exercée sur la pale est 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}).

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 supposant que la vitesse d'orientation maximale $\omega_{\text{yaw,max}}$ survient avec n_{design} .

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

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

Pour toutes les éoliennes ayant une surface balayée par le rotor 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:

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

où $\Delta F_{x-shaft}$ est donné par l'Équation (24).

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

Concernant un rotor bipale:

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

Concernant un rotor tripale ou multipale:

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

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).

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

Si aucune donnée n'est disponible à propos du coefficient de portance maximal, $C_{l,max}$, 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:

NOTE Voir Article F.3

$$F_{x-shaft} = C_T 0,5 \rho (2,5 \times V_{ave})^2 \pi R^2 \quad (32)$$

où C_T est le coefficient de poussée, égal à 0,5. Cependant, il convient de prendre des précautions avec les éoliennes qui fonctionnent à de grandes vitesses rotationnelles à $2,5 V_{ave}$, pour lesquelles un C_T de 8/9 peut être plus adapté.

7.4.6 Hypothèse de charge E: vitesse de rotation maximale

La charge centrifuge présente au niveau du pied de la pale s_{zB} et le moment de flexion de l'arbre M_{shaft} dû à la charge centrifuge et au déséquilibre du rotor doivent être calculés à partir des équations ci-dessous. La vitesse maximale admissible du rotor $\omega_{n,max} = (\pi/30) n_{max}$ doit être dérivée de mesures comme décrit en 13.2.4.

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

$$M_{shaft} = m_r g L_{rb} + m_r e_r \omega_{n,max}^2 L_{rb} \quad (33')$$

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 faut prendre le double de Q_{design} comme couple de court-circuit agissant sur l'arbre du générateur.

$$M_{x-shaft} = G Q_{design} \quad (34)$$

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

$$M_{xB} = \frac{M_{x-shaft}}{B} + m_B g R_{cog} \quad (35)$$

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).

$$M_{x-shaft} = M_{brake} + Q_{design} \quad (36)$$

Le couple de freinage doit être multiplié par le rapport de multiplication pour obtenir M_{brake} 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:

$$M_{xB} = \frac{M_{x-shaft}}{B} + m_B g R_{cog} \quad (37)$$

où $M_{x-shaft}$ est le couple d'arbre comme calculé à l'Équation (36).

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 (36) pour représenter la dynamique de la transmission. En l'absence de valeurs avérées plus précises, le couple d'arbre doit être multiplié par un facteur de deux.

7.4.9 Hypothèse de charge H: charge extrême du vent

Dans cette hypothèse de charge, l'éolienne fonctionne de la manière envisagée à la conception pour les vitesses du vent extrêmes. Les charges exercées sur les parties exposées du PAG doivent être calculées en supposant la vitesse du vent de V_{e50} trouvée dans en 6.3.3.2.

NOTE Voir Article F.3.

Si le rotor tournant est contrôlé à une vitesse très faible, alors la poussée plus forte donnée par l'Équation (40) doit être utilisée à la place de la poussée plus faible donnée par l'Équation (41).

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:

$$M_{yB} = C_d \frac{1}{4} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} R \quad (38)$$

où

C_d est le coefficient de traînée et doit être pris comme 1,5; et

$A_{proj,B}$ 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, $C_{l,max}$ 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:

$$M_{yB} = C_{l,max} \frac{1}{6} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} R \quad (39)$$

Si aucune donnée n'est disponible à propos de $C_{l,max}$ 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 (40).

$$F_{x-shaft} = B C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} \quad (40)$$

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

$$F_{x-shaft} = 0,17 B A_{proj,B} \lambda_{e50}^2 \rho V_{e50}^2 \quad (41)$$

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

$$\lambda_{e50} = \frac{n_{max} \pi R}{30 V_{e50}} \quad (42)$$

Le moment de flexion maximal du mât doit être calculé à l'aide de la force de poussée calculée par l'une des Équations (40) ou (41) (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 (43) 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:

$$F = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{\text{proj}} \quad (43)$$

où

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

A_{proj} est la surface du composant 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:

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

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.

Tableau 3 – Coefficients de force (C_f)

Pour toutes les sections la direction du vent est de gauche à droite 						
Longueur caractéristique ^a < 0,1 m	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Longueur caractéristique ^a > 0,1 m	0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0

^a La longueur caractéristique est la dimension de haut en bas (perpendiculaire au flux) comme décrit ici, sauf dans le cas d'une aérodynamique oblique pour laquelle il convient de consulter un recueil de données aérodynamiques.

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

Le fabricant 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 ou de la maintenance;
- 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.

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

$$M_{\text{tower}} = 2 \left(m_{\text{tower top}} + \frac{m_{\text{overhang}}}{2} \right) \times g L_{\text{lt}} \quad (45)$$

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 (45) 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 rotor est immobilisé; et
- le moment de flexion maximal intervient lorsque le mât est à l'horizontale.

7.5 Modèle de simulation

7.5.1 Généralités

Dans le cas où les charges de calcul sont déterminées par modélisation (aéroélastique) de simulation, les hypothèses de charge de calcul de 7.5 doivent être prises en compte. Un ensemble minimal d'hypothèses de charge (DLC) est donné dans le 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.

Les autres hypothèses de charges de calcul en relation avec la sécurité doivent être considérées, si la conception spécifique de l'éolienne 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 de fatigue à utiliser dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. U se rapporte à l'analyse des charges ultimes telles

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 minimal d'hypothèses de charge de calcul (DLC) pour simulation par 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 $3 \times V_{ave}$		F, U
	1.2	ECD $V_{hub} < V_{design}$		U
	1.3	EOG ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou $3 \times V_{ave}$		U
	1.4	EDC ₅₀ $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ ou $3 \times V_{ave}$		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 $2,5 \times V_{ave}$	Panne du système de commande	U
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Défaillance du système de commande ou de protection	F, U
	2.3	EOG ₁ $V_{in} < V_{out}$ ou $2,5 \times V_{ave}$	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 À indiquer par le fabricant		U
5) Charge extrême du vent (arrêt ou ralenti ou tournant)	5.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	Perte possible du réseau électrique	U
	5.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F
6) Immobilisation et conditions de panne	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e1}$		U
7) Transport, assemblage, maintenance et réparation	7.1	À indiquer par le fabricant		U
Légende F analyse des charges de fatigue U analyse des charges ultimes				

7.5.2 Production d'électricité (DLC 1.1 à 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.

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 en 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 à 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.

En DLC 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 pannes du système de commande sont:

- système d'effacement du rotor défaillant (par exemple, empennage bloqué) (s'il n'est pas démontré que le système d'effacement du rotor a une durée de vie assurée); et
- système de calage de pale défaillant (s'il n'est pas démontré que le système de calage a une durée de vie assurée).

Évaluer 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 à 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 ne soit pas prévu; dans ces cas, l'hypothèse de charge due à la fatigue peut être ignorée. Pour DLC 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 spécifiées 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 Charge extrême du vent (arrêt ou ralenti ou tournant) (DLC 5.1 à 5.2)

Le rotor d'une éolienne immobilisée, qui peut être en arrêt ou au ralenti, doit être considéré avec la condition de vitesse du vent extrême. Ceci doit également être considéré pour les éoliennes dont les rotors tournent, comme la plupart des éoliennes à régulation passive (comme l'effacement du rotor). Ces conditions doivent être soit turbulentes, soit quasi constantes, avec une correction pour les rafales et la réponse dynamique.

Si un dommage important dû à la fatigue peut se produire sur quelques composants (par exemple, à cause du 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 ou d'une autre charge électrique (par exemple, de la batterie, ou des charges de lissage telles que les appareils de chauffage à résistance ou les pompes à eau) sur une éolienne immobilisée doivent être pris en compte.

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 tout 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. En DLC 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 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
- les charges exercées 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. Le cas échéant, 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; et
- le comportement du système de commande et de protection de l'éolienne.

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/TS 61400-13. D'autres exigences relatives aux mesures de charge figurent en 13.3 et dans la CEI/TS 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 sont à comparer aux valeurs de calcul pour les contraintes de matériau.

Dans le calcul des contraintes, les aspects suivants doivent être pris en compte:

- variations de contrainte;
- concentrations de contrainte;
- amplitude et direction des charges résultantes;
- dimensions de composant et variations de l'épaisseur du matériau;
- rugosité, traitement de surface du composant;
- type de charge (flexion, traction, torsion, etc.); et
- soudage, moulage, usinage, 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	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{x-shaft} = \frac{F_{x-shaft}}{A_{shaft}}$
Flexion	$\sigma_{MB} = \frac{\sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2}}{W_B}$	$\sigma_{MB} = \frac{M_{xB}}{W_{xB}} + \frac{M_{yB}}{W_{yB}}$	$\sigma_{M-shaft} = \frac{M_{shaft}}{W_{shaft}}$
Cisaillement	Négligeable	Négligeable	$\tau_{M-shaft} = \frac{M_{x-shaft}}{2W_{shaft}}$
Mixte (axial + flexion)	$\sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB}$		$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{x-shaft} + \sigma_{M-shaft})^2 + 3\tau_{M-shaft}^2}$

7.8 Facteurs de sécurité

7.8.1 Facteurs de matériau et exigences

Les facteurs de matériau donnés ici en 7.8.1 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);

- d) les effets de l'environnement (par exemple, la dégradation UV, l'humidité, la température, la corrosion, etc.); et
- e) 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 minimaux de sécurité partielle pour les matériaux peuvent être utilisés. Cette situation est intitulée "caractérisation complète" et peut inclure les cas où des codes de matériau reconnus sont disponibles (par exemple, ISO). Si les propriétés de matériau reposent seulement sur des essais sur éprouvettes et ne tiennent pas compte des facteurs ci-dessus, le facteur maximal du matériau doit être utilisé. Cette situation est intitulée "caractérisation minimale".

En référence à l'élément d) ci-dessus:

- Les effets de l'environnement (par exemple, dégradation matérielle/vieillessement dû aux radiations UV, humidité, fragilisation, etc.) des matériaux plastiques renforcés de fibres des composants structurels sur la structure porteuse de charge doivent être pris en compte par un facteur matériel additionnel de 1,35, dans l'analyse de la force statique seulement. Ce facteur peut être réduit si des essais représentatifs montrent des effets de dégradation inférieurs. Les matériaux plastiques renforcés de fibres comprennent tous les matériaux plastiques (par exemple, époxy, polyester, vinylester) renforcés de fibres (par exemple, par du verre ou du carbone).
- La réduction de force (pour la résistance ultime et la résistance à la fatigue) des plastiques renforcés de fibres causée par des températures du matériel plus élevées que la température ambiante de contrôle (voir 6.5) doit être prise en compte par un facteur matériel de 1,1. Ce facteur peut être défini sur 1,0 si les essais sur éprouvettes sont réalisés à la température la plus haute (extrême) pour laquelle l'éolienne est conçue, c'est-à-dire 50 °C, sauf si une valeur plus élevée est mentionnée dans les conditions de conception.
- Les effets de l'environnement de la corrosion doivent être exclus par des moyens adéquats de protection contre la corrosion pendant la durée de vie de l'éolienne.

L'Annexe F 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 des matériaux

Caractérisation matérielle	Résistance à la fatigue, γ_m	Résistance ultime, γ_m
Caractérisation complète	1,25 ^a	1,1
Caractérisation minimale	10,0 ^b	3,0
^a Le facteur est appliqué à la résistance à la fatigue mesurée du matériau.		
^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 de simulation a été vérifié avec des mesures en vraie grandeur limitées, ainsi le facteur de sécurité partielle pour les charges est le plus bas pour cette méthode de détermination de charges. Des facteurs de sécurité plus faibles pour les charges ultimes peuvent être appliqués pour des charges bien connues, telles que les charges gravitationnelles.

Tableau 7 – Facteurs de sécurité partielle des charges

Méthode de détermination des charges (voir 5.2)	Charges de fatigue, γ_f	Charges ultimes, γ_f
1. Équations simplifiées	1,0	3,0
2. Modèle de simulation	1,0	1,35
3. Mesure de la charge en vraie grandeur	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.

$$\sigma_d \leq \frac{f_k}{\gamma_m \gamma_f} \quad (46)$$

où

f_k est la résistance caractéristique du matériau;

γ_m est le facteur de sécurité partielle pour les matériaux (7.8.1); et

γ_f est le facteur de sécurité partielle des charges.

En général, la résistance obtenue peut être utilisée comme résistance caractéristique.

7.9.2 Défaillance due à la fatigue

Le dommage dû à la fatigue résultant de toutes les hypothèses de charge de fatigue doit être combiné. Les dommages dus à la fatigue doivent être estimés à l'aide d'un calcul approprié de dommages de 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 éolienne doivent être inférieurs ou égaux à 1:

$$\text{Dommage} = \sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_f \gamma_m s_i)} \leq 1,0 \quad (47)$$

où

n_i est le nombre de cycles de fatigue comptés en tranches i du spectre de charge caractéristique, y compris toutes les hypothèses 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 pour les charges et pour les matériaux.

L'influence de la contrainte moyenne doit être prise en compte si ce n'est pas déjà le cas dans la méthode d'analyse.

Dans ce cas, le modèle de charge simplifié (7.4) est utilisé. Les plages de fonctionnement normal de l'hypothèse de charge A (7.4.2) doivent être appliquées pour le nombre de cycles de fatigue donné dans l'Équation (48).

$$n = \frac{B n_{\text{design}} T_d}{60} \quad (48)$$

où

T_d est la durée de vie de conception de l'éolienne en secondes.

Si aucune courbe S-N n'est disponible, l'Équation (46) doit être utilisée avec la résistance ultime en tant que résistance caractéristique du matériau et les charges de fatigue pour calculer la contrainte de conception. 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 survient 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.

L'analyse de déviation périphérique doit être basée sur la distribution au moment de la flexion la plus importante, supposée pour toutes les hypothèses de charge de conception.

En cas de charges de calcul déterminées par le modèle de charge simplifié (7.4), la distribution correspondante des charges sur la longueur de la pale peut être obtenue à l'aide des équations données en Annexe F.

Les facteurs de sécurité partielle de charge doivent être appliqués.

NOTE Par exemple, si les charges de calcul sont basées sur l'hypothèse de charge H et que le rotor est immobilisé, l'Équation (F.34) implique que les charges de traînée hors du plan varient en fonction de la profondeur du profil de la pale. Si les charges de calcul sont basées sur l'hypothèse de charge H et que le rotor est tournant pour cette hypothèse de charge, l'Équation (F.35) suppose une distribution de charge linéaire dont le maximum se trouve à l'extrémité de la pale et le zéro au pied de la pale.

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.

Un système ou une procédure sécurisé(e) doit être fourni(e) pour immobiliser l'éolienne dans toutes les conditions externes normales (c'est-à-dire les conditions externes qui surviennent avec une période de récurrence inférieure à un an) pour la classe de conception du PAG, sauf s'il peut être prouvé que le système offre une plus grande sécurité dans un autre état.

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 (comme AMPE/AMPEC) 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 l'éolienne de dépasser la vitesse de rotation $n_{\max}$, ou de passer à un mode de fonctionnement non sûr.

Le système de protection doit être capable de fonctionner d'une manière satisfaisante en permanence, que l'éolienne soit sous contrôle manuel ou automatique.

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

La durée de service des composants à durée de vie assurée du système de protection doit être bien supérieure à la durée de vie de conception de l'éolienne, ou, s'il y a des composants remplaçables, l'intervalle de maintenance spécifié du composant ne doit pas être dépassé. La probabilité de défaillance catastrophique d'un composant à durée de vie assurée du système de protection doit être extrêmement faible pendant sa vie assurée.

8.3 Arrêt manuel

Il doit exister un bouton/commutateur/levier/etc. d'arrêt manuel et des procédures d'arrêt. Le bouton/commutateur/levier d'arrêt manuel doit être prioritaire par rapport au système de commande automatique et aboutir à l'immobilisation de l'éolienne pour toutes les conditions externes normales. Après l'arrêt, l'éolienne doit rester immobile jusqu'à une remise en service manuelle.

NOTE Conformément à l'Article 1 "Il est permis de modifier les exigences de la présente norme s'il peut être démontré convenablement que la sécurité de l'aérogénérateur n'est pas compromise".

Le bouton/commutateur/levier/etc. doit être accessible au niveau du sol pour le personnel autorisé. Cela doit être réalisable par un utilisateur ordinaire en un temps raisonnable.

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, ce qui s'intitule V_{maint} . V_{maint} ne doit pas être inférieur à 10 m/s ou $1,4 V_{\text{ave}}$, selon la valeur la plus grande.

Le mouvement du rotor et du dispositif d'orientation doit être arrêté avant d'effectuer des travaux de maintenance. Tout autre mouvement mécanique (mécanismes d'empennage ou de contrôle du pas), doit aussi être immobilisé ou sécurisé avant d'effectuer la maintenance. Des dispositions doivent être prises pour permettre une remise en service sécurisée.

Pour les éoliennes inférieures à 40 m², le fabricant doit fournir des procédures sécurisées pour immobiliser l'éolienne sous V_{maint} . L'abaissement d'un petit aérogénérateur de moins de 40 m² sur un mât basculant est une procédure acceptable pour arrêter l'éolienne.

Pour les éoliennes supérieures ou égales à 40 m², le fabricant doit fournir des moyens sécurisés pour arrêter l'éolienne sous V_{maint} avec une procédure pour mettre en application ces moyens (par exemple, une procédure pour l'insertion sécurisée d'un dispositif de verrouillage). L'abaissement d'un petit aérogénérateur supérieur ou égal à 40 m² ne doit pas être admis comme procédure acceptable pour arrêter l'éolienne.

La maintenance des petits aérogénérateurs sur mâts basculants peut être effectuée sur le sol. Si la maintenance est réalisée au sommet du mât vertical, il doit exister un dispositif destiné à empêcher tout mouvement du rotor et du dispositif d'orientation et tout autre mouvement mécanique (mécanismes d'empennage ou de contrôle du pas) avant que la maintenance ne soit effectuée.

9 Système électrique

9.1 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 60204-1:2005 et à toutes les normes en vigueur pertinentes. Lorsqu'un PAG est connecté à un réseau d'alimentation des équipements électriques, les spécifications de 9.7.3 doivent 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, y compris les conditions de panne. 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.

9.2 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 fait conformément aux spécifications de 7.1 à 7.5 et 7.8 de la CEI 60204-1:2005. (Des exemples de tels dispositifs sont les fusibles pour la protection contre la surintensité, thermistances pour la température, etc.)

Généralement, les PAG doivent être protégés contre les surtensions (par exemple, atmosphériques ou de manœuvre) par des parafoudres. En cas d'espace limité dans un PAG, de tels équipements peuvent être installés dans des armoires séparées à l'extérieur du PAG. Les armoires doivent être adaptées aux conditions d'environnement.

9.3 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. Cela doit être fait conformément aux spécifications de 5.3.2 et 5.3.3 de la CEI 60204-1:2005.

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.

9.4 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. 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. Pour d'autres conditions de sol, la documentation d'installation doit comporter des recommandations sur la manière de les traiter.

9.5 Protection contre la foudre

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 et aux autres appareils aérodynamiques.

Tous les circuits du système de protection de l'éolienne 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 contre la foudre utilisés sur les PAG doivent être conformes à la CEI 61643-11.

9.6 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 60204-1:2005.

On doit prendre en considération les contraintes mécaniques, y compris celles résultant de la torsion que peuvent subir les conducteurs pendant l'installation et le fonctionnement. Les conducteurs doivent être installés conformément à l'Article 14 de la CEI 60204-1:2005.

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 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.

9.7 Charges électriques

9.7.1 Généralités

Les charges électriques couvertes de 9.7.2 à 9.7.5 sont des charges adaptées aux PAG.

9.7.2 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:

- 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.

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

9.7.3.1 Généralités

Un PAG, destiné à être raccordé au réseau d'alimentation électrique, doit être conforme aux exigences de 9.7.3.2 à 9.7.3.3 et aux normes d'interconnexion en vigueur.

9.7.3.2 Auto-excitation – perte du raccordement au réseau

Tout système électrique qui peut auto-exciter le PAG doit être automatiquement déconnecté du réseau et reste 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 la batterie de condensateurs ne peut être déconnectée.

9.7.3.3 Matériel de conditionnement du courant, CEM, harmoniques et papillotement électrique et puissance réactive

La compatibilité électromagnétique (CEM) des PAG est traitée dans l'Annexe H.

Les composants 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. Tout dispositif de correction de puissance réactive doit, de manière similaire, ne pas interférer avec le relais protecteur du réseau électrique.

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

Les PAG 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.

9.7.5 Charge résistive directe (par exemple, chauffage)

Les PAG 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.

La documentation d'un PAG destiné au raccordement à une charge résistive, telle qu'un radiateur, doit spécifier des conducteurs adaptés à l'intensité, à la tension et aux températures impliquées.

9.8 Exigences locales

Les codes électriques locaux varient selon les régions du monde, souvent en raison de la différence des détails techniques de la distribution électrique locale et/ou des systèmes de transmission. Les pratiques de mise à la terre et de protection contre la foudre en particulier peuvent être incompatibles et/ou en conflit. Il est recommandé que la documentation du PAG suffise à fournir des orientations dans de telles situations.

10 Structure de support

10.1 Généralités

La structure de support est un élément critique pour le PAG. La structure de support porte les charges découlant de l'éolienne. Si la surface balayée par le rotor est supérieure à 2 m², la

structure de support doit être incluse comme une partie du PAG et conçue comme indiqué dans l'Article 7.

Il est recommandé que toute éolienne et tout mât, qui ne peut pas être déposé à terre en toute sécurité pour maintenance, disposent d'un système antichutes pour l'ascension, la descente et les travaux au sommet du mât.

10.2 Exigences dynamiques

Une évaluation de la dynamique de l'éolienne doit être réalisée. Par expérimentation et/ou analyse, il doit être démontré qu'il n'existe pas de dynamique nuisible ou des conditions de résonance qui peuvent affecter la structure et/ou causer la perte des fonctions de commande. Pour plus d'informations, voir Annexe I.

10.3 Facteurs environnementaux

Il convient que la structure 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 les documents de conception.

10.4 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 (voir 9.4 et 9.5).

10.5 Fondations

Pour les éoliennes ayant une surface balayée par le rotor supérieure à 2 m², 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. Pour les éoliennes ayant une surface balayée par le rotor supérieure à 2 m², le fabricant doit concevoir un exemple de système de fondation pour des conditions de sol et des charges de calcul normales.

Pour les éoliennes ayant une surface balayée par le rotor inférieure ou égale à 2 m², se reporter à 11.2.3.2.

10.6 Charges de calcul au niveau de l'accès à l'éolienne

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 l'éolienne spécifiées dans les manuels appropriés (pour les charges, se référer à 7.4.11 et/ou 7.5.8).

11 Exigences en matière de documentation

11.1 Généralités

L'Article 11 fournit les exigences relatives aux manuels du PAG et à d'autres éléments de la documentation du produit.

11.2 Manuels du produit

11.2.1 Généralités

Les manuels du produit doivent fournir une description claire des exigences en matière d'assemblage, d'installation, de fonctionnement et de levage pour l'équipement du PAG, y compris les spécifications techniques de l'éolienne. 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.

L'ensemble de la documentation doit informer l'utilisateur qu'elle contient des consignes de sécurité importantes et qu'il convient de les conserver. La documentation doit mentionner le modèle d'éolienne, 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.

11.2.2 Spécification

Les informations suivantes doivent être fournies par le fabricant:

- a) fabricant;
- b) modèle;
- c) description générale des principaux composants;
- d) puissance de référence (W ou kW) devant être fournie seulement après la réalisation des essais;
- e) énergie annuelle de référence (kWh/an);
- f) diamètre du rotor (m) (si applicable);
- g) surface balayée (m²);
- h) nombre de pales;
- i) rotor face au vent ou sous le vent (si applicable);
- j) EAV ou EAH ou autre;
- k) poids du sommet du mât (kg);
- l) description du système de protection et d'arrêt;
- m) description du dispositif d'orientation;
- n) direction de rotation;
- o) vitesse de rotor et/ou plage de vitesse périphérique (r/min et/ou m/s) devant être fournie(s) seulement après la réalisation des essais;
- p) vitesse de démarrage (m/s) devant être fournie seulement après la réalisation des essais;
- q) vitesse de coupure (m/s);
- r) vitesse du vent extrême (rafale de 3 s avec une période de récurrence de 50 ans, m/s);
- s) classe de PAG (conçue, et si disponible, soumise à l'essai)
(s'il s'agit d'une classe S, une explication précise des paramètres de conception est requise);
- t) forme de puissance;
- u) puissance de sortie maximale (selon les définitions, avec P_{60} comme minimum);
- v) tension de sortie maximale (selon les définitions, avec $U_{0,2}$ comme minimum);
- w) courant(s) de sortie maximum (selon les définitions, avec i_{60} comme minimum);
- x) niveau de puissance acoustique déclaré à une vitesse du vent de 8 m/s (dB(A)) devant être fourni seulement après la réalisation des essais;
- y) plage de température de fonctionnement (°C);
- z) structures de support disponibles;

aa) durée de vie de conception (années).

11.2.3 Installation

11.2.3.1 Généralités

Le fabricant de PAG doit fournir les schémas, les procédures, les spécifications, les instructions et les nomenclatures relatives à l'assemblage, l'installation, le fonctionnement et le 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 figurer 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 sont à fournir 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.

11.2.3.2 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 doivent comprendre, de façon non limitative:

- des renseignements relatifs au raccordement mécanique entre l'éolienne et le mât;
- des renseignements relatifs au raccordement électrique entre l'éolienne 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 (et si un facteur de sécurité a été inclus ainsi que sa valeur);
- un exemple de conception de structure de support.

Pour les éoliennes ayant une surface balayée supérieure à 2 m², il est recommandé de fournir les renseignements susmentionnés. Pour ces éoliennes, les informations requises par 10.5 doivent être fournies en incluant des schémas d'un exemple de fondation mentionnant les conditions de sol, les charges de fonctionnement et les charges d'accès supposées.

11.2.4 Fonctionnement

Le document relatif au fonctionnement doit comporter des procédures spécifiques destinées au démarrage du PAG et à son arrêt en conditions externes normales. 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.

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 non programmée/d'assistance technique.

11.2.5 Maintenance et contrôles de routine

11.2.5.1 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. Cette documentation doit clairement mentionner et expliquer V_{maint} selon 8.4.

Si le fabricant exige que le PAG soit entretenu et réparé par un personnel formé, une mention à cet effet doit figurer sur la couverture du manuel de maintenance et de réparation:

"LES TRAVAUX DE MAINTENANCE ET LES RÉPARATIONS NE SONT À RÉALISER QUE PAR UN PERSONNEL FORMÉ".

11.2.5.2 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 9.3);
- 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 l'éolienne 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.

11.2.5.3 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.

11.2.5.4 Entretien

Le fabricant doit indiquer la périodicité de la maintenance de routine 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 de routine peut inclure, de façon non limitative:

- le graissage;
- les essais périodiques du système d'arrêt d'urgence/de survitesse;
- le réglage/remplacement du système de freinage;
- le remplacement des paliers, des brosses/bagues collectrices; et
- la maintenance requise sur tous les composants à durée de vie assurée pour qu'ils atteignent leur durée de vie de conception.

Si le fabricant exige que le PAG soit arrêté avant la maintenance de routine, 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 11.2.5.3 et 11.2.5.4.

11.2.5.5 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.

11.2.5.6 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.

11.3 Étiquette consommateur

Il est recommandé de fournir une étiquette consommateur conformément à l'Annexe M. Si c'est le cas, le rapport de mesure utilisé pour compléter l'étiquette consommateur doit satisfaire aux exigences de l'ISO/CEI 17025 et des normes en vigueur pertinentes utilisées pour définir les exigences relatives aux essais (par exemple, CEI 61400-12-1).

12 Marquage des éoliennes

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

- fabricant de l'éolienne et pays d'origine du fabricant;
- modèle, version et numéro de série;
- classes de PAG;

- forme de puissance;
- puissance de sortie maximale (selon les définitions, avec P_{60} comme minimum);
- tension de sortie maximale (selon les définitions, avec $U_{0,2}$ comme minimum);

Des renseignements supplémentaires peuvent inclure:

- date de production;
- masse du sommet du mât;
- vitesse du vent extrême (de survie) de conception (c'est-à-dire V_{e50});
- courant(s) de sortie maximum(s) (selon les définitions, avec i_{60} comme minimum);
- surface balayée.

II Essais de type

13 Essais

13.1 Généralités

L'Article 13 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 représentatifs de la conception du type d'éolienne 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 être documentés dans un rapport avec description complète des méthodes d'essai, des conditions d'essai, des caractéristiques de la machine soumise à essai 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/TS 61400-13 et la CEI 61400-11).

13.2 Essais destinés à vérifier les données de conception

13.2.1 Généralités

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

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

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

La vitesse du vent de conception est définie comme $1,4 V_{\text{ave}}$. La puissance de conception 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 doivent être mesurées à la charge électrique nominale.

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

Le couple de conception doit être dérivé de P_{design} et n_{design} ou peut être mesuré directement. L'efficacité de la transmission, η , doit être supposée donnée par l'Équation (49) en l'absence de valeurs s'avérant plus précises.

$$\eta = 0,6 + 0,005 P_{design} \text{ pour } P_{design} \leq 20 \text{ kW} \quad (49)$$

$$\eta = 0,7 \text{ pour } P_{design} > 20 \text{ kW}$$

$$Q_{design} = \frac{30 P_{design}}{\eta \pi m_{design}} \quad (50)$$

13.2.3 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.

- 1) En cas d'éoliennes à orientation passive avec mouvement libre du rotor autour de l'axe d'orientation et/ou d'effacement, cette vitesse d'orientation peut consister en une vitesse d'orientation du châssis de la nacelle et d'un composant de la vitesse d'effacement autour d'un axe parallèle à l'axe de rotation. En cas d'éoliennes à orientation passive, les valeurs mesurées ne peuvent pas être utilisées dans les calculs de charge simplifiée. Au contraire, les valeurs données par l'Équation (27) de 7.4.3 doivent être employées.
- 2) En cas d'éoliennes à orientation active avec mouvement contrôlé du rotor autour de l'axe d'orientation dans toutes les conditions, il convient d'utiliser les valeurs mesurées dans les calculs de charge simplifiée.
- 3) En cas d'éolienne à orientation semi-active ou orientation amortie avec mouvement du rotor partiellement restreint autour de l'axe d'orientation (par exemple, par l'utilisation de dispositifs destinés à limiter la vitesse ou l'accélération rotationnelle, tels que des amortisseurs), les valeurs mesurées peuvent être utilisées pour peu qu'il ait pu être démontré qu'il existe une limite supérieure aux valeurs mesurées, dans toutes les conditions de vent de fonctionnement. Si cela ne peut pas être démontré, les valeurs données par l'Équation (27) de 7.4.3 doivent être employées.

Si le fabricant souhaite mesurer la vitesse d'orientation pour la validation du modèle pour les points 2 et 3, il convient de prendre en compte les aspects suivants:

- les vitesses d'orientation sont fortement influencées par les conditions externes;
- l'interpolation ou l'extrapolation peut 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.

13.2.4 Vitesse de rotation maximale

La vitesse du rotor doit être mesurée à la condition d'éolienne la plus susceptible de 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 au moins 30 min supérieures à

15 m/s. A partir de ces données, la vitesse maximale du rotor doit être déterminée par interpolation ou extrapolation à V_{ref} , en tenant compte de tout changement visible d'inclinaison.

13.3 Essais des charges mécaniques

L'objet des mesures de charge peut être double: vérifier 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.

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 l'éolienne doivent être mesurées.

Si des mesures de charge sont effectuées afin de vérifier les charges de calcul, les données doivent être analysées de sorte qu'une comparaison valide soit possible avec les charges calculées. Les valeurs moyenne, minimale et maximale ainsi que l'écart type des données de charge appropriées doivent au moins 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/TS 61400-13.

13.4 Essai de durée

13.4.1 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 l'éolienne.

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

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

- 6) au moins 10 min à des vents de $2,2 V_{ave}$ et supérieurs mais pas inférieurs à 15,0 m/s, pendant lesquelles l'éolienne doit se trouver en fonctionnement normal.

Pour les éléments 5 et 6 ci-dessus:

- si l'éolienne est conçue pour être arrêtée à $1,8 V_{ave}$ alors la condition de production d'électricité peut être remplacée par un fonctionnement normal;
- si l'éolienne est conçue pour s'arrêter à cette vitesse du vent elle doit s'arrêter, si l'éolienne est conçue pour produire de l'énergie, elle doit produire de l'énergie.

Si l'éolienne est une éolienne de classe S, elle doit être conforme à tous les critères décrits ci-dessus, notamment l'exigence du minimum de 15 m/s.

L'intensité de turbulence moyenne à 15 m/s doit être rapportée. Cette intensité de turbulence est l'intensité de turbulence moyenne à tous les points de mesure avec une vitesse du vent moyennée sur 10 min comprise entre 14,5 m/s et 15,5 m/s.

La vitesse instantanée du vent la plus élevée (rafale de 3 s) se présentant pendant l'essai doit être mentionnée dans le rapport d'essai.

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 charge et une décharge normales du groupe de batteries pour les systèmes de recharge des batteries.

Des réparations légères sont autorisées mais doivent être rapportées conformément à 13.4.4.

La vitesse du vent est définie comme la moyenne sur 10 min d'échantillons de vitesse du vent mesurés à hauteur du moyeu (périodes de 10 min dérivées de données mesurées contiguës, telles que définies dans la CEI 61400-12-1) avec une fréquence d'échantillonnage d'au moins 0,5 Hz.

NOTE Pour convertir les données sur 1 min en données sur 10 min:

S'il apparaît nécessaire de convertir les données sur 1 min en données sur 10 min. La moyenne sur 10 min est simplement la moyenne des moyennes sur 1 min. Le minimum et le maximum sur 10 min sont simplement respectivement le minimum et le maximum des mesures sur 1 min.

L'écart type sur 10 min peut être calculé à partir de l'écart type sur 1 min avec l'équation suivante;

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\sigma_{1mini}^2 + \mu_{1mini}^2) - \left(\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\mu_{1mini}) \right)^2}$$

Simplifiée,

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (\sigma_{1mini}^2 + \mu_{1mini}^2) - (\mu_{10min})^2}$$

où

σ est l'écart type; et

μ est la valeur moyenne de l'ensemble de données fourni.

La production d'électricité signifie que l'éolienne produit une puissance positive comme mesurée par le capteur de puissance à la borne de charge électrique. Si la puissance moyenne sur 10 min est positive (après prise en compte des valeurs de décalages du signal de puissance), la période de 10 min complète doit être comptée dans les 2 500 h.

Les périodes de 10 min doivent être comptées dans les 250 h et 25 h de production d'électricité si la vitesse du vent moyenne sur 10 min est égale ou supérieure à $1,2 V_{ave}$ ou $1,8 V_{ave}$ respectivement.

Pour les essais de durée, les vents de toutes les directions peuvent être utilisés pour la comptabilisation des heures de production d'électricité. Il n'est pas nécessaire que le terrain satisfasse aux exigences utilisées pour les essais de performance de puissance (Annexe B ou CEI 61400-12-1). Il convient de placer et d'installer l'anémomètre de sorte que la vitesse du vent qu'il mesure soit représentative de la vitesse du vent à hauteur du moyeu de l'éolienne. Il convient de ne pas placer l'anémomètre à un endroit où la vitesse du vent lue dépasserait significativement ($> 5\%$) celle exercée sur l'éolienne.

13.4.2 Fonctionnement fiable

13.4.2.1 Généralités

Un fonctionnement fiable signifie:

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

13.4.2.2 Défaillance majeure

Si l'éolienne est modifiée pendant l'essai de quelque façon et non pour la maintenance programmée ou des contrôles, l'organisme d'essai déterminera si une telle modification résulte d'une défaillance majeure. Le jugement de l'organisme d'essai doit être consigné dans le rapport d'essai. Une défaillance majeure de l'éolienne comprend toute défaillance significative des composants du système qui affectent la sécurité et le fonctionnement de l'éolienne y compris les pales, l'arbre principal, l'alternateur, les paliers du dispositif d'orientation, la structure de support, le contrôleur ou l'onduleur.

13.4.2.3 Usure significative

Une usure significative 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 les dommages subis par les composants doivent être évalués par une inspection détaillée de l'éolienne peu après son installation et sa mise en service, relevant toutes les marques d'usure, de corrosion et de dommages présents avant le début de l'essai et une deuxième inspection détaillée à la fin de l'essai. Une telle inspection détaillée ne doit pas s'étendre au-delà de la taille de l'éolienne, des conséquences d'une défaillance et du statut de garantie des composants.

13.4.2.4 Fraction de la durée de service

Aux fins de cet essai, la fraction de la durée de service est définie comme le rapport du temps pendant lequel une éolienne a un comportement normal de conception sur la durée de l'essai dans n'importe quelle période d'évaluation, exprimé en pourcentage. Le comportement normal de conception comprend ce qui suit (selon l'applicabilité):

- la puissance de production de l'éolienne;
- 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 l'éolienne (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:

$$O = \frac{T_T - T_N - T_U - T_E}{T_T - T_U - T_E} \times 100 \% \quad (51)$$

où

T_T est la période totale à l'étude;

T_N est la durée pendant laquelle l'éolienne est notoirement non opérationnelle;

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

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

A noter que ni la durée pendant laquelle l'état de l'éolienne est inconnu, ni la durée qui est exclue du décompte de l'analyse ne comptent contre ou en faveur de la fraction de la durée de service.

Les conditions suivantes doivent être considérées comme étant des défaillances de l'éolienne et doivent faire partie de T_N :

- toute condition de défaillance de l'éolienne indiquée par le régulateur de turbine qui empêche l'éolienne de fonctionner;
- tout arrêt automatique de l'éolienne par son régulateur en raison d'une panne signalée;
- la sélection manuelle du mode de pause, d'arrêt ou d'essai qui empêche l'éolienne de fonctionner normalement aux fins de la maintenance de routine ou en cas de condition de défaillance perçue;
- les contrôles effectués sur l'éolienne 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 l'éolienne 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 l'éolienne.

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);
- toute durée de non-fonctionnement causée par autre chose que l'éolienne ou le fabricant;
- la sélection manuelle du mode de pause, d'arrêt ou d'essai qui empêche l'éolienne 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 l'éolienne 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 l'éolienne et les composants extérieurs à l'éolienne. Cette indication doit prendre en compte:

- l'interface mécanique entre l'éolienne et le sol;
- l'interface électrique entre l'éolienne et la charge; et
- l'interface de commande entre l'éolienne 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 l'éolienne 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.

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 l'éolienne à tout moment pendant l'essai de durée.

13.4.2.5 Dégradation de la production d'électricité

Afin de contrôler toute dégradation cachée de la performance de puissance de l'éolienne, 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. À 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. Il convient de n'utiliser dans cette analyse que les points de mesure qui sont considérés comme faisant partie du fonctionnement normal. Il convient de n'utiliser que les données prises dans le secteur de mesure pour éliminer de l'analyse les effets potentiels du terrain ou d'obstacles sur la vitesse du vent mesurée.

13.4.3 Comportement dynamique

Le comportement dynamique de l'éolienne doit être évalué afin de vérifier que le système ne présente pas de vibration excessive. Le comportement dynamique de l'éolienne doit être observé dans toutes les conditions de fonctionnement (par exemple, en charge, sans charge, avec effacement); pendant au moins 1 h au total; et à des vents allant de la vitesse de démarrage jusqu'à $1,8 V_{ave}$. Il convient de prêter une attention particulière aux vibrations et aux résonances du mât, au bruit de l'éolienne, au mouvement de l'empennage et au 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.

13.4.4 Rapport de l'essai de durée

Le rapport de l'essai de durée doit contenir les informations suivantes:

- a) Une identification et description de la configuration de conception spécifique de l'éolienne soumise à l'essai, comprenant:
 - fabricant de l'éolienne, nom du modèle, numéro de série, année de production;
 - classe de PAG déclarée par le fabricant pour la conception;
 - surface balayée;
 - diamètre du rotor (m) (si applicable);
 - hauteur du moyeu et type de mât;
 - description de charge (par exemple, connecté au réseau, charge de batteries) dont tension;

- version du logiciel de contrôle du système et points de consigne;
 - une description claire des limites de l'éolienne (limites électromécaniques et de commande).
- b) Une description du site d'essai, comprenant:
- une carte du site d'essai montrant les environs sur une distance radiale de 20 diamètres de rotor d'éolienne et indiquant topographie, emplacement de l'éolienne, tour météorologique, obstacles importants et autres éoliennes. La carte doit inclure une échelle;
 - des photographies prises dans la direction des quatre points cardinaux (Nord, Est, Sud, Ouest);
 - une photographie montrant l'éolienne et la tour météorologique, prise dans la direction du vent dominant;
 - la description de l'altitude du site et l'indication de la masse volumique typique de l'air;
 - une courbe montrant la température de l'air pendant la période d'essai.
- c) Une description du matériel d'essai:
- fabricant, modèle, numéro de série de tous les instruments utilisés;
 - emplacement des instruments sur la tour météorologique;
 - Une copie du certificat d'étalonnage pour chaque instrument;
 - la description de la méthode utilisée pour déterminer le statut de fonctionnement de l'éolienne;
 - la description de la fréquence d'échantillonnage.
- d) Description des techniques de réduction de données
- e) Une description des résultats de l'essai:
- une description de la date de début et de la date de fin de l'essai;
 - un tableau énumérant les heures de production d'électricité au-dessus de chaque seuil de vitesse du vent et les composants de la fraction de la durée de service présentés par mois (voir Annexe G);
 - l'intensité de turbulence moyenne à 15 m/s;
 - la vitesse instantanée du vent la plus élevée relevée au cours de l'essai (rafale maximale observée pendant 3 s);
 - un tableau énumérant les heures de chaque catégorie utilisé dans le calcul de la fraction de la durée de service pour chaque mois et les raisons de la classification pour tous les temps autres que T_T ;
 - une courbe de l'analyse de la dégradation énergétique et, le cas échéant, les raisons de la dégradation trouvée;
 - des transcriptions d'observations du comportement dynamique;
 - la classe de PAG pour laquelle l'essai de durée a été effectué (classe de l'éolienne d'essai).
- f) Maintenance/réparations/modification:
- enregistrements de toutes les opérations de maintenance effectuées sur l'éolienne;
 - enregistrement de toutes les réparations ou modifications qui ont été réalisées sur l'éolienne.
- g) Inspection après essai:
- toutes les découvertes faites lors de l'inspection après essai, photographies à l'appui.
- h) Écarts par rapport à la présente norme

- tout écart par rapport aux exigences du présent article doit être documenté précisément dans un autre article. Chaque écart doit être étayé par les éléments justificatifs et une estimation de ses effets sur les résultats de l'essai.

13.5 Essai mécanique des composants

13.5.1 Généralités

Un essai statique des pales est nécessaire pour toutes les turbines. Pour tous les autres composants porteurs de charge, si aucun calcul de composant n'a été effectué conformément à 7.9, ce composant doit être soumis à 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 pouvant interférer avec le fonctionnement sûr de l'éolienne ne peut survenir (par exemple, perte importante de rigidité, déformation plastique, fléchissement 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.

13.5.2 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 prévue par le modèle de charge simplifiée, modélisation de simulation ou des mesures, facteurs de sécurité inclus.

En cas de charges de calcul déterminées par le modèle de charge simplifié (7.4), la distribution supposée des charges sur la longueur de la pale peut être obtenue à l'aide des équations données en Annexe F.

Il convient d'utiliser un nombre représentatif de points de charge pour distribuer les charges sur la longueur de la pale durant l'essai. L'emplacement des points de charge et l'ampleur des charges doivent être sélectionnés pour fournir le moment de flexion en pied de pale requis et pour fournir, en moment de flexion, une distribution sur la longueur de la pale qui soit aussi proche que possible (supérieure ou égale) de la distribution en moment de flexion de l'hypothèse de charge de calcul représentée par l'essai.

La déviation périphérique ne doit pas dépasser l'espace à vide situé entre la pale et le mât ou une autre structure de support. Une marge de déviation périphérique suffisante doit être fournie pour couvrir les variations des propriétés ou de la géométrie du matériel ou des essais suffisants doivent être menés pour certifier la qualité des pales produites.

NOTE Dans certains cas, il peut être approprié de réaliser des essais pour plus d'une hypothèse de charge. Par exemple, un essai peut être nécessaire pour représenter les moments de flexion pour un rotor immobilisé et un deuxième essai pour représenter les charges centrifuges à la vitesse rotationnelle maximale.

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/TS 61400-23.

13.5.3 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 (facteurs de sécurité inclus) basée sur la charge maximale calculée.

13.5.4 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 avec arbre incliné, à la force axiale du rotor et à son propre poids. Aucun dommage ne peut survenir à la charge d'essai de calcul (facteurs de sécurité inclus) basée sur la charge maximale calculée.

13.5.5 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.

13.5.6 Essai du multiplicateur

Un essai du multiplicateur n'est pas requis mais il est recommandé de réaliser la conception et des essais conformément à la CEI 61400-4.

13.6 Sécurité et fonctionnement

L'objet de l'essai relatif à la sécurité et au fonctionnement est de vérifier que l'éolienne 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 inclure les fonctions critiques du système de commande et de protection qui nécessitent une vérification par essai, comme décrit dans les documents de conception. Ces fonctions critiques doivent inclure:

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

Autres éléments susceptibles d'être applicables:

- 6) la protection contre la vibration excessive;
- 7) la protection de la batterie contre la surtension et sous-tension;
- 8) l'arrêt d'urgence en fonctionnement normal;
- 9) la torsion des câbles;
- 10) l'anti-flotage (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 doit également faire l'objet d'essais. Ces essais peuvent inclure la simulation de l'événement critique ou de la condition opérationnelle. Par exemple, on doit avoir démontré que les PAG dotés de câbles d'arrêt conçus pour se déconnecter automatiquement en cas de torsion excessive des câbles fonctionnent correctement.

13.7 Essai d'environnement

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

13.8 Électrique

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 correspondantes. Par exemple, pour les générateurs, il convient d'effectuer des essais conformément aux CEI 60034-1, série CEI 60034-2, CEI 60034-5 et CEI 60034-8.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annexe A (informative)

Variantes de petits aérogénérateurs

A.1 Généralités

La modification d'une éolienne peut permettre de créer des variantes de l'éolienne d'origine ou de l'améliorer. En principe, les modifications concernent tous les aspects de l'éolienne. Les modifications qui peuvent affecter un certificat de type sont traitées dans la CEI 61400-22:2010 (voir entre autres 6.5.1).

Les concepts évoqués dans la présente Annexe A concernent l'évaluation de la conception et les essais de type.

Si plusieurs variantes d'une éolienne sont disponibles, une évaluation de conception complète doit être effectuée sur une configuration représentative. Il n'est nécessaire d'évaluer ou de soumettre à l'essai les autres variantes que dans la mesure où elles diffèrent de la configuration représentative. La décision d'effectuer une évaluation de conception des variantes ou bien un essai de type, un essai limité, aucun essai ou une combinaison de ces possibilités dépend des détails de l'écart par rapport à la configuration représentative. Pour prendre cette décision, il est essentiel d'avoir une bonne compréhension de la conception et une connaissance des faiblesses de cette conception.

Les exemples ci-dessous servent d'exemples:

A.2 Exemple 1: formes de puissance

Généralement, une éolienne disponible avec plusieurs formes de puissance (comme c.c. ou c.a., tensions de sorties différentes, 50 Hz ou 60 Hz, mais avec la même puissance) ne nécessite pas des évaluations de conception structurelle différentes sauf si la performance d'une configuration venait à exercer une contrainte supérieure à ou différente de la configuration représentative.

Cependant, une éolienne disponible avec plusieurs formes de puissance nécessiterait ordinairement des essais de performance séparés (puissance et acoustique). Des essais limités de performance peuvent être suffisants s'il peut être démontré que les configurations ont des caractéristiques de performance similaires à la configuration représentative.

Pour les éoliennes disponibles avec des onduleurs différents, des essais limités de performance et de durée peuvent être adéquats s'il peut être démontré que les configurations ont des charges, performances et caractéristiques fonctionnelles similaires à la configuration représentative.

A.3 Exemple 2: pales

Une éolienne disponible avec des pales conçues pour des conditions de vent de différents degrés (ce qui est un exemple de variation de la configuration structurelle) nécessite ordinairement des évaluations de conception, des essais de durée et des essais de pale statique séparés. Si l'évaluation de conception initiale et les essais de durée ont été menés sur la configuration la plus fortement exposée aux contraintes, des essais de durée supplémentaires ne sont pas requis. De plus, ces configurations nécessitent ordinairement des essais de performance séparés (puissance et acoustique).

A.4 Exemple 3: structures de support

Pour une éolienne disponible avec différents mâts ou différentes configurations de structure de support, un essai de durée n'est pas requis pour chaque mât ou structure de support s'il peut être démontré de façon adéquate, par calcul ou essai limité, que le comportement dynamique et statique d'un autre mât ou d'une structure de support différente n'entraîne pas le dépassement des limites de conception du système.

Noter que les modifications apparemment mineures apportées à une éolienne peuvent avoir des impacts importants. Par exemple, augmenter la taille d'un câble peut surcharger l'éolienne. De façon similaire, changer la couleur d'une peinture peut entraîner une surchauffe. Pour cette raison, il y a lieu de souligner particulièrement l'importance d'avoir une bonne compréhension de la conception du système et des conséquences des modifications.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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 de conception [W]
 - plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu
 $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
 - durée de vie de conception [années]
- 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, mesuré, autre)
 - modèle et paramètres de turbulence
 - vitesses du vent extrêmes à hauteur du moyeu V_{e1} et V_{e50} [m/s]
 - modèle et paramètres de rafale extrême pour des périodes de récurrence de 1 an et 50 ans
 - modèle et paramètres de changement extrême de direction pour des périodes de récurrence de 1 an 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 [%]
 - masse volumique 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 contre la foudre
- modèle et paramètres de tremblement de terre
- salinité

[g/m³]

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

Annexe C (informative)

Modèles de turbulence stochastiques

C.1 Généralités

Les modèles stochastiques suivants de turbulence 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 = longitudinale, 2 = latérale, et 3 = verticale);

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 suivant.

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	$8,1 A_1$	$2,7 A_1$	$0,66 A_1$
Légende σ_1 and A_1 sont l'écart type et les paramètres d'échelle de la turbulence, respectivement, spécifiés dans la présente norme.			

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:

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

où

$Coh(r, f)$ est la fonction de cohérence définie par l'amplitude complexe de la densité interspectrale 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 perpendiculaire à la direction moyenne du vent;

f est la fréquence en Hertz; et

$L_c = 3,5 A_1$ 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:

$$\frac{fS_1(f)}{\sigma_1^2} = \frac{4fL / V_{hub}}{(1 + 71 \times fL / V_{hub})^2)^{5/6}} \quad (C.4)$$

où

f est la fréquence en Hertz;

$L = 3,5 A_1$ 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:

$$\frac{fS_2(f)}{\sigma_2^2} = \frac{fS_3(f)}{\sigma_3^2} = 2fL / V_{hub} \times \frac{1 + 189 \times (fL / V_{hub})^2}{(1 + 71 \times fL / V_{hub})^2)^{11/6}} \quad (C.5)$$

où

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

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

La cohérence est donnée par:

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

où

x est $2\pi((f \times r / V_{hub})^2 + (0,12r / L)^2)^{0,5}$;

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 d'ordre fractionnaire.

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 .

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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 à déterminer le 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 surface 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:

$$f_1 = 0,0194 V_{\text{hub}} / A_1$$

$$f_2 = 4,0 f_1$$

$$f_3 = f_1 / 10,0$$

$$f_4 = 0,6 f_1$$

$$f_5 = f_4/10,0$$

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 10 min; et

D est le diamètre du rotor de l'éolienne.

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:

$$\begin{aligned} V_{\text{hub}}(t) &= ((v_1(0,0,t))^2 + (v_2(t))^2)^{0,5} \\ \theta_{\text{hub}}(t) &= \arctang \frac{v_2(t)}{v_1(0,0,t)} \end{aligned} \quad (\text{D.3})$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-2:2013

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

Les définitions de ces deux concepts sont les suivantes:

- 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 la présente norme, les facteurs de sécurité des matériaux reposent sur une probabilité de 95 % que le matériau dépasse 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 loi normale ou courbe en cloche. Cependant, on sait par expérience, toutefois, que le meilleur ajustement pour les composites est la loi de Weibull.

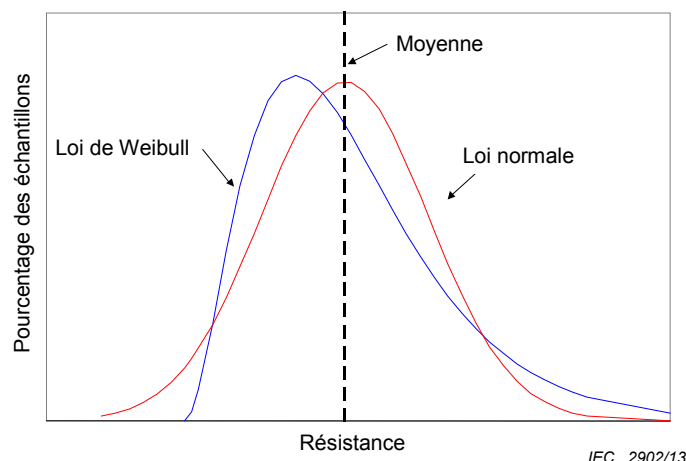


Figure E.1 – Loi normale et loi de Weibull

La loi normale est symétrique, ce qui signifie que pour chaque échantillon faible, il existe un échantillon fort correspondant. La loi 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 loi 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 la présente norme 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 loi 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. Il s'agit des éléments suivants:

- a) les matériaux et les configurations de matériau représentatives de la structure en vraie grandeur;
- b) la méthode de fabrication des échantillons d'essai qui sont typiques de la structure en vraie grandeur;
- c) les essais de fatigue et de charge spectrale;
- d) les effets sur l'environnement; et
- e) 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.).

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 est à 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 données 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 conséquence. 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) × facteur de sécurité (fatigue) × facteur de sécurité nominal = facteur de sécurité corrigé

Si des critères des points a) à e) ci-dessus ne sont pas satisfaits pour la base de données de matériaux, les recommandations suivantes 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]² 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, étant donné qu'ils s'appliquent aux propriétés locales de matériau, peuvent être nécessaires comme évoqué à l'Article E.5 ci-après. 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 excessivement conservateurs. Ces facteurs sont cohérents avec la référence [E.4]. Des données typiques se trouvent aux

² Les références entre crochets se réfèrent aux références listées à l'Article E.6.