

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Wind turbines –
Part 1: Design requirements**

**Eoliennes –
Partie 1: Exigences de conception**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400 1 ed 3.0:2005



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 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
Email: inmail@iec.ch
Web: 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.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

The IEC on-line Catalogue enables you to search by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

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.

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00



IEC 61400-1

Edition 3.0 2005-08

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Wind turbines –
Part 1: Design requirements**

**Eoliennes –
Partie 1: Exigences de conception**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XC

ICS 27.180

ISBN 2-8318-8161-7

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Terms and definitions	9
4 Symbols and abbreviated terms	17
4.1 Symbols and units	17
4.2 Abbreviations.....	19
5 Principal elements	20
5.1 General	20
5.2 Design methods.....	20
5.3 Safety classes	20
5.4 Quality assurance.....	21
5.5 Wind turbine markings.....	21
6 External conditions	21
6.1 General	21
6.2 Wind turbine classes	22
6.3 Wind conditions	23
6.4 Other environmental conditions.....	31
6.5 Electrical power network conditions.....	33
7 Structural design.....	33
7.1 General	33
7.2 Design methodology	34
7.3 Loads	34
7.4 Design situations and load cases	34
7.5 Load calculations.....	40
7.6 Ultimate limit state analysis.....	41
8 Control and protection system.....	47
8.1 General.....	47
8.2 Control functions	48
8.3 Protection functions.....	48
8.4 Braking system.....	49
9 Mechanical systems.....	50
9.1 General	50
9.2 Errors of fitting.....	50
9.3 Hydraulic or pneumatic systems.....	51
9.4 Main gearbox.....	51
9.5 Yaw system	51
9.6 Pitch system	52
9.7 Protection function mechanical brakes	52
9.8 Rolling bearings.....	52

10	Electrical system.....	53
10.1	General	53
10.2	General requirements for the electrical system	53
10.3	Protective devices.....	53
10.4	Disconnect devices	53
10.5	Earth system.....	53
10.6	Lightning protection.....	54
10.7	Electrical cables.....	54
10.8	Self-excitation	54
10.9	Protection against lightning electromagnetic impulse	54
10.10	Power quality	54
10.11	Electromagnetic compatibility	55
11	Assessment of a wind turbine for site-specific conditions.....	55
11.1	General	55
11.2	Assessment of the topographical complexity of the site	55
11.3	Wind conditions required for assessment	56
11.4	Assessment of wake effects from neighbouring wind turbines.....	57
11.5	Assessment of other environmental conditions	57
11.6	Assessment of earthquake conditions	58
11.7	Assessment of electrical network conditions.....	59
11.8	Assessment of soil conditions	59
11.9	Assessment of structural integrity by reference to wind data	59
11.10	Assessment of structural integrity by load calculations with reference to site specific conditions	60
12	Assembly, installation and erection	61
12.1	General	61
12.2	Planning	62
12.3	Installation conditions.....	62
12.4	Site access	62
12.5	Environmental conditions	62
12.6	Documentation.....	63
12.7	Receiving, handling and storage.....	63
12.8	Foundation/anchor systems.....	63
12.9	Assembly of wind turbine	63
12.10	Erection of wind turbine.....	63
12.11	Fasteners and attachments	63
12.12	Cranes, hoists and lifting equipment.....	64
13	Commissioning, operation and maintenance	64
13.1	General	64
13.2	Design requirements for safe operation, inspection and maintenance	64
13.3	Instructions concerning commissioning	65
13.4	Operator's instruction manual.....	66
13.5	Maintenance manual	68

Annex A (normative) Design parameters for describing wind turbine class S	69
Annex B (informative) Turbulence models	70
Annex C (informative) Assessment of earthquake loading.....	76
Annex D (informative) Wake and wind farm turbulence	77
Annex E (informative) Prediction of wind distribution for wind turbine sites by measure- correlate-predict (MCP) methods.....	80
Annex F (informative) Statistical extrapolation of loads for ultimate strength analysis	82
Annex G (informative) Fatigue analysis using Miner's rule with load extrapolation	85
Bibliography	90
Figure 1 – Normal turbulence model (NTM)	26
Figure 2 – Example of extreme operating gust.....	28
Figure 3 – Example of extreme direction change magnitude	29
Figure 4 – Example of extreme direction change	29
Figure 5 – Example of extreme coherent gust amplitude for ECD.....	29
Figure 6 – Direction change for ECD	30
Figure 7 – Example of direction change transient.....	30
Figure 8 – Examples of extreme positive and negative vertical wind shear, wind profile before onset ($t = 0$, dashed line) and at maximum shear ($t = 6$ s, full line).....	31
Figure 9 – Example of wind speeds at rotor top and bottom, respectively, illustrate the transient positive wind shear	31
Figure D.1 – Configuration – Inside a wind farm with more than 2 rows	79
Figure F.1 – Exceedance probability for largest out-of-plane blade bending load in 10 min (normalized by mean bending load at rated wind speed).....	84
Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes.....	23
Table 2 – Design load cases	36
Table 3 – Partial safety factors for loads γ_f	44
Table 4 – Terrain complexity indicators	56
Table B.1 – Turbulence spectral parameters for the Kaimal model.....	74

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

Part 1: Design requirements

FOREWORD

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

International Standard IEC 61400-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 1999. It constitutes a technical revision.

The main changes with respect to the previous edition are listed below:

- the title has been changed to "Design requirements" in order to reflect that the standard presents safety requirements rather than requirements for safety or protection of personnel;
- wind turbine class designations have been adjusted and now refer to reference wind speed and expected value of turbulence intensities only;

- turbulence models have been expanded and include an extreme turbulence model;
- gust models have been adjusted and simplified;
- design load cases have been rearranged and amended;
- the inclusion of turbulence simulations in the load calculations is emphasised and a scheme for extreme load extrapolation has been specified;
- the partial safety factors for loads have been adjusted and simplified;
- the partial safety factors for materials have been amended and specified in terms of material types and component classes;
- the requirements for the control and protection system have been amended and clarified in terms of functional characteristics;
- a new clause on assessment of structural and electrical compatibility has been introduced with detailed requirements for assessment, including information on complex terrain, earthquakes and wind farm wake effects.

This bilingual version (2007-03) replaces the English version.

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

FDIS	Report on voting
88/228/FDIS	88/232/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.

The French version of this standard has not been voted upon.

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

A list of all parts of IEC 61400 series, under the general title *Wind turbine generator systems*, can be found on the IEC website.

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

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

INTRODUCTION

This part of IEC 61400 outlines minimum design requirements for wind turbines and is not intended for use as a complete design specification or instruction manual.

Any of the requirements of this standard may be altered if it can be suitably demonstrated that the safety of the 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, organization, or corporation from the responsibility of observing other applicable regulations.

The standard is not intended to give requirements for wind turbines installed offshore, in particular for the support structure. A future document dealing with offshore installations is under consideration.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400 1 ed 3.0:2005

WIND TURBINES –

Part 1: Design requirements

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of wind turbines. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime.

This standard is concerned with all subsystems of wind turbines such as control and protection mechanisms, internal electrical systems, mechanical systems and support structures.

This standard applies to wind turbines of all sizes. For small wind turbines IEC 61400-2 may be applied.

This standard should be used together with the appropriate IEC and ISO standards mentioned in Clause 2.

2 Normative references

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

IEC 60204-1:1997, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60204-11:2000, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. and not exceeding 36 kV*

IEC 60364 (all parts), *Electrical installations of buildings*

IEC 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity*

IEC 61000-6-1:1997, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 1: Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 61000-6-2:1999, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 2: Immunity for industrial environments*

IEC 61000-6-4:1997, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 4: Emission standard for industrial environments*

IEC 61024-1:1990, *Protection of structures against lightning – Part 1: General principles*

IEC 61312-1:1995, *Protection against lightning electromagnetic impulse – Part 1: General principle*

IEC 61400-21:2001, *Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

IEC 61400-24: 2002, *Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection*

ISO 76:1987, *Rolling bearings – Static load ratings*

ISO 281:1990, *Rolling bearings – Dynamic load ratings and rating life*

ISO 2394:1998, *General principles on reliability for structures*

ISO 2533:1975, *Standard Atmosphere*

ISO 4354:1997, *Wind actions on structures*

ISO 6336 (all parts), *Calculation of load capacity of spur and helical gears*

ISO 9001:2000, *Quality management systems – Requirements*

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. The averaging time interval should be a whole 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 cycle

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

blocking (wind turbines)

use of a mechanical pin or other device (other than the ordinary mechanical brake) that cannot be released accidentally to prevent movement, for instance of the rotor shaft or yaw mechanism

3.5

brake (wind turbines)

device capable of reducing the rotor speed or stopping rotation

NOTE The brake may operate on, for example, aerodynamic, mechanical or electrical principles.

3.6

characteristic value

value having a prescribed probability of not being attained (i.e. an exceedance probability of less than or equal to a prescribed amount)

3.7

complex terrain

surrounding terrain that features significant variations in topography and terrain obstacles that may cause flow distortion

3.8

control functions (wind turbines)

functions of the control and protection system that based on information about the condition of the wind turbine and/or its environment, adjust the turbine in order to maintain it within its operating limits

3.9

cut-in wind speed

V_{in}

lowest wind speed at hub height at which the wind turbine starts to produce power in the case of steady wind without turbulence

3.10

cut-out wind speed

V_{out}

highest wind speed at hub height at which the wind turbine is designed to produce power in the case of steady wind without turbulence

3.11

design limits

maximum or minimum values used in a design

3.12

dormant failure

failure of a component or system which remains undetected during normal operation

3.13

downwind

in the direction of the main wind vector

3.14

electrical power network

particular installations, substations, lines or cables for the transmission and distribution of electricity

NOTE The boundaries of the different parts of this network are defined by appropriate criteria, such as geographical situation, ownership, voltage, etc.

3.15**emergency shutdown (wind turbines)**

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

3.16**environmental conditions**

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

3.17**external conditions (wind turbines)**

factors affecting operation of a wind turbine, including the environmental conditions (temperature, snow, ice, etc.) and the electrical network conditions

3.18**extreme wind speed**

value of the highest wind speed, averaged over t s, with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("recurrence period": N years)

NOTE In this standard recurrence periods of $N = 50$ years and $N = 1$ year and averaging time intervals of $t = 3$ s and $t = 10$ min are used. In popular language, the less precise term survival wind speed is often used. In this standard, however, the turbine is designed using extreme wind speeds for design load cases.

3.19**fail-safe**

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

3.20**gust**

temporary change in the wind speed

NOTE A gust may be characterised by its rise time, its magnitude and its duration.

3.21**horizontal axis wind turbine**

wind turbine whose rotor axis is substantially horizontal

3.22**hub (wind turbines)**

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

3.23**hub height (wind turbines)**

z_{hub}
height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the terrain surface (see 3.51, swept area)

3.24**idling (wind turbines)**

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

3.25

inertial sub-range

frequency interval of the turbulence spectrum, where eddies – after attaining isotropy – undergo successive break-up with negligible energy dissipation

NOTE At a typical 10 m/s wind speed, the inertial sub-range is roughly from 0, 2 Hz to 1 kHz.

3.26

limit state

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

[ISO 2394, modified]

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

3.27

logarithmic wind shear law

see 3.62

3.28

mean wind speed

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

3.29

nacelle

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

3.30

network connection point (wind turbines)

cable terminals of a single wind turbine or, for a wind power station, the connection point to the electrical bus of the site power collection system

3.31

network loss

loss of network for period exceeding any ride through provision in the turbine control system

3.32

normal shutdown (wind turbines)

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

3.33

operating limits

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

3.34

parked wind turbine

depending on the design of the wind turbine, parked refers to the turbine being either in a standstill or an idling condition

3.35**power collection system (wind turbines)**

electric system that collects the power from one or more wind turbines. It includes all electrical equipment connected between the wind turbine terminals and the network connection point

3.36**power law for wind shear**

see 3.62

3.37**power output**

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

NOTE (wind turbines) The electric power delivered by a wind turbine.

3.38**protection functions (wind turbine)**

functions of the control and protection system which ensure that a wind turbine remains within the design limits

3.39**rated power**

quantity of power assigned, generally by a manufacturer, for a specified operating condition of a component, device or equipment

NOTE (wind turbines) Maximum continuous electrical power output which a wind turbine is designed to achieve under normal operating and external conditions.

3.40**rated wind speed**

V_r

minimum wind speed at hub height at which a wind turbine's rated power is achieved in the case of steady wind without turbulence

3.41**Rayleigh distribution**

P_R

probability distribution function, see 3.63

3.42**reference wind speed**

V_{ref}

basic parameter for wind speed used for defining wind turbine classes. Other design related climatic parameters are derived from the reference wind speed and other basic wind turbine class parameters (see Clause 6)

NOTE A turbine designed for a wind turbine 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} .

3.43**rotationally sampled wind velocity**

wind velocity experienced at a fixed point of the rotating wind turbine rotor

NOTE The turbulence spectrum of a rotationally sampled wind velocity is distinctly different from the normal turbulence spectrum. While rotating, the blade cuts through a wind flow that varies in space. Therefore, the resulting turbulence spectrum will contain sizeable amounts of variance at the frequency of rotation and harmonics of the same.

3.44

rotor speed (wind turbines)

rotational speed of a wind turbine rotor about its axis

3.45

roughness length

z_0

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

3.46

scheduled maintenance

preventive maintenance carried out in accordance with an established time schedule

3.47

site data

environmental, seismic, soil and electrical network data for the wind turbine site. Wind data shall be the statistics of 10 min samples unless otherwise stated

3.48

standstill

condition of a wind turbine that is stopped

3.49

support structure (wind turbines)

part of a wind turbine comprising the tower and foundation

3.50

survival wind speed

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

NOTE In this standard, the expression is not used. Design conditions instead refer to extreme wind speed (see 3.18).

3.51

swept area

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

3.52

turbulence intensity

I

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

3.53

turbulence scale parameter

λ_1

wavelength where the non-dimensional, longitudinal power spectral density is equal to 0,05

NOTE The wavelength is thus defined as $\lambda_1 = V_{hub}/f_0$, where $f_0 S_1(f_0)/\sigma_1^2 = 0,05$.

3.54**turbulence standard deviation** σ_1

standard deviation of the longitudinal component of the turbulent wind velocity at hub height

3.55**ultimate limit state**

limit states which generally correspond to maximum load carrying capacity

[ISO 2394, modified]

3.56**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

3.57**upwind**

in the direction opposite to the main wind vector

3.58**vertical axis wind turbine**

wind turbine whose rotor axis is vertical

3.59**Weibull distribution** P_W

probability distribution function, see 3.63

3.60**wind farm**

see 3.61

3.61**wind power station**

group or groups of wind turbines, commonly called a wind farm

3.62**wind profile – wind shear law**

mathematical expression for assumed wind speed variation with height above ground

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

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

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

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

3.63

wind speed distribution

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

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

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

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

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 yield the corresponding probability density functions

3.64

wind shear

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

3.65

wind shear exponent

α

also commonly known as power law exponent, see 3.62

3.66

wind speed

V

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

NOTE It is also the magnitude of the local wind velocity (vector) (see 3.69).

3.67

wind turbine generator system (wind turbine)

system which converts kinetic energy in the wind into electrical energy

3.68**wind turbine site**

the location of an individual wind turbine either alone or within a wind farm

3.69**wind velocity**

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

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

3.70**wind turbine electrical system**

all electrical equipment internal to the wind turbine, up to and including the wind turbine terminals, including equipment for earthing, bonding and communications. Conductors local to the wind turbine, which are intended to provide an earth termination network specifically for the wind turbine, are included

3.71**wind turbine terminals**

point or points identified by the wind turbine supplier at which the wind turbine may be connected to the power collection system. This includes connection for the purposes of transferring energy and communications

3.72**yawing**

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

3.73**yaw misalignment**

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

4 Symbols and abbreviated terms**4.1 Symbols and units**

C	scale parameter of the Weibull distribution function	[m/s]
C_{CT}	turbulence structure correction parameter	
C_T	thrust coefficient	
Coh	coherence function	
D	rotor diameter	[m]
f	frequency	[s ⁻¹]
f_d	design value for material strength	[-]
f_k	characteristic value for material strength	[-]
F_d	design value for loads	[-]
F_k	characteristic value for loads	[-]
I_{ref}	expected value of hub-height turbulence intensity at a 10 min average wind speed of 15 m/s	[-]
I_{eff}	effective turbulence intensity	[-]

k	shape parameter of the Weibull distribution function	[-]
K	modified Bessel function	[-]
L	isotropic turbulence integral scale parameter	[m]
L_e	coherence scale parameter	[m]
L_k	velocity component integral scale parameter	[m]
m	Wöhler curve exponent	[-]
n_i	counted number of fatigue cycles in load bin i	[-]
$N(.)$	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	[years]
p	survival probability	[-]
$P_R(V_0)$	Rayleigh probability distribution, i.e. the probability that $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	Weibull probability distribution	[-]
r	magnitude of separation vector projection	[m]
s_i	the stress (or strain) level associated with the counted number of cycles in bin i	[-]
$S_1(f)$	power spectral density function for the longitudinal wind velocity component	[m ² /s]
S_k	one-sided velocity component spectrum	[m ² /s]
T	gust characteristic time	[s]
t	time	[s]
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_{eN}	expected extreme wind speed (averaged over three seconds), with a recurrence time interval of N years. V_{e1} and V_{e50} for 1 year and 50 years, respectively	[m/s]
V_{gust}	largest gust magnitude with an expected recurrence period of 50 years	[m/s]
V_{hub}	wind speed at hub height	[m/s]
V_{in}	cut-in wind speed	[m/s]
V_0	limit wind speed in wind speed distribution model	[m/s]
V_{out}	cut-out wind speed	[m/s]
V_r	rated wind speed	[m/s]
V_{ref}	reference wind speed	[m/s]
$V(y,z,t)$	longitudinal wind velocity component to describe transient horizontal wind shear	[m/s]
$V(z,t)$	longitudinal wind velocity component to describe transient variation for extreme gust and shear conditions	[m/s]

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	[-]
δ	coefficient of variation	[-]
Γ	gamma function	[-]
γ_f	partial safety factor for loads	[-]
γ_m	partial safety factor for materials	[-]
γ_n	partial safety factor for consequences of failure	[-]
$\theta(t)$	wind direction change transient	[deg]
θ_{cg}	angle of maximum deviation from the direction of the average wind speed under gust conditions	[deg]
θ_e	extreme direction change with a recurrence period of N years	[deg]
λ_1	turbulence scale parameter defined as the wavelength where the non-dimensional, longitudinal power spectral density, $fS_1(f)/\sigma_1^2$, is equal to 0,05	[m]
$\hat{\sigma}$	estimated turbulence standard deviation	[m/s]
$\hat{\sigma}_{\text{eff}}$	effective estimated turbulence standard deviation	[m/s]
σ_{wake}	wake turbulence standard deviation	[m/s]
$\hat{\sigma}_T$	maximum centre-wake turbulence standard deviation	[m/s]
$\hat{\sigma}_\sigma$	standard deviation of estimated turbulence standard deviation $\hat{\sigma}$	[m/s]
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 transversal wind velocity standard deviation	[m/s]
$E\langle \rangle$	expected value of parameter inside brackets	[-]
$Var\langle \rangle$	variance of parameter inside brackets	[-]

4.2 Abbreviations

A	abnormal (for partial safety factors)
a.c.	alternating current
d.c.	direct current
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change
EDC	extreme wind direction change
EOG	extreme operating gust

ETM	extreme turbulence model
EWM	extreme wind speed model
EWS	extreme wind shear
F	fatigue
N	normal and extreme (for partial safety factors)
NWP	normal wind profile model
NTM	normal turbulence model
S	special IEC wind turbine class
T	transport and erection (for partial safety factors)
U	ultimate

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. This specification of requirements applies to the design, manufacture, installation and manuals for operation and maintenance of a wind turbine and the associated quality management process. In addition, safety procedures, which have been established in the various practices that are used in the installation, operation and maintenance of wind turbine, are taken into account.

5.2 Design methods

This standard requires the use of a structural dynamics model to predict design loads. Such a model shall be used to determine the loads over a range of wind speeds, using the turbulence conditions and other wind conditions defined in Clause 6 and design situations defined in Clause 7. 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.

Data from full scale testing of a wind turbine may be used to increase confidence in predicted design values and to verify structural dynamics models and design situations.

Verification of the adequacy of the design shall be made by calculation and/or by testing. If test results are used in this verification, the external conditions during the test shall be shown to reflect the characteristic values and design situations defined in this standard. The selection of test conditions, including the test loads, shall take account of the relevant safety factors.

5.3 Safety classes

A wind turbine shall be designed according to one of the following two safety classes:

- a normal safety class which applies when a failure results in risk of personal injury or other social or economic consequence;

- a special safety class that applies when the safety requirements are determined by local regulations and/or the safety requirements are agreed between the manufacturer and the customer.

Partial safety factors, for normal safety class wind turbines, are specified in 7.6 of this standard.

Partial safety factors for special safety class wind turbines shall be agreed between the manufacturer and the customer. A wind turbine designed according to a special safety class is a class S wind turbine, as defined in 6.2.

5.4 Quality assurance

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

It is recommended that the quality system comply with the requirements of ISO 9001.

5.5 Wind turbine markings

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

- wind turbine manufacturer and country;
- model and serial number;
- production year;
- rated power;
- reference wind speed, V_{ref} ;
- hub height operating wind speed range, $V_{\text{in}} - V_{\text{out}}$;
- operating ambient temperature range;
- IEC wind turbine class (see Table 1);
- rated voltage at the wind turbine terminals;
- frequency at the wind turbine terminals or frequency range in the case that the nominal variation is greater than 2 %.

6 External conditions

6.1 General

The external conditions described in this clause shall be considered in the design of a wind turbine.

Wind turbines are subjected to environmental and electrical conditions that may affect their loading, durability and operation. To ensure the appropriate level of safety and reliability, 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 further divided into wind conditions and other environmental conditions. The electrical conditions refer to the electrical power network conditions. Soil properties are relevant to the design of wind turbine foundations.

The external conditions are subdivided into normal and extreme categories. The normal external conditions generally concern recurrent structural loading conditions, while the extreme external conditions represent rare external design conditions. The design load cases shall consist of potentially critical combinations of these external conditions with wind turbine operational modes and other design situations.

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

The normal and extreme conditions, which are to be considered for design according to wind turbine classes, are prescribed in the following subclauses.

6.2 Wind turbine classes

The external conditions to be considered for design are dependent on the intended site or site type for a wind turbine installation. Wind turbine classes are defined in terms of wind speed and turbulence parameters. The intention of the classes is to cover most applications. The values of wind speed and turbulence parameters are intended to represent many different sites and do not give a precise representation of any specific site, see 11.3. The wind turbine classification offers a range of robustness clearly defined in terms of the wind speed and turbulence parameters. Table 1 specifies the basic parameters, which define the wind turbine classes.

A further wind turbine class, class S, is defined for use when special wind or other external conditions or a special safety class, see 5.3, are required by the designer and/or the customer. The design values for the wind turbine class S shall be chosen by the designer and specified in the design documentation. For such special designs, the values chosen for the design conditions shall reflect an environment at least as severe as is anticipated for the use of the wind turbine.

The particular external conditions defined for classes I, II and III 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.

Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes¹

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

In Table 1, the parameter values apply at hub height and

V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min,

A designates the category for higher turbulence characteristics,

B designates the category for medium turbulence characteristics,

C designates the category for lower turbulence characteristics and

I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity² at 15 m/s.

In addition to these basic parameters, several other important parameters are required to completely specify the external conditions to be used in wind turbine design. In the case of the wind turbine classes I_A through III_C, later referred to as the standard wind turbine classes, the values of these additional parameters are specified in 6.3, 6.4 and 6.5.

The design lifetime for wind turbine classes I to III shall be at least 20 years.

For the wind turbine class S the manufacturer shall, in the design documentation, describe the models used and values of design parameters. Where the models in Clause 6 are adopted, statement of the values of the parameters will be sufficient. The design documentation of wind turbine class S shall contain the information listed in Annex A.

The abbreviations added in parentheses in the subclause headings in the remainder of this clause are used for describing the wind conditions for the design load cases defined in 7.4.

6.3 Wind conditions

A wind turbine shall be designed to safely withstand the wind conditions defined by the selected wind turbine class.

The design values of the wind conditions shall be clearly specified in the design documentation.

¹ The annual average wind speed no longer appears in Table 1 as a basic parameter for the wind turbine classes in this edition of the standard. The annual average wind speed for wind turbine designs according to these classes is given in equation (9).

² Note that I_{ref} is defined as the mean value in this edition of the standard rather than as a representative value.

The wind regime for load and safety considerations is divided into the normal wind conditions, which will occur frequently during normal operation of a wind turbine, and the extreme wind conditions that are defined as having a 1-year or 50-year recurrence period.

The wind conditions include a constant mean flow combined, in many cases, with either a varying deterministic gust profile or with turbulence. In all cases, the influence of an inclination of the mean flow with respect to a horizontal plane of up to 8° shall be considered. This flow inclination angle shall be assumed to be invariant with height.

The expression "turbulence" denotes random variations in the wind velocity from 10 min. averages. The turbulence model, when used, shall include the effects of varying wind speed, shears and direction and allow rotational sampling through varying shears. The three vector components of the turbulent wind velocity are defined as:

- longitudinal – along the direction of the mean wind velocity;
- lateral – horizontal and normal to the longitudinal direction, and
- upward – normal to both the longitudinal and lateral directions, i.e. tilted from the vertical by the mean flow inclination angle.

For the standard wind turbine classes, the random wind velocity field for the turbulence models shall satisfy the following requirements:

- a) the turbulence standard deviation, σ_1 , with values given in the following subclauses, shall be assumed to be invariant with height. The components normal to the mean wind direction shall have the following minimum standard deviations³:
 - lateral component – $\sigma_2 \geq 0,7\sigma_1$
 - upward component – $\sigma_3 \geq 0,5\sigma_1$
- b) the longitudinal turbulence scale parameter, Λ_1 , at hub height z shall be given by

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z & z \leq 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m} & z \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (5)$$

The power spectral densities of the three orthogonal components, $S_1(f)$, $S_2(f)$, and $S_3(f)$ shall asymptotically approach the following forms as the frequency in the inertial sub-range increases:

$$S_1(f) = 0,05 \sigma_1^2 (\Lambda_1 / V_{\text{hub}})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (6)$$

$$S_2(f) = S_3(f) = \frac{4}{3} S_1(f) \quad (7)$$

- c) a recognized model for the coherence, defined as the magnitude of the co-spectrum divided by the auto-spectrum for the longitudinal velocity components at spatially separated points in a plane normal to the longitudinal direction, shall be used.

The recommended turbulence model that satisfies these requirements is the Mann uniform shear turbulence model in Annex B. Another frequently used model that satisfy these requirements is also given in Annex B. Other models should be used with caution, as the choice may affect the loads significantly.

³ The actual values may depend on the choice of turbulence model and the requirements in b).

6.3.1 Normal wind conditions

6.3.1.1 Wind speed distribution

The wind speed distribution is significant for wind turbine design because it determines the frequency of occurrence of individual load conditions for the normal design situations. The mean value of the wind speed over a time period of 10 min shall be assumed to follow a Rayleigh distribution at hub height given by

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2\right] \quad (8)$$

where, in the standard wind turbine classes, V_{ave} shall be chosen as

$$V_{ave} = 0,2 V_{ref} \quad (9)$$

6.3.1.2 The 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 the standard wind turbine classes, the normal wind speed profile shall be given by the power law:

$$V(z) = V_{hub} (z/z_{hub})^\alpha \quad (10)$$

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.

6.3.1.3 Normal turbulence model (NTM)

For the normal turbulence model, the representative value of the turbulence standard deviation, σ_1 , shall be given by the 90 % quantile⁴ for the given hub height wind speed. This value for the standard wind turbine classes shall be given by

$$\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{hub} + b); \quad b = 5,6 \text{ m/s} \quad (11)$$

Values for the turbulence standard deviation σ_1 and the turbulence intensity σ_1/V_{hub} are shown in Figures 1a and 1b.

Values for I_{ref} are given in Table 1.

⁴ Note, if other quantiles are desired for additional optional load calculations, they may be approximated for the standard classes by assuming a log-normal distribution and

$$E\langle\sigma_1|V_{hub}\rangle = I_{ref}(0,75V_{hub} + c); \quad c = 3,8 \text{ m/s}$$

$$Var\langle\sigma_1|V_{hub}\rangle = (I_{ref}(1,4 \text{ m/s}))^2$$

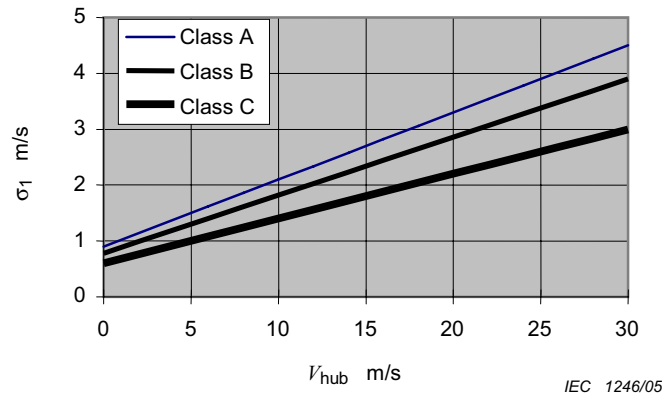


Figure 1a –Turbulence standard deviation for the normal turbulence model (NTM)

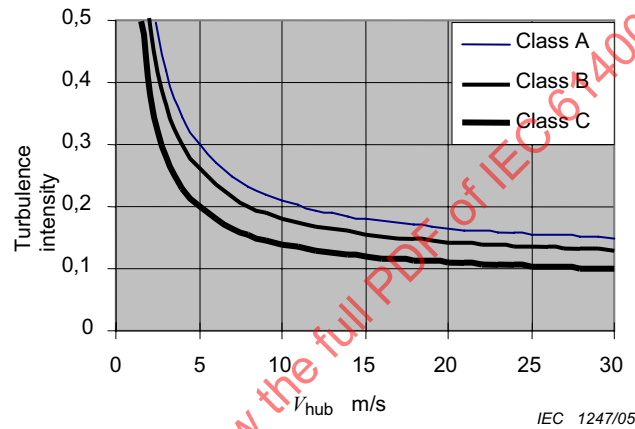


Figure 1b – Turbulence intensity for the normal turbulence model (NTM)

Figure 1 – Normal turbulence model (NTM)

6.3.2 Extreme wind conditions

The extreme wind conditions include wind shear events, as well as peak wind speeds due to storms and rapid changes in wind speed and direction.

6.3.2.1 Extreme wind speed model (EWM)

The EWM shall be either a steady or a turbulent wind model. The wind models shall be based on the reference wind speed, V_{ref} , and a fixed turbulence standard deviation, σ_1 .

For the steady extreme wind model, the extreme wind speed, V_{e50} , with a recurrence period of 50 years, and the extreme wind speed, V_{e1} , with a recurrence period of 1 year, shall be computed as a function of height, z , using the following equations:

$$V_{e50}(z) = 1,4 V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (12)$$

$$\text{and } V_{e1}(z) = 0,8 V_{e50}(z) \quad (13)$$

In the steady extreme wind model, allowance for short-term deviations from the mean wind direction shall be made by assuming constant yaw misalignment in the range of $\pm 15^\circ$.

For the turbulent extreme wind speed model, the 10 min average wind speeds as functions of z with recurrence periods of 50 years and 1 year, respectively, shall be given by

$$V_{50}(z) = V_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{0,11} \quad (14)$$

$$V_1(z) = 0,8 V_{50}(z) \quad (15)$$

The longitudinal turbulence standard deviation⁵ shall be:

$$\sigma_1 = 0,11 V_{\text{hub}} \quad (16)$$

6.3.2.2 Extreme operating gust (EOG)

The hub height gust magnitude V_{gust} ⁶ shall be given for the standard wind turbine classes by the following relationship:

$$V_{\text{gust}} = \text{Min} \left\{ 1,35(V_{e1} - V_{\text{hub}}); \quad 3,3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \right\} \quad (17)$$

where

σ_1 is given in equation (11);

Λ_1 is the turbulence scale parameter, according to equation (5);

D is the rotor diameter.

The wind speed shall be defined by the equation:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{\text{gust}} \sin(3\pi t / T) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (18)$$

where

$V(z)$ is defined in equation (10)

$T = 10,5$ s.

An example of the extreme operating gust ($V_{\text{hub}} = 25$ m/s, Class I_A, $D = 42$ m) is shown in Figure 2:

⁵ The turbulence standard deviation for the turbulent extreme wind model is not related to the normal (NTM) or the extreme turbulence model (ETM). The steady extreme wind model is related to the turbulent extreme wind model by a peak factor of approximately 3,5.

⁶ The gust magnitude was calibrated to together with the probability of an operation event such as starts and stops to give a recurrence period of 50 years.

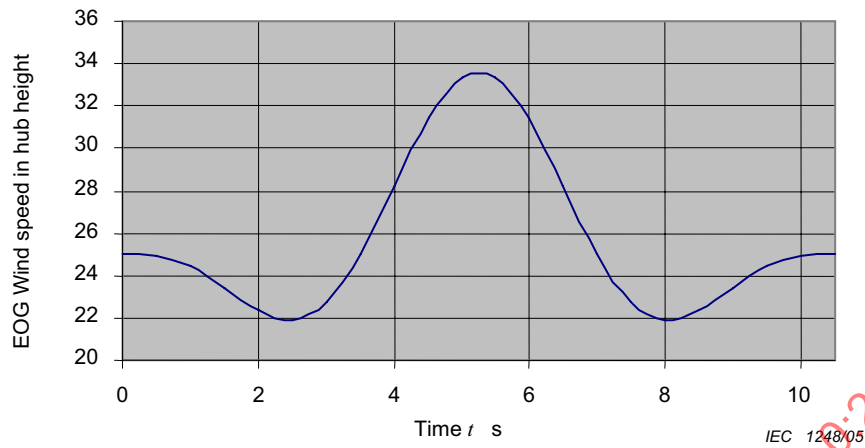


Figure 2 – Example of extreme operating gust

6.3.2.3 Extreme turbulence model (ETM)

The extreme turbulence model shall use the normal wind profile model in 6.3.1.2 and turbulence with longitudinal component standard deviation given by

$$\sigma_1 = c \cdot I_{\text{ref}} \left(0,072 \left(\frac{V_{\text{ave}}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{\text{hub}}}{c} - 4 \right) + 10 \right); \quad c = 2 \text{ m/s.} \quad (19)$$

6.3.2.4 Extreme direction change (EDC)

The extreme direction change magnitude θ_e , shall be calculated using the following relationship:

$$\theta_e = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{\text{hub}} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (20)$$

where

σ_1 is given by equation (11) for the NTM;

θ_e is limited to the interval $\pm 180^\circ$;

λ_1 is the turbulence scale parameter, according to equation (5); and

D is the rotor diameter.

The extreme direction change transient, $\theta(t)$, shall be given by

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t < 0 \\ \pm 0,5\theta_e(1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \theta_e & \text{for } t > T \end{cases} \quad (21)$$

where $T = 6$ s is the duration of the extreme direction change. 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. The wind speed shall follow the normal wind profile model in 6.3.1.2.

As an example, the magnitude of the extreme direction change with turbulence category A, $D = 42$ m, $z_{\text{hub}} = 30$ m is shown in Figure 3 for varying V_{hub} . The corresponding transient for $V_{\text{hub}} = 25$ m/s is shown in Figure 4.

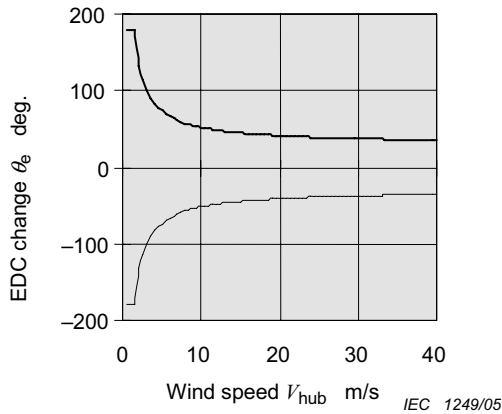


Figure 3 – Example of extreme direction change magnitude

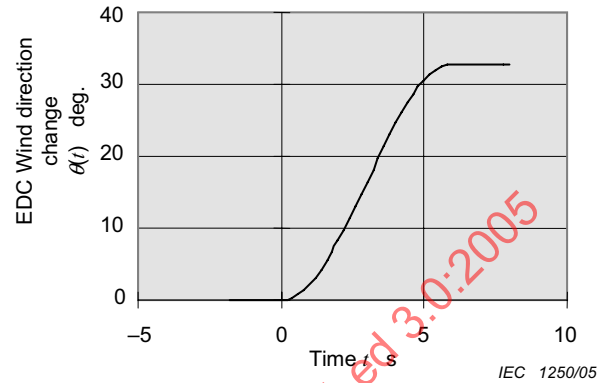


Figure 4 – Example of extreme direction change

6.3.2.5 Extreme coherent gust with direction change (ECD)

The extreme coherent gust with direction change shall have a magnitude of

$$V_{\text{cg}} = 15 \text{ m/s} \quad (22)$$

The wind speed shall be defined by

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5 V_{\text{cg}} (1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{\text{cg}} & \text{for } t \geq T \end{cases} \quad (23)$$

where $T = 10$ s is the rise time and the wind speed $V(z)$ is given by the normal wind profile model in 6.3.1.2. The rise in wind speed during the extreme coherent gust is illustrated in Figure 5 for $V_{\text{hub}} = 25$ m/s.

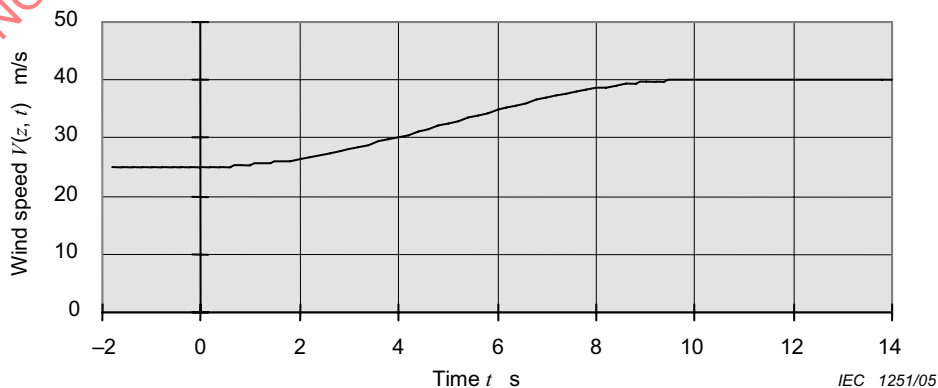


Figure 5 – Example of extreme coherent gust amplitude for ECD

The rise in wind speed shall be assumed to occur simultaneously with the direction change θ from 0° up to and including θ_{cg} , where the magnitude θ_{cg} is defined by

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{for } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ \text{ m/s}}{V_{hub}} & \text{for } 4 \text{ m/s} < V_{hub} < V_{ref} \end{cases} \quad (24)$$

The simultaneous direction change is then given by

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t < 0 \\ \pm 0,5\theta_{cg}(1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & \text{for } t > T \end{cases} \quad (25)$$

where $T = 10$ s is the rise time.

The direction change magnitude, θ_{cg} , and the direction change $\theta(t)$ are shown in Figures 6 and 7, as a function of V_{hub} and as a function of time for $V_{hub} = 25$ m/s, respectively.

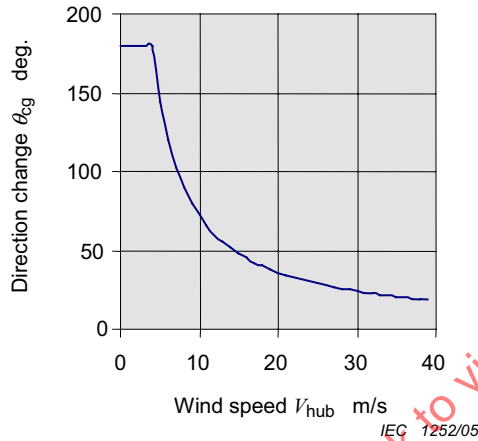


Figure 6 – Direction change for ECD

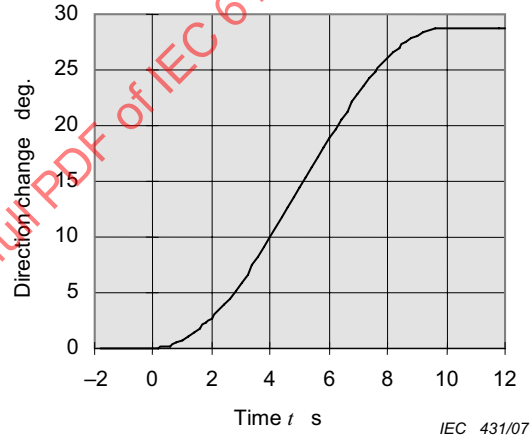


Figure 7 – Example of direction change transient

6.3.2.6 Extreme wind shear (EWS)

The extreme wind shear shall be accounted for using the following wind speed transients.

Transient (positive and negative) vertical shear:

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otherwise} \end{cases} \quad (26)$$

Transient horizontal shear:

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{\text{hub}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{\alpha} \pm \left(\frac{y}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{\text{hub}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{\alpha} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (27)$$

where for both vertical and horizontal shear:

$\alpha = 0,2$; $\beta = 6,4$; $T = 12$ s;

σ_1 is given by equation (11) for the NTM;

Λ_1 is the turbulence scale parameter, according to (5); and

D is the rotor diameter.

The sign for the horizontal wind shear transient shall be chosen so that the worst transient loading occurs. The two extreme wind shears are not applied simultaneously.

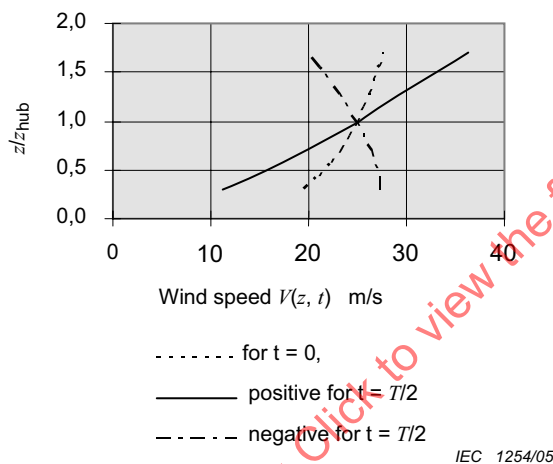


Figure 8 – Examples of extreme positive and negative vertical wind shear, wind profile before onset ($t = 0$, dashed line) and at maximum shear ($t = 6$ s, full line)

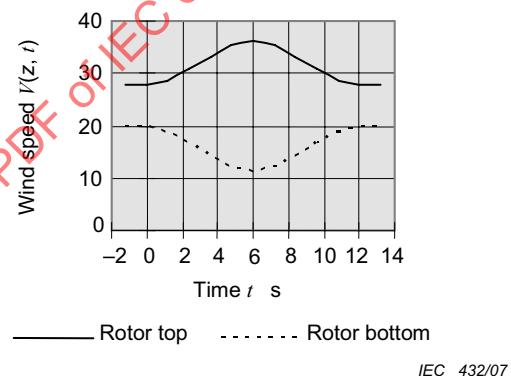


Figure 9 – Example of wind speeds at rotor top and bottom, respectively, illustrate the transient positive wind shear

As an example, the extreme vertical wind shear (turbulence category A, $z_{\text{hub}} = 30$ m, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s, $D = 42$ m) is illustrated in Figure 8, which shows the wind profiles before onset of the extreme event ($t = 0$ s) and at maximum shear ($t = 6$ s). Figure 9 shows the wind speeds at the top and the bottom of the rotor, to illustrate the time development of the shear (assumptions as in Figure 8).

6.4 Other environmental conditions

Environmental (climatic) conditions other than wind can affect the integrity and safety of wind turbines, by thermal, photochemical, corrosive, mechanical, electrical or other physical action. Moreover, combinations of climatic conditions may increase their effects.

The following other environmental conditions, at least, shall be taken into account and the resulting action stated in the design documentation:

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

An offshore environment requires additional consideration.

The climatic conditions taken into account shall be defined in terms of either representative values or limits of the variable conditions. The probability of simultaneous occurrence of climatic conditions shall be taken into account when the design values are selected.

Variations in climatic conditions within the normal limits corresponding to a 1-year recurrence period shall not interfere with the designed normal operation of a wind turbine.

Unless correlation exists, other extreme environmental conditions according to 6.4.2 shall be combined with normal wind conditions according to 6.3.1.

6.4.1 Normal other environmental conditions

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

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

When additional external conditions are specified by the designer, the parameters and their values shall be stated in the design documentation and shall conform to the requirements of IEC 60721-2-1.

6.4.2 Extreme other environmental conditions

The extreme other environmental conditions that shall be considered for wind turbine design are temperature, lightning, ice and earthquakes (see 11.6 for assessment of earthquake conditions).

6.4.2.1 Temperature

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

6.4.2.2 Lightning

The provisions of lightning protection required in 10.6, may be considered as adequate for turbine designs for the standard wind turbine classes.

6.4.2.3 Ice

No minimum ice requirements are given for the standard wind turbine classes.

6.4.2.4 Earthquakes

No minimum earthquake requirements are given for the standard wind turbine classes. For consideration of earthquake conditions and effects see 11.6 and Annex C.

6.5 Electrical power network conditions

The normal conditions at the wind turbine terminals to be considered are listed below.

Normal electrical power network conditions apply when the following parameters fall within the ranges stated below.

- Voltage – nominal value (according to IEC 60038) $\pm 10\%$.
- Frequency – nominal value $\pm 2\%$.
- Voltage imbalance – the ratio of the negative-sequence component of voltage not exceeding 2% .
- Auto-reclosing cycles – auto-reclosing cycle periods of $0,1\text{ s}$ to 5 s for the first reclosure and 10 s to 90 s for a second reclosure shall be considered.
- Outages – electrical network outages shall be assumed to occur 20 times per year. An outage of up to 6 h^7 shall be considered a normal condition. An outage of up to 1 week shall be considered an extreme condition.

7 Structural design

7.1 General

The integrity of the load-carrying components of the wind turbine structure shall be verified and an acceptable safety level shall be ascertained. The ultimate and fatigue strength of structural members shall be verified by calculations and/or tests to demonstrate the structural integrity of a wind turbine with the appropriate safety level.

The structural analysis shall be based on ISO 2394.

⁷ Six hours of operation is assumed to correspond to the duration of the severest part of a storm.

Calculations shall be performed using appropriate methods. Descriptions of the calculation methods shall be provided in the design documentation. The descriptions shall include evidence of the validity of the calculation methods or references to suitable verification studies. The load level in any test for strength verification shall correspond with the safety factors appropriate for the characteristic loads according to 7.6.

7.2 Design methodology

It shall be verified that limit states are not exceeded for the wind turbine design. Model testing and prototype tests may also be used as a substitute for calculation to verify the structural design, as specified in ISO 2394.

7.3 Loads

Loads described in 7.3.1 through 7.3.4, shall be considered for the design calculations.

7.3.1 Gravitational and inertial loads

Gravitational and inertial loads are static and dynamic loads that result from gravity, vibration, rotation and seismic activity.

7.3.2 Aerodynamic loads

Aerodynamic loads are static and dynamic loads that are caused by the airflow and its interaction with the stationary and moving parts of wind turbines.

The airflow is dependent upon the average wind speed and turbulence across the rotor plane, the rotational speed of the rotor, the density of the air, and the aerodynamic shapes of the wind turbine components and their interactive effects, including aero elastic effects.

7.3.3 Actuation loads

Actuation loads result from the operation and control of wind turbines. They are in several categories including torque control from a generator/inverter, yaw and pitch actuator loads and mechanical braking loads. In each case, it is important in the calculation of response and loading to consider the range of actuator forces available. In particular, for mechanical brakes, the range of friction, spring force or pressure as influenced by temperature and ageing shall be taken into account in checking the response and the loading during any braking event.

7.3.4 Other loads

Other loads such as wake loads, impact loads, ice loads, etc., may occur and shall be included where appropriate, see 11.4.

7.4 Design situations and load cases

This subclause describes the design load cases for a wind turbine and specifies a minimum number to be considered.

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

The load cases shall be determined from the combination of operational modes or other design situations, such as specific assembly, erection or maintenance conditions, 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. The design load cases used to verify the structural integrity of a wind turbine shall be calculated by combining:

- normal design situations and appropriate normal or extreme external conditions;
- fault design situations and appropriate external conditions;
- transportation, installation and maintenance design situations and appropriate external conditions.

If 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. As a minimum the design load cases in Table 2 shall be considered. In that table, the design load cases are specified for each design situation by the description of the wind, electrical and other external conditions.

If the wind turbine controller could, during design load cases with a deterministic wind model, cause the wind turbine to shutdown prior to reaching maximum yaw angle and/or wind speed, then it must be shown that the turbine can reliably shutdown under turbulent conditions with the same deterministic wind condition change.

Other design load cases shall be considered, if relevant to the structural integrity of the specific wind turbine design.

For each design load case, 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, with reference to material strength, blade tip deflection and structural stability.

The design load cases indicated with “U”, are classified as normal (N), abnormal (A), or transport and erection (T). Normal design load cases are expected to occur frequently within the lifetime of a turbine. The turbine is in a normal state or may have experienced minor faults or abnormalities. Abnormal design situations are less likely to occur. They usually correspond to design situations with severe faults that result in the activation of system protection functions. The type of design situation, N, A, or T, determines the partial safety factor γ_f to be applied to the ultimate loads. These factors are given in Table 3.

Table 2 – Design load cases

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{maint} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

The following abbreviations are used in Table 2:

DLC	Design load case
ECD	Extreme coherent gust with direction change (see 6.3.2.5)
EDC	Extreme direction change (see 6.3.2.4)
EOG	Extreme operating gust (see 6.3.2.2)
EWM	Extreme wind speed model (see 6.3.2.1)
EWS	Extreme wind shear (see 6.3.2.6)
NTM	Normal turbulence model (see 6.3.1.3)
ETM	Extreme turbulence model (see 6.3.2.3)
NWP	Normal wind profile model (see 6.3.1.2)
$V_{r\pm 2}$ m/s	Sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed
F	Fatigue (see 7.6.3)
U	Ultimate strength (see 7.6.2)
N	Normal
A	Abnormal
T	Transport and erection
*	Partial safety for fatigue (see 7.6.3)

When a wind speed range is indicated in Table 2, wind speeds leading to the most adverse condition for wind turbine design shall be considered. The range of wind speeds may be represented by a set of discrete values, in which case the resolution shall be sufficient to assure accuracy of the calculation⁸. In the definition of the design load cases reference is made to the wind conditions described in Clause 6.

7.4.1 Power production (DLC 1.1 – 1.5)

In this design situation, 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 rotor manufacture 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.

Design load cases (DLC) 1.1 and 1.2 embody the requirements for loads resulting from atmospheric turbulence that occurs during normal operation of a wind turbine throughout its lifetime (NTM). DLC 1.3 embodies the requirements for ultimate loading resulting from extreme turbulence conditions. DLC 1.4 and 1.5 specify transient cases that have been selected as potentially critical events in the life of a wind turbine.

The statistical analysis of DLC 1.1 simulation data shall include at least the calculation of extreme values of the blade root in-plane moment and out-of-plane moment and tip deflection. If the extreme design values of these parameters are exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the further analysis of DLC 1.1 may be omitted.

⁸ In general a resolution of 2 m/s is considered sufficient.

If the extreme design values of these parameters are not exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the factor c in equation (19) for the extreme turbulence model used in DLC 1.3 may be increased until the extreme design values computed in DLC 1.3 are equal or exceed the extreme design values of these parameters computed in DLC 1.1.

7.4.2 Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 – 2.4)

This design situation involves a transient event triggered by a fault or the loss of electrical network connection while the turbine is producing power. Any fault in the control and protection system, or internal fault in the electrical system, significant for wind turbine loading (such as generator short circuit) shall be considered. For DLC 2.1 the occurrence of faults relating to control functions or loss of electrical network connection shall be considered as normal events. For DLC 2.2, rare events, including faults relating to the protection functions or internal electrical systems shall be considered as abnormal. For DLC 2.3 the potentially significant wind event, EOG, is combined with an internal or external electrical system fault (including loss of electrical network connection) and considered as an abnormal event. In this case, the timing of these two events shall be chosen to achieve the worst loading. If a fault or loss of electrical network connection does not cause an immediate shutdown and the subsequent loading can lead to significant fatigue damage, the likely duration of this situation along with the resulting fatigue damage in normal turbulence conditions (NTM) shall be evaluated in DLC 2.4.

7.4.3 Start up (DLC 3.1 – 3.3)

This design situation includes all the events resulting in loads on a wind turbine during the transients from any standstill or idling situation to power production. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour.

7.4.4 Normal shut down (DLC 4.1 – 4.2)

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

7.4.5 Emergency shut down (DLC 5.1)

Loads arising from emergency shut down shall be considered.

7.4.6 Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 – 6.4)

In this design situation, the rotor of a parked wind turbine is either in a standstill or idling condition. In DLC 6.1, 6.2 and 6.3 this situation shall be considered with the extreme wind speed model (EWM). For DLC 6.4, the normal turbulence model (NTM) shall be considered.

For design load cases, where the wind conditions are defined by EWM, either the steady extreme wind model or the turbulent extreme wind model may be used. If the turbulent extreme wind model is used, the response shall be estimated using either a full dynamic simulation or a quasi-steady analysis with appropriate corrections for gusts and dynamic response using the formulation in ISO 4354.

If the steady extreme wind model is used, the effects of resonant response shall be estimated from the quasi-steady analysis above. If the ratio of resonant to background response (R/B) is less than 5 %, a static analysis using the steady extreme wind model may be used. If slippage in the wind turbine yaw system can occur at the characteristic load, the largest possible unfavourable slippage shall be added to the mean yaw misalignment. If the wind turbine has a yaw system where yaw movement is expected in the extreme wind situations (e.g. free yaw, passive yaw or semi-free yaw), the turbulent wind model shall be used and the yaw misalignment will be governed by the turbulent wind direction changes and the turbine yaw dynamic response. Also, if the wind turbine is subject to large yaw movements or change of equilibrium during a wind speed increase from normal operation to the extreme situation, this behaviour shall be included in the analysis.

In DLC 6.1, for a wind turbine with an active yaw system, a yaw misalignment of up to $\pm 15^\circ$ using the steady extreme wind model or a mean yaw misalignment of $\pm 8^\circ$ using the turbulent extreme wind model shall be imposed, provided restraint against slippage in the yaw system can be assured.

In DLC 6.2 a loss of the electrical power network at an early stage in a storm containing the extreme wind situation, shall be assumed. Unless power back-up is provided for the control and yaw system with a capacity for yaw alignment for a period of at least 6 h, the effect of a wind direction change of up to $\pm 180^\circ$ shall be analysed.

In DLC 6.3, the extreme wind with a 1-year recurrence period shall be combined with an extreme yaw misalignment. An extreme yaw misalignment of up to $\pm 30^\circ$ using the steady extreme wind model or a mean yaw misalignment of $\pm 20^\circ$ using the turbulent wind model shall be assumed.

In DLC 6.4, the expected number of hours of non-power production time at a fluctuating load appropriate for each wind speed where significant fatigue damage can occur to any components (e.g. from the weight of idling blades) shall be considered.

7.4.7 Parked plus fault conditions (DLC 7.1)

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. The fault condition shall be combined with EWM for a recurrence period of one year. Those conditions shall be either turbulent or quasi-steady with correction for gusts and dynamic response.

In case of a fault in the yaw system, yaw misalignment of $\pm 180^\circ$ shall be considered. For any other fault, yaw misalignment shall be consistent with DLC 6.1.

If slippage in the yaw system can occur at the characteristic load found in DLC 7.1, the largest unfavourable slippage possible shall be considered.

7.4.8 Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 – 8.2)

For DLC 8.1, the manufacturer shall state all the wind conditions and design situations assumed for transport, assembly on site, maintenance and repair of a wind turbine. The maximum stated wind conditions shall be considered in the design if they can produce significant loading on the turbine. The manufacturer shall allow sufficient margin between the stated conditions and the wind conditions considered in design to give an acceptable safety level. Sufficient margin may be obtained by adding 5 m/s to the stated wind condition.

In addition, DLC 8.2 shall include all transport, assembly, maintenance and repair turbine states which may persist for longer than one week. This shall, when relevant, include a partially completed tower, the tower standing without the nacelle and the turbine without one or more blades. It may be assumed that all blades are installed simultaneously. It shall be assumed that the electrical network is not connected in any of these states. Measures may be taken to reduce the loads during any of these states as long as these measures do not require the electrical network connection.

Blocking devices shall be able to sustain the loads arising from relevant situations in DLC 8.1. In particular, application of maximum design actuator forces shall be taken into account.

7.5 Load calculations

Loads as described in 7.3.1 through 7.3.4 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;
- the behaviour of the control and protection system of the wind turbine.

Dynamic simulations utilizing a structural dynamics model are usually used to calculate wind turbine loads. Certain load cases have a turbulent wind input. The total period of load data, for these cases, shall be long enough to ensure statistical reliability of the estimate of the characteristic load. At least six 10-min stochastic realizations (or a continuous 60 min period) shall be required for each mean, hub-height wind speed used in the simulations. However, for DLC 2.1, 2.2 and 5.1 at least 12 simulations shall be carried out for each event at the given wind speed. Since the initial conditions used for the dynamic simulations typically have an effect on the load statistics during the beginning of the simulation period, the first 5 s of data (or longer if necessary) shall be eliminated from consideration in any analysis interval involving turbulent wind input.

In many cases, the local strains or stresses for critical locations in a given wind turbine component are governed by simultaneous multi-axial loading. In this case, time series of orthogonal loads that are output from simulations are sometimes used to specify design loads.

When such orthogonal component time series are used to calculate fatigue and ultimate loads, they shall be combined to preserve both phase and magnitude. Thus, the direct method is based on the derivation of the significant stress as a time history. Extreme and fatigue prediction methods can then be applied to this single signal, avoiding load combination issues.

Ultimate load components may also be combined in a conservative manner assuming the extreme component values occur simultaneously.

7.6 Ultimate limit state analysis

7.6.1 Method

Partial safety factors account for the uncertainties and variability in loads and materials, the uncertainties in the analysis methods and the importance of structural components with respect to the consequences of failure.

7.6.1.1 Partial safety factors for loads and materials

To assure safe design values for the uncertainties and variability in loads and materials are taken into account by partial safety factors as defined in equations (28) and (29).

$$F_d = \gamma_f F_k \quad (28)$$

where

F_d is the design value for the aggregated internal load or load response to multiple simultaneous load components from various sources for the given design load case;

γ_f is the partial safety factor for loads; and

F_k is the characteristic value for the load.

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k \quad (29)$$

where

f_d are the design values for materials;

γ_m are the partial safety factors for materials; and

f_k are the characteristic values of material properties.

The partial safety factors for loads used in this standard take account of

- possible unfavourable deviations/uncertainties of the load from the characteristic value;
- uncertainties in the loading model.

The partial safety factors for materials used in this standard, as in ISO 2394, take account of

- possible unfavourable deviations/uncertainties of the strength of material from the characteristic value;
- possible inaccurate assessment of the resistance of sections or load-carrying capacity of parts of the structure;

- uncertainties in the geometrical parameters;
- uncertainties in the relation between the material properties in the structure and those measured by tests on control specimens;
- uncertainties in conversion factors.

These different uncertainties are sometimes accounted for by means of individual partial safety factors but in this standard as in most others, the load related factors are combined into one factor γ_f and the material related factors into one factor γ_m .

7.6.1.2 Partial safety factor for consequence of failure and component classes

A consequence of failure factor, γ_n , is introduced to distinguish between:

- Component class 1: used for "fail-safe" structural components whose failure does not result in the failure of a major part of a wind turbine, for example replaceable bearings with monitoring.
- Component class 2: used for "non fail-safe" structural components whose failures may lead to the failure of a major part of a wind turbine.
- Component class 3: used for "non fail-safe" mechanical components that link actuators and brakes to main structural components for the purpose of implementing non-redundant wind turbine protection functions described in 8.3.

For the ultimate limit state analysis of the wind turbine, the following four types of analysis shall be performed where relevant:

- analysis of ultimate strength (see 7.6.2);
- analysis of fatigue failure (see 7.6.3);
- stability analysis (buckling, etc.) (see 7.6.4);
- critical deflection analysis (mechanical interference between blade and tower, etc.) (see 7.6.5).

Each type of analysis requires a different formulation of the limit state function and deals with different sources of uncertainties through the use of safety factors.

7.6.1.3 Application of recognized material codes

When determining the structural integrity of elements of a wind turbine, national or international design codes for the relevant material may be employed. Special care shall be taken when partial safety factors from national or international design codes are used together with partial safety factors from this standard. It shall be ensured that the resulting safety level is not less than the intended safety level in this standard.

Different codes subdivide the partial safety factors for materials, γ_m , into several material factors accounting for separate types of uncertainty, for example inherent variability of material strength, extent of production control or production method. The material factors given in this standard correspond to the so-called "general partial safety factors for materials" accounting for the inherent variability of the strength parameters. If the code gives partial safety factors or uses reduction factors on the characteristic values to account for other uncertainties, these shall also be taken into account.

Individual codes may choose different factorisations of partial safety factors on the load and the material parts of the design verification. The division of factors intended here is the one defined in ISO 2394. If the division of factors in the code of choice deviates from that of ISO 2394, the necessary adjustments in the code of choice shall be taken into account in verifications according to this standard.

7.6.2 Ultimate strength analysis

The limit state function can be separated into load and resistance functions S and R so that the condition becomes

$$\gamma_n \cdot S(F_d) \leq R(f_d) \quad (30)$$

The resistance R generally corresponds with the maximum allowable design values of material resistance, hence $R(f_d) = f_d$, whilst the function S for ultimate strength analysis is usually defined as the highest value of the structural response, hence $S(F_d) = F_d$. The equation then becomes

$$\gamma_f F_k \leq \frac{1}{\gamma_m \gamma_n} f_k \quad (31)$$

For each wind turbine component assessed and for each load case in Table 2 where ultimate strength analysis is appropriate, the limit state condition in equation (31) shall be verified for the most critical limit state, identified on the basis of having the least margin.

In load cases involving turbulent inflow where a range of wind speeds is given, the exceedance probability for the characteristic load shall be calculated considering the wind speed distribution given in 6.3.1.1. Because many load calculations will involve stochastic simulations of limited duration, the characteristic load determined for the required recurrence period may be larger than any of the values computed in the simulation. Guidance for the calculation of characteristic loads using turbulent inflow is given in Annex F.

For DLC 1.1 the characteristic value of load shall be determined by a statistical load extrapolation and correspond to an exceedance probability, for the largest value in any 10-min period, of less than or equal to $3,8 \times 10^{-7}$, (i.e. a 50-year recurrence period) for normal design situations. For guidance see Annex F.

For load cases with specified deterministic wind field events, the characteristic value of the load shall be the worst case computed transient value. When turbulent inflow is used, the mean value among the worst case computed loads for different 10-min stochastic realisations shall be taken, except for DLC 2.1, 2.2 and 5.1, where the characteristic value of the load shall be the mean value of the largest half of the maximum loads.

7.6.2.1 Partial safety factors for loads

Partial safety factors for loads shall be at least the values specified in Table 3.

Table 3 – Partial safety factors for loads γ_f

Unfavourable loads			Favourable ⁹ loads
Type of design situation (see Table 2)			All design situations
Normal (N)	Abnormal (A)	Transport and erection (T)	
1,35*	1,1	1,5	0,9
* For design load case DLC 1.1, given that loads are determined using statistical load extrapolation at prescribed wind speeds between V_{in} and V_{out}, the partial load factor for normal design situations shall be $\gamma_f = 1,25$. If for normal design situations the characteristic value of the load response $F_{gravity}$ due to gravity can be calculated for the design situation in question, and gravity is an unfavourable load, the partial load factor for combined loading from gravity and other sources may have the value $\gamma_f = 1,1 + \varphi \zeta^2$ $\varphi = \begin{cases} 0,15 & \text{for DLC1.1} \\ 0,25 & \text{otherwise} \end{cases}$ $\zeta = \begin{cases} 1 - \frac{ F_{gravity} }{ F_k }; & F_{gravity} \leq F_k \\ 1; & F_{gravity} > F_k \end{cases}$			

Use of the partial safety factors for loads for normal and abnormal design situations specified in Table 3 requires that the load calculation model is validated by load measurements. These measurements shall be made on a wind turbine that is similar to the wind turbine design under consideration with respect to aerodynamics, control and dynamic response.

7.6.2.2 Partial safety factors for materials where recognized design codes are not available

Partial safety factors for materials shall be determined in relation to the adequacy of the available material properties test data. The value of the general partial safety factor for materials, γ_m , and accounting for the inherent variability of the strength parameter shall be

$$\gamma_m \geq 1,1 \quad (32)$$

when applied to characteristic material properties of 95 % survival probability, p , with 95 % confidence limit¹⁰. This value applies to components with ductile behaviour¹¹ whose failure may lead to the failure of a major part of a wind turbine, for example welded tubular tower, tower flange connection, welded machine frame or blade connections. Failure modes may comprise:

⁹ Pretension and gravity loads that significantly relieve the total load response are considered favourable loads. In the case of both favourable and unfavourable loads, equation (30) becomes

$$\gamma_n S(\gamma_{f,unfav} F_{k,unfav}, \gamma_{f,fav} F_{k,fav}) \leq R(f_d)$$

¹⁰ The characteristic strength parameters should be selected as the 95 % fractile (determined with 95 % confidence) or the certificate value for materials with established routines for testing of representative samples.

¹¹ Ductile behaviour includes not only ductile materials but also components which behave like ductile materials due to, for example internal redundancy.

- yielding of ductile materials;
- bolt rupture in a bolt connection with sufficient number of bolts to provide $1/\gamma_m$ of the strength following the failing of a single bolt.

For “non fail-safe” mechanical/structural components with non-ductile behaviour whose failures lead rapidly to the failure of a major part of a wind turbine, the general safety factor for materials shall be not less than:

- 1,2 for global buckling of curved shells such as tubular towers and blades, and
- 1,3 for rupture from exceeding tensile or compression strength.

To derive the global partial safety factors for materials from this general factor it is necessary to account for scale effects, tolerances and degradation due to external actions, for example ultraviolet radiation or humidity and defects that would not normally be detected.

Partial safety factors for consequences of failure:

Component class 1: $\gamma_n = 0,9$

Component class 2: $\gamma_n = 1,0$

Component class 3: $\gamma_n = 1,3$

7.6.2.3 Partial safety factors for materials for where recognized design codes are available

The combined partial safety factors for loads, materials and the consequences of failure, γ_f , γ_m , and γ_n , shall be not less than those specified in 7.6.2.1 and 7.6.2.2.

7.6.3 Fatigue failure

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. Thus, in this case, the accumulated damage over the design lifetime of a turbine shall be less than or equal to 1. Fatigue damage calculations shall consider the formulation, including effects of both cyclic range and mean strain (or stress) levels. All partial safety factors (load, material and consequences of failure) shall be applied to the cyclic strain (or stress) range for assessing the increment of damage associated with each fatigue cycle. An example formulation is given for Miner's rule in Annex G.

7.6.3.1 Partial safety factor for loads

The partial safety factor for loads, γ_f , shall be 1,0 for all normal and abnormal design situations.

7.6.3.2 Partial safety factors for materials where recognized codes are not available

The partial safety factor for materials γ_m shall be at least 1,5 provided that the SN curve is based on 50 % survival probability and coefficient of variation <15 %.

For components with large coefficient of variation for fatigue strength¹², i.e. 15 % to 20 % (such as for many components made of composites, for example reinforced concrete or fibre composites), the partial safety factor γ_m must be increased accordingly and at least to 1,7.

The fatigue strengths shall be derived from a statistically significant number of tests and the derivation of characteristic values shall account for scale effects, tolerances, degradation due to external actions, such as ultraviolet radiation, and defects that would not normally be detected.

For welded and structural steel, traditionally the 97,7 % survival probability is used as basis for the SN curves. In this case γ_m may be taken as 1,1. In cases, where it is possible to detect critical crack development through introduction of a periodic inspection programme, a lower value of γ_m may be used. In all cases, γ_m shall be larger than 0,9.

For fibre composites, the strength distribution shall be established from test data for the actual material. The 95 % survival probability with a confidence level of 95 % shall be used as a basis for the SN-curve. In that case γ_m may be taken as 1,2. The same approach may be used for other materials.

Partial safety factors for consequences of failure:

Component class 1: $\gamma_n = 1,0$

Component class 2: $\gamma_n = 1,15$

Component class 3: $\gamma_n = 1,3$.

7.6.3.3 Partial material factors where recognized design codes are available

The combined partial safety factors for loads, materials and consequences of failure shall not be less than those specified in 7.6.3.1 and 7.6.3.2, with due consideration of the quantiles specified in the code.

7.6.4 Stability

The load-carrying parts of “non fail-safe” components shall not buckle under the design load. For all other components, elastic buckling under the design load is acceptable. Buckling shall not occur in any component under the characteristic load.

A minimum value for the partial safety factor for loads, γ_f , shall be chosen in accordance with 7.6.2.1 to obtain the design value. The material partial safety factors shall be not less than those specified in 7.6.2.2.

7.6.5 Critical deflection analysis

It shall be verified that no deflections affecting structural integrity occur in the design conditions detailed in Table 2. One of the most important considerations is to verify that no mechanical interference between blade and tower will occur.

¹² Fatigue strength is defined here as stress ranges associated with given numbers of cycles.

The maximum elastic deflection in the unfavourable direction shall be determined for the load cases detailed in Table 2 using the characteristic loads. The resulting deflection is then multiplied by the combined partial safety factor for loads, material and consequences of failure.

Partial safety factor for loads

The values of γ_f shall be chosen from Table 3.

Partial safety factor for the elastic properties of materials

The value of γ_m shall be 1,1 except when the elastic properties have been determined by full-scale testing in which case it may be reduced to 1,0. Particular attention shall be paid to geometrical uncertainties and the accuracy of the deflection calculation method.

Partial safety factor for consequences of failure

Component class 1: $\gamma_n = 1,0$

Component class 2: $\gamma_n = 1,0$

Component class 3: $\gamma_n = 1,3$.

The elastic deflection shall then be added to the un-deflected position in the most unfavourable direction and the resulting position compared to the requirement for non-interference.

Direct dynamic deflection analysis may also be used. In this case, the characteristic deflection is determined in a manner consistent with the characteristic loads determined for each load case in Table 2. The exceedance probability in the most unfavourable direction shall be the same for the characteristic deflection as for the characteristic load. The characteristic deflection is then multiplied by the combined safety factor and added to the un-deflected position as described above.

7.6.6 Special partial safety factors

Lower partial safety factors for loads may be used where the magnitudes of loads have been established by measurement or by analysis confirmed by measurement to a higher than normal degree of confidence. The values of all partial safety factors used shall be stated in the design documentation.

8 Control and protection system

8.1 General

Wind turbine operation and safety shall be governed by a control and protection system that meets the requirements of this clause.

Manual or automatic intervention shall not compromise the protection functions. Any device allowing manual intervention must be clearly visible and identifiable, by appropriate marking where necessary.

Settings of the control and protection system shall be protected against unauthorised interference.

8.2 Control functions

The control functions of a wind turbine shall control the operation by active or passive means and keep the operating parameters within their normal limits. Where selection of control mode can be exercised, for example for maintenance, each mode shall override all other control, with the exception of the emergency stop button. Mode selection shall be governed by a selector, which can be locked in each position corresponding with a single mode. When certain functions are controlled numerically, access codes shall be provided to appropriately select the function.

The control functions may govern or otherwise limit functions or parameters such as

- power;
- rotor speed;
- connection of the electrical load;
- start-up and shutdown procedures;
- cable twist;
- alignment to the wind.

8.3 Protection functions

The protection functions shall be activated as a result of failure of the control function or of the effects of an internal or external failure or dangerous event. The protection functions shall maintain the wind turbine in a safe condition. The activation levels for the protection functions shall be set in such a way that the design limits are not exceeded.

The protection functions shall have higher priority than control functions, but not higher than the emergency stop button, in accessing the braking systems and equipment for network disconnection when triggered.

The protection functions shall be activated in such cases as

- overspeed;
- generator overload or fault;
- excessive vibration;
- abnormal cable twist (due to nacelle rotation by yawing).

The protection functions shall be designed for fail-safe operation. The protection functions shall in general be able to protect the wind turbine from any single failure or fault in a power source or in any non-safe-life component within the systems implementing the protection functions. Any single failure in the sensing or non-safe-life structural parts of the systems implementing the control functions shall not lead to malfunction of the protection functions.

If two or more failures are interdependent or have a common cause, they shall be treated as a single failure.

Measures shall be taken to reduce the risk from dormant failures. Non-safe-life components within the systems implementing protection functions shall fail to a safe condition or their condition shall be automatically monitored; in either case their failure shall result in a machine shutdown. Safe-life designed components shall be inspected at adequate intervals.

All non-fail-safe components required for implementation of non-redundant protection functions shall be considered in component class 3 with an appropriate consequences of failure partial safety factor defined in 7.6. All such protection system critical components shall be analysed for ultimate strength, fatigue, buckling and critical deflection.

In cases of conflict, the protection function shall overrule the control function.

The automatic or remote restart of a wind turbine shall not be possible where the shutdown was initiated by an internal fault or trip that is critical to the turbine safety. If such a fault or trip is followed by electrical network interruption or loss of load, automatic restart shall not be possible after return of electrical network or load.

An emergency stop button, which will override the control functions, shall bring the rotor to a complete stop in any wind speed less than the wind speed limit defined for maintenance and repair, see 7.4.8, and as a minimum to idling mode from any operation condition. In addition, activation of the emergency stop button shall de-energise the medium- and the high-voltage systems. Emergency stop buttons shall be provided at every major working place (e.g. nacelle and tower bottom). Disengagement of any emergency stop button following its use shall require an appropriate action. Following disengagement, automatic restart shall only be possible after manual clearance.

8.4 Braking system

The braking system shall be able to bring the rotor to idling mode or complete stop from any operation condition. Means shall be provided for bringing the rotor to a complete stop from a hazardous idling state in any wind speed less than the wind speed limit defined for maintenance and repair, see 7.4.8.

It is recommended that at least one braking system operate on an aerodynamic principle, as such acting directly on the rotor. If this recommendation is not met at least one braking system shall act on the rotor shaft or on the rotor of the wind turbine.

Brakes shall be designed to function even if their external power supply fails. A brake shall be able to keep the rotor in the full stop position for the defined wind conditions for at least one hour after the brake is applied. During longer periods of grid loss, it shall be possible to apply the brake by either an auxiliary power supply or by manual operation.

9 Mechanical systems

9.1 General

A mechanical system for the purposes of this standard is any system, which does not consist solely of static structural components, or electrical components, but uses or transmits relative motion through the combination of shafts, links, bearings, slides, gears and other devices. Within a wind turbine, these systems may include elements of the drive train such as gearboxes, shafts and couplings, and auxiliary items such as brakes, blade pitch controls, yaw drives. Auxiliary items may be driven by electrical, hydraulic or pneumatic means.

All mechanical systems in the drive train and in the control and protection system shall be designed according to IEC/ISO standards wherever available. Otherwise, recognized standards shall be used. Partial safety factors shall be consistent with component class 2 in 7.6.1.2, unless the systems falls into component class 3.

Particular care shall be taken to ensure that cooling and filtration systems can maintain the relevant operating conditions throughout the operating temperature range when the specified maintenance procedures are followed.

The remaining life of any component subject to wear in the brake system shall be monitored automatically and subject to regular inspection. The turbine shall be parked when there is insufficient material for further emergency stops. All brake devices shall be designed and maintained to keep the response time within acceptable levels.

Load calculation shall be based on simulations including both the mean braking level and a minimum braking level that allows for minimum friction and application pressure predicted for the design. If the brake is able to slip at the minimum braking level, when the brake is applied, it shall be designed to avoid overheating and brake performance impairment and to avoid risk of fire.

9.2 Errors of fitting

Errors likely to be made when fitting or refitting certain parts that could be a source of risk shall be made impossible by the design of such parts or, failing this, by information given on the parts themselves and/or housings. The same information shall be given on the moving parts and/or their housings where the direction of movement must be known to avoid a risk. Any further information that may be necessary shall be given in the operator's instruction and maintenance manuals.

Where a faulty connection can be a source of risk, incorrect connections shall be made impossible by the design or, failing this, precautions shall be taken to avoid faulty connection by information given on the pipes, hoses and/or connector blocks.

9.3 Hydraulic or pneumatic systems

Where auxiliary items are powered by hydraulic or pneumatic energy the systems must be so designed, constructed and equipped as to avoid all potential hazards associated with these types of energy. Means of isolating or discharging accumulated energy must be included in such systems. All pipes and/or hoses carrying hydraulic oil or compressed air and their attachments shall be designed to withstand or be protected from foreseen internal and external stresses. Precautions shall be taken to minimize risk of injury arising as a consequence of rupture.

9.4 Main gearbox

The main gearbox is to be considered as a class 2 component.

Gears shall be designed using appropriate calculation methods as described in ISO 6336-1 to ISO 6336-3. The material strength values shall be derived according to ISO 6336-5 and they shall at least correspond to the MQ quality. All relevant manufacturing tolerances and displacements shall be combined for the calculation of the face load distribution factor according to ISO 6336-1.

The safety factor S_H for pitting shall be calculated according to ISO 6336-2 using either method A or B. The direct Miner's rule shall be applied for the fatigue calculation. The calculated safety factor S_H shall be 1,2. This safety factor S_H includes the partial safety factor for consequence, material and load.

The safety factor S_F for tooth bending shall be calculated according ISO 6336-3 method A or B. The direct Miner's rule shall be used. The calculated safety factor S_F shall be at least 1,45. This safety factor S_F includes the partial safety factor for consequence, material and load.

For scuffing, fatigue loads have no significance, but even few high transient loads are able to initiate this failure especially with insufficient initial surface finish and at high lubricant temperature. The safety against scuffing shall be calculated using a relevant method, for example as described in ISO/TR 13989-1. The calculated safety factor S_S shall be at least 1,3.

Particular care shall be taken to ensure that the cooling and filtration systems can maintain the relevant lubrication state throughout the operating temperature range following the specified maintenance procedures.

9.5 Yaw system

The yaw system may consist of means to maintain a fixed yaw orientation (e.g. hydraulic brakes), means to change that orientation (e.g. electric motors, gearboxes and pinions) and means to guide the rotation (e.g. a bearing).

Any motors shall comply with relevant parts of Clause 10. For yaw gear systems with multiple yaw drives ensuring sufficient redundancy, the gears may be considered to be in component class 1. The safety factors S_H and S_F may then be reduced to 1,1 and 1,25. Otherwise component class 2 shall be used.

9.6 Pitch system

The pitch system may consist of means to adjust blade pitch angle (e.g. hydraulic actuators, electric motors, gearboxes, brakes and pinions) and means to guide the rotation (e.g. a bearing).

Any motors shall comply with relevant parts of Clause 10. For pitch systems with individual pitch drives/actuators ensuring sufficient redundancy, these may be considered to be in component class 2.

9.7 Protection function mechanical brakes

Where mechanical brakes are used for a protection function, they are generally friction devices applied by hydraulic or mechanical spring pressure. The remaining life of any wearing components, for example friction pads, shall be monitored by the control and protection system, which shall place the turbine in parked mode when insufficient material is available for a further emergency stop.

Load calculation shall be based on simulations including an appropriate range of the braking level. If the brake is able to slip in the standstill state at the minimum braking level, whenever the brake is to maintain the wind turbine in a stationary state, the period of slip in a turbulent wind must be sufficiently short to avoid overheating and brake performance impairment and to avoid a risk of fire.

9.8 Rolling bearings

The basis of rating analysis of rolling bearings shall be ISO 76 and ISO 281. For shaft bearings, for example main shaft, gearbox, the bearing lives (90 % survival probability) shall be at least 20 years. The calculation method shall consider the operating conditions. Any adjustment factors (i.e. a-factors) according to ISO 281 shall be applied with care.

Particular care shall be taken to ensure that cooling and filtration systems can maintain the relevant operating conditions throughout the operating temperature range with the specified maintenance procedures.

For bearings, design loads shall reflect the loads determined in the various load cases in 7.4 and appropriate safety factors in 7.6. The bearing design shall consider the expected amount of rotation during its lifetime and whether the rotations are continuous as in main shaft bearings or oscillating as in pitch and yaw bearings. Furthermore, consideration shall be given to the potential effect of insufficient lubrication due to small movement.

For slow bearings, the ratio of static rating to design load shall be at least 1,0 according to ISO 76. The load distribution due to flexibility of the connected parts shall be carefully considered.

10 Electrical system

10.1 General

The electrical system of a wind turbine installation comprises all electrical equipment installed in each individual wind turbine up to and including the wind turbine terminals; referred to below as the "wind turbine electrical system".

The power collection system is not covered by this standard.

10.2 General requirements for the electrical system

The design of the electrical system shall ensure minimal hazards to people and livestock as well as minimal potential damage to the wind turbine and external electrical system during operation and maintenance under all normal and extreme external conditions defined in Clause 6.

The electrical system, including all electrical equipment and components, shall comply with the relevant IEC standards. Specifically, the design of a wind turbine electrical system shall comply with the requirements of IEC 60204-1. For wind turbines that contain circuits at nominal voltages greater than 1000 V a.c. or 1500 V d.c. the design of a wind turbine electrical system shall comply with the requirements of IEC 60204-11. Fixed installations, not machine installations, shall comply with the requirements of IEC 60364. The manufacturer shall state the design standard(s) used. The design of the electrical system shall take into account the fluctuating nature of power generation from wind turbines.

10.3 Protective devices

A wind turbine electrical system shall, in addition to the requirements of IEC 60364, include suitable devices that ensure protection against malfunctioning of either the wind turbine or the external electrical system that may lead to an unsafe condition or state.

10.4 Disconnect devices

It shall be possible to disconnect a wind turbine electrical system from all electrical sources of energy as required for maintenance or testing.

Semiconductor devices shall not be used alone as disconnect devices.

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 energized while all other circuits are de-energized.

10.5 Earth system

The design of a wind turbine shall include a local earth electrode system to meet the requirements of IEC 60364 (for the correct operation of the electrical installation) and IEC 61024-1 (for lightning protection). The range of soil conditions for which the earth electrode system is adequate shall be stated in the design documentation, together with recommendations should other soil conditions be encountered.

The choice and installation of the equipment of the earthing arrangement (earth electrodes, earthing conductors, main earthing terminals and bars) shall be made in accordance with IEC 60364-5-54.

Provisions shall be made in any electrical system operating above 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. for earthing during maintenance.

10.6 Lightning protection

The lightning protection of a wind turbine shall be designed in accordance with IEC 61024-1. It is not necessary for protective measures to extend to all parts of the wind turbine, provided safety is not compromised. Guidance is given in IEC 61400-24.

10.7 Electrical cables

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 to avoid damage by service vehicles or farm equipment. Underground cables shall, if not protected by a conduit or duct, be marked by cable covers or suitable marking tape.

10.8 Self-excitation

Any electrical system that can alone self-excite a wind turbine shall be disconnected and remain safely disconnected in the event of loss of network power.

If a capacitor bank is connected in parallel with an induction generator (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 generator. Alternatively, if capacitors are fitted, it shall be sufficient to show that the capacitors cannot cause self-excitation.

10.9 Protection against lightning electromagnetic impulse

The over-voltage protection shall be designed in accordance with the requirements of IEC 61312-1.

The limits of the protection shall be so designed that any lightning electromagnetic impulse transferred to the electrical equipment will not exceed the limits governed by the equipment insulation levels.

10.10 Power quality

The power quality characteristics of the wind turbine shall be assessed in accordance with IEC 61400-21.

The procedures in IEC 61400-21 may be used to demonstrate compliance with the requirements of the operator of the public distribution or transmission network.

10.11 Electromagnetic compatibility

Emissions of conducted disturbances are covered in 10.9.

Emissions of radiated disturbances shall meet the requirements of IEC 61000-6-4.

Immunity to conducted disturbances is covered in 10.6.

Immunity to radiated disturbances shall meet the requirements of IEC 61000-6-1 or IEC 61000-6-2. The turbine manufacturer shall state which of these two standards applies to the wind turbine design.

11 Assessment of a wind turbine for site-specific conditions

11.1 General

Wind turbines are subject to environmental and electrical conditions including the influence of nearby turbines, which may affect their loading, durability and operation. In addition to these conditions, account has to be taken of the seismic, topographic and soil conditions at the wind turbine site. It shall be shown that the site-specific conditions do not compromise the structural integrity. The demonstration requires an assessment of the site complexity, see 11.2, and an assessment of the wind conditions at the site, see 11.3. For assessment of structural integrity two approaches may be used:

- a) a demonstration that all these conditions are no more severe than those assumed for the design of the wind turbine, see 11.9;
- b) a demonstration of the structural integrity for conditions, each equal to or more severe than those at the site, see 11.10.

If any conditions are more severe than those assumed in the design, the structural and electrical compatibility shall be demonstrated using the second approach.

The partial safety factors for loads in 7.6.2.1 assumes that the site assessment of the normal and extreme wind conditions has been carried out according to the minimum requirements in this clause.

11.2 Assessment of the topographical complexity of the site

The complexity of the site is characterised by the variations of the terrain topography from a plane. A site that fails to conform to all the restrictions of Table 4 is characterised as complex. The fitted plane slope, used in Table 4, denotes the slope of a plane that best fits the topographic variations within a specific distance from the wind turbine and passes through the wind turbine tower base. Accordingly, the terrain variation from the fitted plane denotes the distance, along a vertical line, between any surface point and the fitted plane. z_{hub} is the hub height of the wind turbine.

Table 4 – Terrain complexity indicators

Distance range from wind turbine	Max slope of fitted plane	Maximum terrain variation from a disc with radius $1,3 z_{hub}$ fitted to the terrain
$< 5 z_{hub}$ $< 10 z_{hub}$ $< 20 z_{hub}$	$< 10^\circ$	$< 0,3 z_{hub}$ $< 0,6 z_{hub}$ $< 1,2 z_{hub}$

The resolution of surface grids used for terrain complexity assessment must not exceed z_{hub} .

11.3 Wind conditions required for assessment

Values at the wind turbine site of the following parameters shall be estimated:

- the extreme 10-min average wind speed at hub height with a recurrence period of 50 years;
- wind speed probability density function $p(V_{hub})$ in the range of V_{in} to V_{out} ;
- ambient turbulence standard deviation $\hat{\sigma}$ (estimated as the mean value of the standard deviation of the longitudinal component¹³) and the standard deviation $\hat{\sigma}_\sigma$ of $\hat{\sigma}$ at V_{hub} between V_{in} and V_{out} and V_{hub} equal to V_{ref} ;
- flow inclination;
- wind shear¹⁴;
- air density.

Where there are no site data for the air density, it shall be assumed that the air density is consistent with the ISO 2533:1975, suitably corrected for annual average temperature.

The interval of any wind speed bin used in the above shall be 2 m/s or less, and the wind direction sectors shall be 30° or less. All parameters, except air density, shall be available as functions of wind direction, given as a 10-min average.

The site wind parameters¹⁵ shall be either

- measured in the range of $0,2 V_{ref}$ and $0,4 V_{ref}$ and extrapolated, or
- calculated from monitoring measurements made at the site, long-term records from local meteorological stations or from local codes or standards.

¹³ The longitudinal component of turbulence may be approximated by the horizontal component.

¹⁴ High shear values for extended periods of time have been reported for certain areas in connection with highly stratified flow or severe roughness changes. The external conditions in Clause 6 are not intended to cover such cases.

¹⁵ Attention should be given to wakes from significant structures within a distance from the wind turbine of 20 times the characteristic length of the structure.

If measurements are used, the site conditions shall be correlated with long-term data from available local meteorological stations unless they can otherwise be shown to be conservative. The monitoring period shall be sufficient to obtain a minimum of six months of reliable data. Where seasonal variations contribute significantly to the wind conditions, the monitoring period shall be long enough to conservatively include these effects.

The value of the standard deviation of the longitudinal component shall be determined using appropriate statistical techniques applied to measured and preferably de-trended data. Where topographical or other local effects may influence the turbulence intensity, these effects shall be represented in the data. The characteristics of the anemometer, sampling rate and averaging time used to obtain measured data shall be considered when evaluating the turbulence intensity.

11.4 Assessment of wake effects from neighbouring wind turbines

Wake effects from neighbouring wind turbines during power production shall be considered. The assessment of the suitability of the wind turbine at a site in a wind farm shall take into account the deterministic and turbulent flow characteristics associated with single or multiple wakes from upwind machines, including the effects of the spacing between the machines, for all ambient wind speeds and wind directions relevant to power production.

The increase in loading generally assumed to result from wake effects may be accounted for by the use of an effective turbulence intensity, which shall include adequate representation of the effect on loading of ambient turbulence and discrete and turbulent wake effects.

For fatigue calculations, the effective turbulence intensity I_{eff} may be derived according to Annex D.

For ultimate loads, I_{eff} may be assumed to be the maximum of wake turbulence intensities from neighbouring wind turbines as defined in Annex D.

$$I_{\text{eff}} = \frac{1}{V_{\text{hub}}} \max \{ \hat{\sigma}_T \} \quad (33)$$

It should be noted that for wind turbine spacing less than 3 diameters the validity of such models is uncertain and caution shall be exercised.

11.5 Assessment of other environmental conditions

The following environmental conditions shall be assessed for comparison with the assumptions made in the design of a wind turbine:

- normal and extreme temperature ranges;
- icing, hail and snow;
- humidity;
- lightning;
- solar radiation;
- chemically active substances;

- salinity.

11.6 Assessment of earthquake conditions

There are no earthquake resistance requirements for standard class turbines because such events are only design driving in a few regions of the world. No earthquake assessment analysis is required for sites already excluded by the applicable local seismic code due to their weak seismic action. For locations where the seismic load cases described below are critical, the engineering integrity shall be demonstrated for the wind turbine site conditions. The assessment may be based on Annex C. The evaluation of load shall take account of the combination of seismic loading with other significant, frequently occurring operational loads.

The seismic loading shall depend on ground acceleration and response spectrum requirements as defined in local codes. If a local code is not available or does not give the ground acceleration and response spectrum, an appropriate evaluation of these parameters shall be carried out.

The ground acceleration shall be evaluated for a 475-year recurrence period.

The earthquake loading shall be superposed with operational loading that shall be equal to the higher of

- loads during normal power production by averaging over the lifetime;
- loads during emergency shutdown for a wind speed selected so that the loads prior to the shutdown are equal to those obtained with a).

The partial safety factor for load for all load components shall be 1,0.

The seismic load evaluation may be carried out through frequency domain methods, in which case, the operational loads are added directly to the seismic load.

The seismic load evaluation may be carried out through time-domain methods, in which case, sufficient simulations shall be undertaken to ensure that the operational load is representative of the time averaged values referred to above.

The number of tower natural vibration modes used in either of the above evaluations shall be selected in accordance with a recognized seismic code. In the absence of such a code, consecutive modes with a total modal mass of 85 % of the total mass shall be used.

The evaluation of the resistance of the structure may assume elastic response only, or ductile energy dissipation. However, it is important that the latter is assessed correctly for the specific type of structure in use, in particular for lattice structures and bolted joints.

A conservative approach to the calculation and the combination of loads on the tower is provided in Annex C. This procedure shall not be used if it is possible that seismic action will cause significant loading of structures other than the tower.

11.7 Assessment of electrical network conditions

The external electrical conditions at the wind turbine terminals at a proposed site shall be assessed to ensure compatibility with the electrical design conditions. The external electrical conditions shall include the following¹⁶:

- normal voltage and range including requirements for remaining connected or disconnecting through specified voltage range and duration;
- normal frequency, range and rate of change, including requirements for remaining connected or disconnecting through specified frequency range and duration;
- voltage imbalance specified as a percentage negative phase-sequence voltage for symmetric and unsymmetrical faults;
- method of neutral grounding;
- method of ground fault detection / protection;
- annual number of network outages;
- auto-reclosing cycles;
- required reactive compensation schedule;
- fault currents and duration;
- phase-phase and phase-ground short-circuit impedance at the wind turbine terminals;
- background harmonic voltage distortion of the network;
- presence of power line carrier signalling if any and frequency of same;
- fault profiles for ride-through requirements;
- power factor control requirements;
- ramp rate requirements; and
- other grid compatibility requirements.

11.8 Assessment of soil conditions

The soil properties at a proposed site shall be assessed by a professionally qualified geotechnical engineer, with reference to available local building codes.

11.9 Assessment of structural integrity by reference to wind data

It is possible to complete the assessment of structural integrity by comparison of the wind parameter values for the site with those used in design. A wind turbine is suitable for a site when the following conditions are all satisfied:

- the site estimate of extreme 10-min average wind speed at hub height with a recurrence period of 50 years shall be less than V_{ref} ¹⁷;
- the site value of the probability density function of V_{hub} shall be less than the design probability density function (see 6.3.1.1) at all values of V_{hub} between the wind speed $0,2 V_{\text{ref}}$ and $0,4 V_{\text{ref}}$;

¹⁶ The turbine designer may need to take account of grid compatibility conditions. The above represent a set of minimum requirements. Local and national grid compatibility requirements need to be anticipated at the design stage.

¹⁷ Alternatively, the wind turbine site central estimate of extreme 3 s average wind speed at hub height with a recurrence period of 50 years should be less than V_{e50} .

- the representative value of the turbulence standard deviation, σ_1 , (see equation (11)) shall be greater or equal to the site value of the estimated 90 % quantile of the turbulence standard deviation at all values of V_{hub} between the wind speed $0,2 V_{ref}$ and $0,4 V_{ref}$, and i.e.

$$\sigma_1 \geq \hat{\sigma} + 1,28 \hat{\sigma}_\sigma \quad (34)$$

When the terrain is complex, the estimate of the standard deviation of the longitudinal component of turbulence shall be increased in order to account for the distortion of the turbulent flow¹⁸. The site flow inclination, taken as the maximum of all directions, shall be less than that specified in 6.3. Where there are no site data or calculations for the flow inclination and the terrain is complex, it shall be assumed that the flow is always parallel to the fitted plane, see 11.2, within a distance of $5 z_{hub}$ from the wind turbine.

The site average vertical wind shear exponent α , for direction shall be less than that specified in 6.3.1.2 and larger than zero. Where there are no site data for the wind shear, it shall be calculated taking topography and roughness into account.

The average site air density shall be less than that specified in 6.4.1 for wind speeds greater than or equal to V_r .

An adequate assessment of wake effects can be performed by verifying that the turbulence standard deviation σ_1 from the normal turbulence model is greater or equal to the estimated 90 % quantile of the turbulence standard deviation (including both ambient and wake turbulence) between the wind speed $0,2 V_{ref}$ and $0,4 V_{ref}$ (or when the turbine properties are known, between $0,6 V_r$ and V_{out}), i.e.:

$$\sigma_1 \geq I_{eff} \cdot V_{hub} + 1,28 \hat{\sigma}_\sigma \quad (35)$$

where I_{eff} for fatigue loads and extreme load calculations follows from 11.4.

11.10 Assessment of structural integrity by load calculations with reference to site specific conditions

The demonstration shall comprise a comparison of loads and deflections calculated for the specific wind turbine site conditions with those calculated during design, taking account of the reserve margins and the influence of the environment on structural resistance. The calculations shall account for variations of wind conditions with mean wind direction and speed, wake effects, etc.

Where there are no site data for the components of turbulence and the terrain is complex, it shall be assumed that the longitudinal, lateral and upward turbulence component standard deviations are equal.

¹⁸ The effect of complex terrain may be included by an additional multiplication with a turbulence structure correction parameter C_{CT} defined as

$$C_{CT} = \frac{\sqrt{1 + (\hat{\sigma}_2 / \hat{\sigma}_1)^2 + (\hat{\sigma}_3 / \hat{\sigma}_1)^2}}{1,375}$$

where ratios of the estimated standard deviations, $\hat{\sigma}_i$, correspond to hub height values. Where there are no site data for the components of turbulence and the terrain is complex, results of modelling or $C_{CT} = 1,15$ may be used .

In case of wake effects it shall be verified that structural integrity is not compromised for DLC 1.1 and 1.2 in which σ_1 in the normal turbulence model is replaced by the actual wake turbulence. This may be estimated by

$$\sigma_{\text{wake}} = I_{\text{eff}} V_{\text{hub}} + 1,28 \hat{\sigma}_{\sigma} \quad (36)$$

where I_{eff} for fatigue load and extreme load calculations follows from 11.4.

Since for fatigue load calculations, I_{eff} as defined in Annex D depends on the Wöhler curve exponent m of the material of the considered component, the loads on structural components with other material properties shall either be recalculated or assessed with the appropriate value of m .

For extreme load calculations, it is permitted to take into account the frequency of the wake situations and modify the load extrapolation in DLC 1.1 accordingly.

12 Assembly, installation and erection

12.1 General

The manufacturer of a wind turbine shall provide an installation manual clearly describing installation requirements for the wind turbine structure and equipment. The installation of a wind turbine shall be performed by personnel trained or instructed in these activities.

The site of a wind turbine facility shall be prepared, maintained, operated and managed so that work can be performed in a safe and efficient manner. This should include procedures to prevent unauthorised access where appropriate. The operator should identify and eliminate existing and potential hazards.

Checklists of planned activities shall be prepared and logs of completed work and results of that work should be kept.

When appropriate, installation personnel shall use approved eye, feet, hearing, and head protection. All personnel climbing towers, or working above ground or water level, should be trained in such work and shall use approved safety belts, safety climbing aids or other safety devices. When appropriate, a buoyancy aid should be used around water.

All equipment shall be kept in good repair and be suitable for the task for which it is intended. Cranes, hoists and lifting equipment, including all slings, hooks and other apparatus, shall be adequate for safe lifting.

Particular consideration should be given to installation of the wind turbine under unusual conditions, such as hail, lightning, high winds, earthquake, icing, etc.

In the case of a tower standing without a nacelle, appropriate means shall be taken to avoid critical wind speeds for vortex generated transverse vibrations. The critical wind speeds and precaution measures shall be included in the installation manual.

12.2 Planning

The assembly, erection and installation of wind turbine and associated equipment shall be planned in order that the work is carried out safely and in accordance with local and national regulations. In addition to procedures for quality assurance, the planning shall include, where appropriate, consideration of the following:

- rules for safe execution of excavation work;
- detailed drawings and specifications of the work and inspection plan;
- rules for the proper handling of embedded items, such as foundations, bolts, anchors and reinforcement steel;
- rules for concrete composition, delivery, sampling, pouring, finishing and placement of conduits;
- safety rules for blasting;
- procedures for installation of towers and other anchors.

12.3 Installation conditions

During the installation of a wind turbine, the site shall be maintained in such a state that it does not present safety risks.

12.4 Site access

Access to a site shall be safe and the following shall be taken into account:

- barriers and routes of travel;
- traffic;
- road surface;
- road width;
- clearance;
- access weight bearing capacity;
- movement of equipment at the site.

12.5 Environmental conditions

During installation, environmental limits specified by the manufacturer shall be observed. Items such as the following should be considered:

- wind speed;
- snow and ice;
- ambient temperature;
- blowing sand;
- lightning;
- visibility;
- rain.

12.6 Documentation

The manufacturer of a wind turbine shall provide drawings, specifications and instructions for assembly procedures, installation and erection of the wind turbine. The manufacturer shall provide details of all loads, weights, lifting points and special tools and procedures necessary for the handling and installation of the wind turbine.

12.7 Receiving, handling and storage

Handling and transport of wind turbine generator equipment during installation shall be performed with equipment confirmed to be suitable to the task and in accordance with the manufacturer's recommended practice.

Wind turbines are often sited on hilly terrain. Therefore, heavy equipment shall be set down in such a manner that it cannot shift. A suitably-sized, level lay-down area is preferred for all handling and assembly operations. Where this cannot be provided, all heavy equipment shall be securely blocked in a stable position.

Where there is risk of movement caused by the wind with risk of consequent damage, blades, nacelles, other aerodynamic parts and light crates shall be secured with ropes and stakes, or ground anchors.

12.8 Foundation/anchor systems

Where specified by the manufacturer for safe installation or assembly, special tools, jigs and fixtures and other apparatus shall be used.

12.9 Assembly of wind turbine

A wind turbine shall be assembled according to the manufacturer's instructions. Inspection shall be carried out to confirm proper lubrication and pre-service conditioning of all components.

12.10 Erection of wind turbine

A wind turbine shall be erected by personnel trained and instructed in proper and safe erection practices.

No part of a wind turbine electrical system shall be energized during erection unless it is necessary for the erection process. In this case, the energization of such equipment shall be carried out in accordance with a written procedure to be provided by the wind turbine supplier.

All elements where motion (rotation or translation) may result in a potential hazard shall be secured from unintentional motion throughout the erection process.

12.11 Fasteners and attachments

Threaded fasteners and other attachment devices shall be installed according to the wind turbine manufacturer's recommended torque and/or other instructions. Fasteners identified as critical shall be checked and procedures for confirming installation torque and other requirements shall be obtained and used.

In particular, inspection shall be carried out to confirm the following:

- proper assembly and connection of guys, cables, turn buckles, gin poles and other apparatus and devices;
- proper attachment of lifting devices required for safe erection.

12.12 Cranes, hoists and lifting equipment

Cranes, hoists and lifting equipment, including all hoisting slings, hooks and other apparatus required for safe erection, shall be adequate for safe lifting and final placement of the loads. Manufacturer's instructions and documentation with respect to erection and handling should provide information on expected loads and safe lifting points for components and/or assemblies. All hoisting equipment, slings and hooks shall be tested and certified for safe load.

13 Commissioning, operation and maintenance

13.1 General

The commissioning, operation, inspection, and maintenance procedures shall be specified in the wind turbine manual with due consideration of the safety of personnel.

The design shall incorporate provisions for safe access for inspection and maintenance of all components.

The requirements of Clause 10 also cover electrical measurement equipment temporarily installed in the wind turbine for the purpose of measurements.

When appropriate, operation and maintenance personnel shall use approved eye, foot, hearing and head protection. All personnel climbing towers, or working above ground or water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids or other safety devices. When appropriate, a buoyancy aid should be used around water.

13.2 Design requirements for safe operation, inspection and maintenance

The normal operation of a wind turbine by the operating personnel shall be possible at ground level. A tagged, local, manual override on the automatic/remote control system shall be provided.

External events detected as faults but not critical for the future safety of a wind turbine, such as loss and reinstatement of the electrical load, may allow automatic return to normal operation after completion of the shut down cycle.

Guards designed to protect personnel from accidental contact with moving components shall be fixed, unless frequent access is foreseen where they may be movable.

Guards shall

- be of robust construction;

- not be easy to by-pass;
- where possible, enable essential maintenance work to be carried out without their dismantling.

Provisions shall be made in the design for use of diagnostic fault-finding equipment.

In order to ensure the safety of inspection and maintenance personnel, the design shall incorporate

- safe access paths and working places for inspection and routine maintenance;
- adequate means to protect personnel from accidental contact with rotating components or moving parts;
- provision for securing lifelines and safety belts or other approved protection devices when climbing or working above ground level;
- provisions for blocking rotation of the rotor and yawing mechanism or other mechanical motion, such as blade pitching, during servicing according to wind conditions and design situations specified in DLC 8.1, as well as provisions for safe unblocking;
- warning signs for live conductors;
- suitable devices for the discharge of accumulated electricity;
- suitable fire protection for personnel;
- an alternative escape route from the nacelle.

Maintenance procedures shall require safety provisions for personnel entering any enclosed working space, such as hub or blade interior that ensures any dangerous situation will be known by standby personnel to immediately initiate rescue procedures if necessary.

13.3 Instructions concerning commissioning

The manufacturer shall provide instructions for commissioning.

13.3.1 Energization

The manufacturer's instructions shall include a procedure for initial energization of the wind turbine electrical system.

13.3.2 Commissioning tests

The manufacturer's instructions shall include the procedures for wind turbine testing after installation, to confirm proper, safe and functional operation of all devices, controls and apparatus. These shall include, but not be limited to

- safe start-up;
- safe shutdown;
- safe emergency shutdown;
- safe shutdown from overspeed or representative simulation thereof;
- function test of protection system.

13.3.3 Records

The manufacturer's instructions shall include the instruction that proper records shall be kept describing testing, commissioning, control parameters and results.

13.3.4 Post commissioning activities

At the completion of installation, and following operation for the manufacturer recommended running-in period, the specific actions that may be required by the manufacturer shall be completed.

These can include, but are not limited to preloading of fasteners, changing of lubrication fluids, checking other components for proper setting and operation and proper adjustment of control parameters.

The wind turbine site should be refurbished to remove hazards and prevent erosion.

13.4 Operator's instruction manual

13.4.1 General

An operator's instruction manual shall be supplied by the wind turbine manufacturer and augmented with information on special local conditions at the time of commissioning as appropriate. The manual shall include, but not be limited to:

- any requirements that the operation shall be performed by personnel suitably trained or instructed in this activity;
- safe operating limits and system descriptions;
- start-up and shutdown procedures;
- an alarms action list;
- emergency procedures plan;
- stated requirements that
 - when appropriate, approved eye, feet, hearing and head protection shall be used,
 - when appropriate, all personnel climbing towers, or working above ground or water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids or other safety devices,
 - when appropriate, a buoyancy aid should be used around water,
 - the manual shall be available to the operation and maintenance personnel in a language that can be read and understood by the operator.

13.4.2 Instructions for operations and maintenance records

The manual shall state that operations and maintenance records shall be kept and should include the following:

- wind turbine identification;
- energy produced;
- operating hours;

- shutdown hours;
- date and time of fault reported;
- date and time of service or repair;
- nature of fault or service;
- action taken;
- parts replaced.

13.4.3 Instructions for unscheduled automatic shutdown

The manual shall require that following any unscheduled automatic shutdown caused by a fault or malfunction, unless specified otherwise in the operations manual or instructions, the operator shall investigate the cause before a wind turbine is restarted. All unscheduled automatic shutdowns should be recorded.

13.4.4 Instructions for diminished reliability

The manual shall require that action shall be taken to eliminate the root cause of any indication or warning of abnormality or diminished reliability.

13.4.5 Work procedures plan

The manual shall require that the wind turbine shall be operated according to safe working procedures, taking account of the following:

- electrical systems operation;
- co-ordination of operation and maintenance;
- utility clearance procedures;
- tower climbing procedures;
- equipment handling procedures;
- activity during bad weather;
- communications procedures and emergency plans.

13.4.6 Emergency procedures plan

Probable emergency situations shall be identified in the operations manual and the required actions of the operating personnel prescribed.

The manual shall require that where there is a fire or apparent risk of structural damage to the wind turbine or its components, no one should approach the wind turbine unless the risk is specifically evaluated.

In preparing the emergency procedures plan, it shall be taken into account that the risk for structural damage may be increased by situations such as the following:

- overspeeding;
- icing conditions;
- lightning storms;
- earthquakes;
- broken or loose guy-wires;
- brake failure;
- rotor imbalance;

- loose fasteners;
- lubrication defects;
- sandstorms;
- fire, flooding;
- other component failures.

13.5 Maintenance manual

Each wind turbine model shall have a maintenance manual, which at a minimum consists of the maintenance requirements and emergency procedures specified by the wind turbine manufacturer. The manual shall also provide for unscheduled maintenance.

The maintenance manual shall identify parts subject to wear and indicate criteria for replacement.

Subjects which should also be covered in the manual include:

- any requirement that inspection and maintenance shall be carried out by personnel suitably trained or instructed in this activity, at the intervals specified in and in compliance with the instructions in the wind turbine maintenance manual;
- description of the subsystems of the wind turbine and their operation;
- lubrication schedule prescribing frequency of lubrication and types of lubricants or any other special fluids;
- recommissioning procedure;
- maintenance inspection periods and procedures;
- procedures for functional check of protection subsystems;
- complete wiring and interconnection diagram;
- guy cable inspection and re-tensioning schedules and bolt inspection and preloading schedules, including tension and torque loadings;
- diagnostic procedures and trouble-shooting guide;
- recommended spare parts list;
- set of field assembly and installation drawings;
- tooling list.

Annex A (normative)

Design parameters for describing wind turbine class S

For wind turbine class S turbines, the following information shall be given in the design documentation.

Machine parameters

Rated power	[kW]
Hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$	[m/s]
Design life time	[years]

Wind conditions

Turbulence intensity as a function of mean wind speed used for the NTM and ETM	
Annual average wind speed	[m/s]
Average inclined flow	[deg]
Wind speed distribution (Weibull, Rayleigh, measured, other)	
Wind profile model and parameters	
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	
Extreme wind shear 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/year]
Auto-reclosing cycles (description)	
Behaviour during symmetric and unsymmetrical external faults (description)	

Other environmental conditions (where taken into account)

Design conditions in case of offshore wind turbine (water depth, wave conditions, etc.)	
Normal and extreme temperature ranges	[°C]
Relative humidity of the air	[%]
Air density	[kg/m ³]
Solar radiation	[W/m ²]
Rain, hail, snow and icing	
Chemically active substances	
Mechanically active particles	
Description of lightning protection system	
Earthquake model and parameters	
Salinity	[g/m ³]

Annex B (informative)

Turbulence models

Two turbulence models are given here for design load calculations. The turbulent velocity fluctuations are assumed to be a stationary, random vector field whose components have zero-mean Gaussian statistics. The first model is recommended.

- 1) The Mann uniform shear model, and
- 2) the Kaimal spectral and exponential coherence model.

Parameters for the models have been selected to satisfy the general turbulence requirements given in 6.3.

B.1 Mann (1994) uniform shear turbulence model

The description of this model differs somewhat from the previous models in that a three-dimensional velocity spectral tensor is defined. The model assumes that the isotropic von Karman (1948) energy spectrum is rapidly distorted by a uniform, mean velocity shear. The resulting spectral tensor components are given by

$$\Phi_{11}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (k_0^2 - k_1^2 - 2k_1(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_1 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1^2) \quad (B.1)$$

$$\Phi_{22}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (k_0^2 - k_2^2 - 2k_2(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_2 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_2^2) \quad (B.2)$$

$$\Phi_{33}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k^4} (k_1^2 + k_2^2) \quad (B.3)$$

$$\Phi_{12}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^4} (-k_1k_2 - k_1(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_2 - k_2(k_3 + \beta(k)k_1)\zeta_1 + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1\zeta_2) \quad (B.4)$$

$$\Phi_{13}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2 k^2} (-k_1(k_3 + \beta(k)k_1) + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_1) \quad (B.5)$$

$$\Phi_{23}(k_1, k_2, k_3) = \frac{E(k_0)}{4\pi k_0^2 k^2} (-k_2(k_3 + \beta(k)k_1) + (k_1^2 + k_2^2)\zeta_2) \quad (B.6)$$

where

$$\Phi_{ij}(k_1, k_2, k_3) = \Phi_{ji}^*(k_1, k_2, k_3) = \frac{1}{8\pi^3} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} R_{ij}(\delta_1, \delta_2, \delta_3) e^{-ik_1\delta_1} e^{-ik_2\delta_2} e^{-ik_3\delta_3} d\delta_1 d\delta_2 d\delta_3,$$

$$R_{ij}(\delta_1, \delta_2, \delta_3) = \frac{1}{\sigma_{iso}^2} E \langle u_i(x_1, x_2, x_3) u_j(x_1 + \ell\delta_1, x_2 + \ell\delta_2, x_3 + \ell\delta_3) \rangle,$$

= a non-dimensional correlation tensor,

u_1, u_2, u_3 = the longitudinal, lateral, and upward velocity components respectively,

$\delta_1, \delta_2, \delta_3$ = the non-dimensional spatial separation vector components,

k_1, k_2, k_3 = the non-dimensional spatial wave numbers for the three component directions,

$k = \sqrt{k_1^2 + k_2^2 + k_3^2}$ = the magnitude of the non-dimensional wave number vector,

$k_0 = \sqrt{k^2 + 2\beta(k)k_1k_3 + (\beta(k)k_1)^2}$ = the magnitude before shear distortion,

$\zeta_1 = C_1 - \frac{k_2}{k_1} C_2$, $\zeta_2 = \frac{k_2}{k_1} C_1 + C_2$,

$C_1 = \frac{\beta(k)k_1^2(k_1^2 + k_2^2 - k_3(k_3 + \beta(k)k_1))}{k^2(k_1^2 + k_2^2)}$,

$C_2 = \frac{k_2^2 k_0^2}{(k_1^2 + k_2^2)^{3/2}} \arctan \left(\frac{\beta(k)k_1 \sqrt{k_1^2 + k_2^2}}{k_0^2 - (k_3 + \beta(k)k_1)k_1\beta(k)} \right)$,

$E(k) = \frac{1,453k^4}{(1+k^2)^{17/6}}$ = the non-dimensional, von Karman isotropic energy spectrum,

$\beta(k) = \frac{\gamma}{k^{2/3} \sqrt{{}_2F_1\left(\frac{1}{3}, \frac{17}{6}, \frac{4}{3}, -k^{-2}\right)}}$

= a non-dimensional distortion time inversely proportional to $\sqrt{k^2 \int_k^\infty E(p) dp}$,

${}_2F_1$ = Hypergeometric function

σ_{iso}^2, ℓ = the unsheared, isotropic variance and scale parameters respectively, and

γ = a non-dimensional shear distortion parameter.

While this model is more complex than the von Karman isotropic model, it contains only one additional parameter, namely the shear distortion parameter, γ . When this parameter is zero, the isotropic model is recovered. As this parameter is increased, the longitudinal and lateral velocity component variances increase while the upward velocity component variance decreases. The resulting turbulent eddy structure is stretched in the longitudinal direction and tilted relative to the 1-2 plane.

Assuming that the random velocity field generated by the model is convected past the turbine at the hub-height wind speed, the velocity component spectra observed at a point may be computed by integrating the spectral tensor components. In particular, the non-dimensional, one-sided spectra are given by

$$\frac{f S_i(f)}{\sigma_i^2} = \frac{\sigma_{\text{iso}}^2}{\sigma_i^2} \left(\frac{4\pi\ell f}{V_{\text{hub}}} \right) \Psi_{ii} \left(\frac{2\pi\ell f}{V_{\text{hub}}} \right) \quad (\text{B.7})$$

where

$$\Psi_{ij}(k_1) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \Phi_{ij}(k_1, k_2, k_3) dk_2 dk_3$$

= the one-dimensional, wave number autospectrum for $i = j$, or cross-spectrum for $i \neq j$, and

$$\sigma_i^2 = \sigma_{\text{iso}}^2 \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \Phi_{ii}(k_1, k_2, k_3) dk_1 dk_2 dk_3 = \text{the component variance.}$$

Similarly, for spatial separations normal to the longitudinal direction the coherence is given by

$$\text{Coh}_{ij}(f, \ell\delta_2, \ell\delta_3) = \frac{\left| \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \Phi_{ij} \left(\frac{2\pi\ell f}{V_{\text{hub}}}, k_2, k_3 \right) e^{-ik_2\delta_2} e^{-ik_3\delta_3} dk_2 dk_3 \right|}{\sqrt{\Psi_{ii} \left(\frac{2\pi\ell f}{V_{\text{hub}}} \right) \Psi_{jj} \left(\frac{2\pi\ell f}{V_{\text{hub}}} \right)}} \quad (\text{B.8})$$

Unfortunately the resulting integrals do not have known analytical forms and must be carried out numerically for a specific value of the parameter, γ . Mann (1998) carried out such integrations and compared the results to the Kaimal spectral model. A least squares fit to the Kaimal model gave the shear parameter

$$\gamma = 3,9 \quad (\text{B.9})$$

with the resulting variance relations

$$\left. \begin{aligned} \sigma_1^2 &= 3,25 \sigma_{\text{iso}}^2 \\ \sigma_2^2 &= 1,65 \sigma_{\text{iso}}^2 \\ \sigma_3^2 &= 0,85 \sigma_{\text{iso}}^2 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{aligned} \frac{\sigma_2}{\sigma_1} &\approx 0,7 \\ \frac{\sigma_3}{\sigma_1} &\approx 0,5 \end{aligned} \right. \quad (\text{B.10})$$

Note the resulting lateral variance is slightly less than given in Table B.1. The scale parameter may be found by equating the asymptotic, inertial-sub-range longitudinal spectra. Thus,

$$S_1(f) \rightarrow 0,475 \sigma_{\text{iso}}^2 \left(\frac{2\pi\ell}{V_{\text{hub}}} \right)^{-2/3} f^{-5/3} = 0,05 \sigma_1^2 \left(\frac{\Lambda_1}{V_{\text{hub}}} \right)^{-2/3} f^{-5/3} \Rightarrow \ell \approx 0,8 \Lambda_1 \quad (\text{B.11})$$

In summary, the three parameters required in the Mann model are given by

$$\begin{aligned}\gamma &= 3,9 \\ \sigma_{iso} &= 0,55\sigma_1 \\ l &= 0,8\Lambda_1\end{aligned}\tag{B.12}$$

where σ_1 and Λ_1 are specified in 6.3.

For three dimensional turbulent velocity simulations, the velocity components are determined from a decomposition of the spectral tensor and an approximation by the discrete Fourier transform. Thus, the three-dimensional spatial domain is divided into equally spaced discrete points and the velocity vector at each point is given by

$$\begin{bmatrix} u_1(x, y, z) \\ u_2(x, y, z) \\ u_3(x, y, z) \end{bmatrix} = \sum_{k_1, k_2, k_3} e^{\frac{i(xk_1 + yk_2 + zk_3)}{\ell}} \begin{bmatrix} C(k_1, k_2, k_3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_1(k_1, k_2, k_3) \\ n_2(k_1, k_2, k_3) \\ n_3(k_1, k_2, k_3) \end{bmatrix}\tag{B.13}$$

where

$$\begin{bmatrix} C(k_1, k_2, k_3) \end{bmatrix} \approx \sigma_{iso} \sqrt{\frac{2\pi^2 \ell^3 E(k_0)}{N_1 N_2 N_3 \Delta^3 k_0^4}} \begin{bmatrix} k_2 \zeta_1 & k_3 - k_1 \zeta_1 + \beta k_1 & -k_2 \\ k_2 \zeta_2 - k_3 - \beta k_1 & -k_1 \zeta_2 & k_1 \\ \frac{k_0^2 k_2}{k^2} & -\frac{k_0^2 k_1}{k^2} & 0 \end{bmatrix}$$

u_1, u_2, u_3 = complex vector components whose real and imaginary parts are independent realizations of the turbulent velocity field,

n_1, n_2, n_3 = complex Gaussian random values that are independent for each different wave number and have real and imaginary parts with unit variance,

x, y, z = coordinates of the spatial grid points,

N_1, N_2, N_3 = the number of spatial grid points in the three directions, and

Δ = the spatial grid resolution.

In this expression, the notation $\sum_{k_1, k_2, k_3}$ means the summation over all dimensionless wave

numbers in the grid and may be accomplished using FFT techniques. In cases when the spatial domain is smaller than 8ℓ in any dimension, an adjustment is recommended for the spectral tensor factorization, $[C(k_1, k_2, k_3)]$. This procedure is detailed in Mann (1998).

B.2 Kaimal (1972)¹⁹ spectrum and exponential coherence model

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

$$\frac{f S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4 f L_k / V_{\text{hub}}}{(1 + 6 f L_k / V_{\text{hub}})^{5/3}} \quad (\text{B.14})$$

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 = upward);

S_k is the single-sided velocity component spectrum;

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

L_k is the velocity component integral scale parameter,

and with

$$\sigma_k^2 = \int_0^{\infty} S_k(f) df \quad (\text{B.15})$$

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

Table B.1 – Turbulence spectral parameters for the Kaimal model

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

where σ_1 and Λ_1 are the standard deviation and scale parameters, respectively, of the turbulence as specified in 6.3.

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

$$\text{Coh}(r, f) = \exp \left[-12 \left((f \cdot r / V_{\text{hub}})^2 + (0,12 r / L_c)^2 \right)^{0,5} \right] \quad (\text{B.16})$$

where

$\text{Coh}(r, f)$ is the coherence 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;

¹⁹ Note that the turbulence component variance ratios in Table B.1 and the equation form for the upward velocity component differ somewhat from the original Kaimal spectral model. The longitudinal scale has been chosen to approximate the original Kaimal spectrum and, for the lateral and upward scales, to satisfy the spectral requirements in 6.3 for the asymptotic inertial subrange and the variance ratios given in Table B.1.

- 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;
- $L_c = 8,1A_1$ is the coherence scale parameter.

B.3 Reference documents

J.C. Kaimal, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, and O.R. Cote, *Spectral characteristics of surface-layer turbulence*, Q.J.R. Meteorol. Soc., v. 98, 1972, pp. 563-598.

T. von Karman, *Progress in the statistical theory of turbulence*, Proc. Nat. Acad. Sci., v. 34, 1948, pp. 530-539.

J. Mann, *The spatial structure of neutral atmospheric surface-layer turbulence*, J. of Fluid Mech., v. 273, 1994, pp. 141-168.

J. Mann, *Wind field simulation*, Prob. Engng. Mech., v. 13, n. 4, 1998, pp. 269-282.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-1 ed 3.0:2005

Annex C (informative)

Assessment of earthquake loading

A simplified, conservative method for the calculation of seismic load is presented here for use when the need for a complex analysis cannot be readily established.

The principal simplifications are the ignoring of vibration modes higher than the first tower bending mode, and the assumption that the whole structure is subject to the same acceleration. Ignoring the second mode is a significant non-conservative simplification and is compensated for here by incorporating tower mass with the tower head mass and applying a conservative aerodynamic load.

The method for deriving the ground acceleration must still be consistent with 11.6. In the absence of detailed site data, conservative assumptions shall be made. ISO 3010 has been used as the basis of the terminology here.

The procedure includes the following steps:

- Evaluate or estimate the site and soil conditions required by the relevant local standard.
- Use the normalised design response spectrum and the seismic hazard-zoning factor to establish the acceleration at the first tower bending eigen-frequency assuming a damping of 1 % of critical damping.
- Calculate the load for a system subject to the above acceleration in which the total rotor, nacelle and 50 % of the tower mass is concentrated at the tower head.
- Add the result to the characteristic loads calculated for an emergency stop at rated wind speed.
- Compare the result against the design loads or the design resistance for the wind turbine.

If the tower can sustain the resulting combined loading, no further investigation is needed. Otherwise, a thorough investigation shall be carried out according to 11.6.

Annex D (informative)

Wake and wind farm turbulence

D.1 Wake effects

Wake effects from neighbouring wind turbines may be taken into account during normal operation for fatigue calculation by an effective turbulence intensity I_{eff} , Frandsen (2003). The effective turbulence intensity – conditioned on hub height mean wind speed – may be defined as

$$I_{\text{eff}}(V_{\text{hub}}) = \left\{ \int_0^{2\pi} p(\theta|V_{\text{hub}}) I^m(\theta|V_{\text{hub}}) d\theta \right\}^{\frac{1}{m}} \quad (\text{D.1})$$

where

p is the probability density function of wind direction;

I is the turbulence intensity combined of ambient and wake flow from wind direction θ , and

m is the Wöhler (SN-curve) exponent for the considered material.

In the following a uniform distribution $p(\theta|V_{\text{hub}})$ is assumed. It is also acceptable to adjust the formulas for other than uniform distribution²⁰. No reduction in mean wind speed inside the wind farm shall be assumed.

if $\min\{d_i\} \geq 10 D$:

$$I_{\text{eff}} = \frac{\hat{\sigma}}{V_{\text{hub}}} \quad (\text{D.2})$$

if $\min\{d_i\} < 10 D$:

$$I_{\text{eff}} = \frac{\hat{\sigma}_{\text{eff}}}{V_{\text{hub}}} = \frac{1}{V_{\text{hub}}} \left[(1 - N p_w) \hat{\sigma}^m + p_w \sum_{i=1}^N \hat{\sigma}_T^m(d_i) \right]^{\frac{1}{m}}; p_w = 0,06 \quad (\text{D.3})$$

where

$\hat{\sigma}$ is the ambient estimated turbulence standard deviation;

$\hat{\sigma}_T = \sqrt{\frac{0,9 V_{\text{hub}}^2}{(1,5 + 0,3 d_i \sqrt{V_{\text{hub}}/c})^2}} + \hat{\sigma}^2$ is the maximum centre-wake, hub height turbulence standard deviation;

d_i is the distance, normalised by rotor diameter, to neighbouring wind turbine no. i ;

²⁰ In the case of non-uniform wind direction distribution p_w may be adjusted by a factor equal to the ratio of the actual probability of the wind direction in the direction of the neighbouring turbines and the probability associated with uniform wind direction distribution.

- c is a constant equal to 1 m/s;
 I_{eff} is the effective turbulence intensity;
 N is the number of neighbouring wind turbines, and
 m is the Wöhler curve exponent corresponding to the material of the considered structural component.

Wake effects from wind turbines “hidden” behind other machines need not be considered, for example in a row, only wakes from the two units closest to the machine in question are to be taken into account. Depending on the wind farm configuration, the number of nearest wind turbines to be included in the calculation of I_{eff} is given in the table below.

The wind farm configurations are illustrated in figure D.1 below for the case “Inside a wind farm with more than 2 rows”.

Wind farm configuration	N
2 wind turbines	1
1 row	2
2 rows	5
Inside a wind farm with more than 2 rows	8

Inside large wind farms, the wind turbines tend to generate their own ambient turbulence. Thus, when

- a) the number of wind turbines from the considered unit to the “edge” of the wind farm is more than 5, or
 b) the spacing in the rows perpendicular to the predominant wind direction is less than $3D$

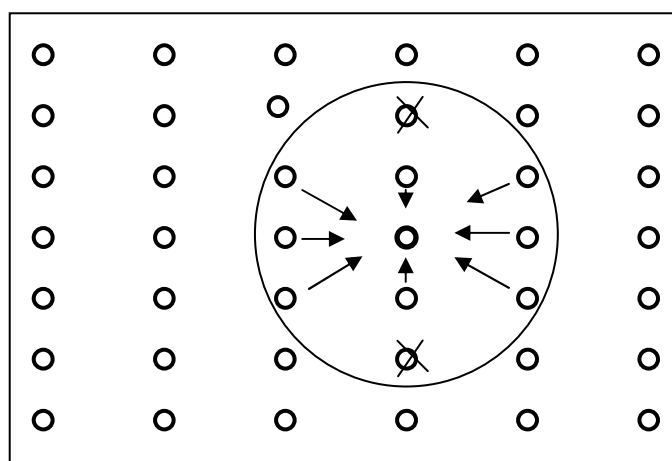
then the following ambient turbulence shall be assumed:

$$\hat{\sigma}' = \frac{1}{2} \left(\sqrt{\hat{\sigma}_w^2 + \hat{\sigma}^2} + \hat{\sigma} \right) \quad (\text{D.4})$$

where

$$\hat{\sigma}_w = \frac{0,36 V_{\text{hub}}}{1 + 0,2 \sqrt{d_r d_f / C_T}} \quad (\text{D.5})$$

C_T is the thrust coefficient, d_r and d_f are separations in rotor diameters in rows and separation between rows, respectively.



IEC 1256/05

Figure D.1 – Configuration – Inside a wind farm with more than 2 rows

D.2 Reference documents

S. Frandsen (2003) *Turbulence and turbulence generated fatigue in wind turbine clusters*, Risø report R-1188.

Annex E (informative)

Prediction of wind distribution for wind turbine sites by measure-correlate-predict (MCP) methods

The assessment of the suitability of a wind turbine for a specific site requires the evaluation of the design-critical wind speed parameters at a site. Frequently, there is insufficient data even at a single point within a wind farm to carry out the evaluation. However, the extended data record can be synthesised by extrapolation based on a long-term record for another location. The MCP methods are a means to create that extended record. The following explanation is taken from “Prediction of extreme wind speed at wind energy sites, a set of guidelines prepared under ETSU contract W/11/00427/00” by National Wind Power and Climatic Research Unit of the University of East Anglia.

E.1 Measure-correlate-predict (MCP)

The MCP method takes a number of forms in which the averaging period and directional nature of the data vary. One version is described here, based upon the concurrent hourly data from the wind turbine site and a nearby reference meteorological station (Met. Station). These data are cross-plotted and used to derive sector-wise linear regression equations; the sectors being consistent with those used by the Met. Station, typically 30° sectors. The data sets used for deriving the regression equations should be as long as possible, at least conservatively covering the conservative part of any seasonal variations.

E.2 Application to annual mean wind speed and distribution

The above regression equations are applied to the long-term Met. Station record sector by sector, for a period sufficiently long to eliminate short-term variations, probably at least 7 years. The result is an hourly mean record for the site, which may be processed into a probability distribution for site assessment.

E.3 Application to extreme wind speed

The classical method for the prediction of the extreme wind speed is a Gumbel analysis modified to improve accuracy (e.g. Best Leiblein Unbiased Estimators (BLUE) method described in “The designers guide to wind loading of building structures”, N J Cook, Butterworths, 1995.). The minimum recommended length of data set is ten years.

It is also possible to apply the method of independent storms (MIS), a derivative of the Gumbel method, which utilises more than one data point per year from a data set, also described by Cook. This method can be used for data sets that are as short as seven years. MIS selects individual storms peak wind speeds by application of thresholds and time filters to ensure that all values are from independent events.

The sector-specific regression coefficients are applied to a table of the maximum hourly wind speed at the Met. Station, by year for basic Gumbel and by storm event for MIS, and by sector. A similar table is therefore built up for the wind turbine site. The maximum value in each year for the candidate site is extracted for use in a Gumbel analysis.

The use of the coefficients is appropriate here since they have been formed from hourly mean data and are being applied to hourly mean data. In this method, there is no assumption that the maximum value at the candidate site occurs in the same sector as the maximum at the reference site. By using the sector-specific regression coefficients, the maximum at the candidate site can be more accurately determined, taking account of the inter-site relationships.

The selection of the relevant recurrence period in the extreme value analysis should account for the number of events per annum.

The gust factors should be estimated from the site-measured data, or by theoretical methods.

E.4 Reference documents

N J Cook, *The designers guide to wind loading of building structures*, Butterworths, 1995.

National Wind Power and Climatic Research Unit of the University of East Anglia, *Prediction of extreme wind speed at wind energy sites*, a set of guidelines prepared under ETSU contract W/11/00427/00.

R I Harris, *Gumbel re-visited – a new look at extreme value statistics applied to wind speeds*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Volume 59 (1996) pp 1-22.

D C Quarton *Wind Farms in Hostile Terrain, Final Report*, A report prepared under ETSU contract W/43/00501/00/00,, July 1999.

R I Harris, *The accuracy of design values predicted from extreme value analysis*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 89 (2001) pp 153-164.

Annex F (informative)

Statistical extrapolation of loads for ultimate strength analysis

F.1 Statistical extrapolation of loads

Failure of a structure occurs when the stress at a critical location exceeds the resistance capacity of the material. Assuming that local stresses are related to the loading so that the stress progressively increases with increased loading, the strength of a structural component can be defined in terms of an ultimate load that causes failure. Given the service loading, one can assess the suitability of the structure by comparing the extreme values of the loading with the ultimate load resistance, applying suitable factors of safety.

For wind turbines, the loading depends on the turbulent wind inflow for a variety of wind conditions. Thus, it is necessary to analyse the extreme values of the loading on a statistical basis in order to determine a suitable characteristic load. For a given wind condition, it is reasonable to model the short-term load response as a stationary random process. Further assuming that the largest load values occur at widely separated times and are thus statistically independent, the probability that the largest load F_{ext} exceeds a given load F in the observation time T is given by (see Gumbel, 1958, and Cramer, 1966)

$$\text{Prob}(F_{\text{ext}} \geq F \mid V, T) = 1 - (F_{\text{max}}(F \mid V))^{E(n \mid V, T)} \quad (\text{F.1})$$

where $F_{\text{max}}(F \mid V)$ is the short-term probability distribution function of the local maxima for the load process, and $E(n \mid V, T)$ is the expected number of local maxima in the observation time period. As indicated, these statistical quantities are conditioned on the mean wind speed, V , and, where indicated, also depend on the observation time period, T .

Considering all the operating wind conditions, the long-term exceedance probability is then given by integrating over all operating wind speeds,

$$\text{Prob}(F_{\text{ext}} \geq F \mid T) \equiv P_e(F, T) = \int_{V_{\text{in}}}^{V_{\text{out}}} \text{Prob}(F_{\text{ext}} \geq F \mid V, T) p(V) dV, \quad (\text{F.2})$$

where $p(V)$ is the probability density function for the hub-height wind speed and is prescribed for the standard wind turbine classes in 6.3.1.1. The acceptable probability of exceedance is the reciprocal of the number of time intervals of length T in the recurrence period T_r associated with the characteristic load. The resulting characteristic load, F_k , is then given by solving the equation

$$P_e(F_k, T) = \frac{T}{T_r}. \quad (\text{F.3})$$

The function $\text{Prob}(F_{\text{ext}} \geq F|V, T)$ is determined from response simulations, from which extremes are taken in the following way:

- the extracted extremes must be selected so that they may be assumed to be independent;
- the number of extremes must be sufficient to determine the type of distribution (Gumbel, Weibull, or other) and provide reliable estimation of the behaviour of the tail;
- the wind speeds, where the highest loads due to turbulence are expected, must be included in the simulations.

The characteristic load may be estimated by the following procedure:

- a) from the simulation data for a given wind speed, V_j , extract independent extreme values of the load. One method of doing this is to select the largest value between successive upcrossings of the mean plus 1,4 times the standard deviation of the load process;
- b) fit a distribution to the selected extreme value data. Guidance for one method for fitting the distribution can be found in Moriarty, et al. (2002). The distribution type selected should be checked to see if the fit to the data is acceptable and whether there is sufficient data for reliable estimation of the behaviour of the tail compared to the data. A minimum of 300 min of time series data distributed over the range of significant wind conditions is recommended;
- c) estimate the expected number of maxima for a typical 10 min observation period, T , from the equation

$$n_j = n_s \frac{T}{T_s} \quad (\text{F.4})$$

where T_s is the total time period of all the simulation data for the given wind speed, V_j , and n_s is the total number of maxima extracted from the same simulation data;

- d) compute the long term exceedance probability as a function of load level from the following equation (assuming the required Rayleigh wind speed distribution for the standard turbine classes given in 6.3.1.1):

$$P_e(F) = \sum_j \left(1 - (F_{\text{max}}(F|V_j))^{n_j} \right) e^{\left(-\pi \left(\frac{V_j - \Delta V_j / 2}{2V_{\text{ave}}} \right)^2 \right)} - e^{\left(-\pi \left(\frac{V_j + \Delta V_j / 2}{2V_{\text{ave}}} \right)^2 \right)} \quad (\text{F.5})$$

where V_j is the wind speed bin centre and ΔV_j is the bin width;

- e) solve for the characteristic load either graphically or by using a numerical root finding technique:

$$P_e(F_k) = 3,8 \times 10^{-7} \quad (\text{F.6})$$

for the 50-year recurrence period and the reference period of 10 min.

In using this procedure, care must be taken that an adequate number and resolution of wind speed bins is selected to approximate the integration in equation (F.2). Attention should be given to wind speeds around V_r and V_{out} . The accuracy of the discretization may be estimated by neglecting every other bin value and determining the resulting difference in the characteristic load.

Figure F.1 illustrates how the 1-year and 50-year extremes are determined from the computed long-term exceedance probability. The blade bending load has been normalized by the mean blade bending load at rated wind speed. Also shown on the plot is the largest computed blade bending load for all the simulations at the different mean wind speeds between cut-in and cut-out.

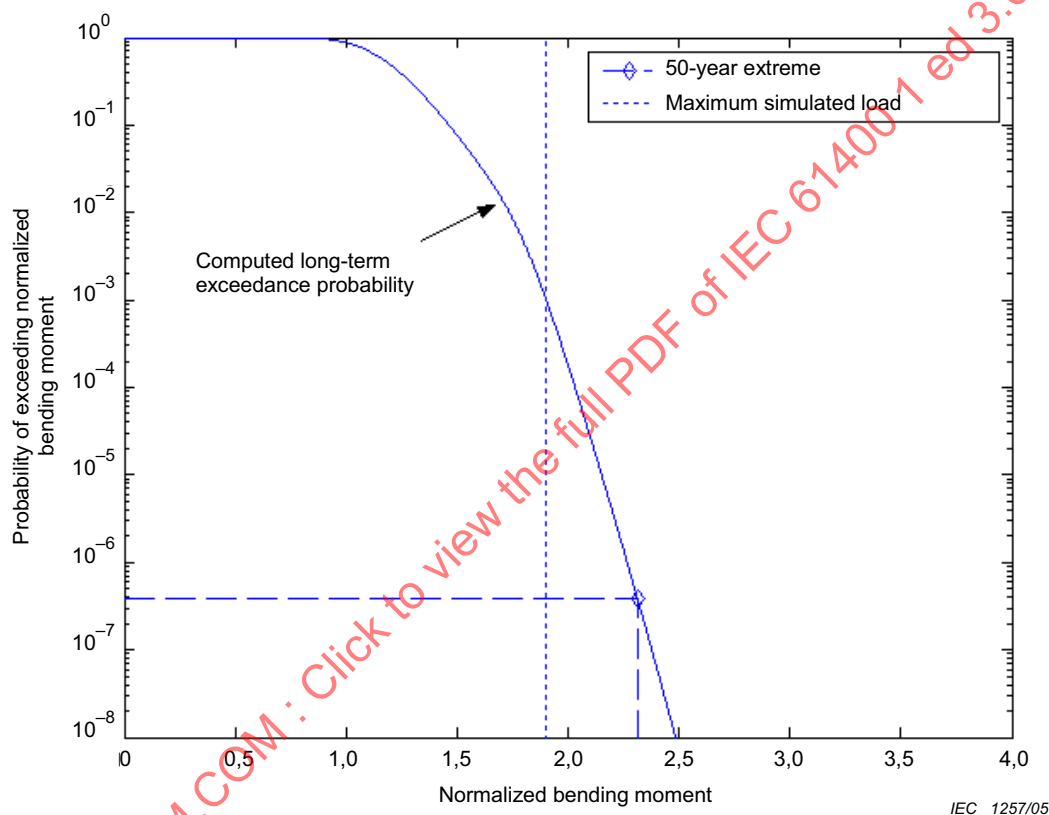


Figure F.1 – Exceedance probability for largest out-of-plane blade bending load in 10 min (normalized by mean bending load at rated wind speed)

F.2 Reference documents

Cramér, H., *On the Intersections Between Trajectories of a Normal Stationary Stochastic Process and a High Level*, *Arkiv för Matematik*, v.6, 1966, pp.337-349.

Gumbel, E.J., *Statistics of Extremes*, Columbia Univ. Press, 1958, p.73.

Patrick J. Moriarty, P.J., Holley, W.E. and Butterfield, C.P., *Effect of turbulence variation on extreme loads prediction for Wind turbines*, paper AIAA-2002-0050, 2002.

Annex G (informative)

Fatigue analysis using Miner's rule with load extrapolation

G.1 Fatigue analysis

Fatigue failure results from an accumulation of damage due to fluctuating loads. For this kind of macroscopic view of fatigue, there is general agreement that an increment of damage results from each hysteresis cycle displayed in the local stress-strain diagram. Thus, each local maximum of the load time history is paired with the local minimum that completes a full cycle (rain-flow cycle counting, see Matsuishi & Endo, 1968, or Dowling, 1972). Each of these cycles is characterized by the paired extreme values (or equivalently by the range and midpoint values, i.e. the difference between and the mean of the two paired cycle extremes). If the damage accumulates linearly and independently for each cycle (Palmgren, 1924, and Miner, 1945) then the total damage, D , will be given by²¹

$$D = \sum_i \frac{1}{N(S_i)}, \quad (\text{G.1})$$

where S_i is the load range for the i^{th} cycle, and $N(\cdot)$ is the number of cycles to failure for a constant amplitude loading with the range given by the argument (i.e. the S-N curve). In this expression, it has been further assumed that the local stress at the failure location is linearly related to the loading. Typically, for fatigue analysis the S-N curve selected for design is associated with a given survival probability (often 95 %) and level of confidence (often 95 %) in determining the curve from materials data. Thus, the desired minimum level of reliability may be expected when the damage sums to unity.

For the life of a wind turbine, there will be many cycles of varying sizes resulting from a broad range of wind conditions. Therefore, for design purposes, a load spectrum must be estimated. The largest cycles for this spectrum will be estimated from a smooth fit to the data obtained from simulations or testing of a duration that is significantly shorter than the turbine lifetime. For each wind condition, it may be assumed that the load is modelled by a stationary random process. Thus, the expected damage for a given wind speed, V , and a specific time period, T , will be given by

$$E\langle D|V, T \rangle = \int_0^\infty \frac{n_{\text{ST}}(S|V, T)}{N(S)} dS, \quad (\text{G.2})$$

where $n_{\text{ST}}(S|V, T)$ is the short term load spectrum defined as a density function for the number of cycles. In this case, the expected number of cycles in any load range interval (S_A, S_B) during the time period T is given by $\int_{S_A}^{S_B} n_{\text{ST}}(S|V, T) dS$.

²¹ For ease of presentation, the effect of variation in the midpoint load level for each cycle is neglected. This restriction will be eliminated later when the issue of varying midpoint levels is addressed through the use of an equivalent cyclic range.

The expected damage from normal operating loads for the whole turbine life is then given by extending the time interval to the full lifetime and integrating over the range of operating wind speeds, so that

$$E\langle D \rangle = \frac{\text{Lifetime}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} E\langle D|V, T \rangle p(V) dV = \frac{\text{Lifetime}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} \int_0^{\infty} \frac{n_{ST}(S|V, T)}{N(S)} p(V) dS dV, \quad (G.3)$$

where $p(V)$ is the probability density function for the hub-height wind speed prescribed for the standard wind turbine classes in 6.3.1.1.

Now, defining the long-term load spectrum,

$$n_{LT}(S) = \frac{\text{Lifetime}}{T} \int_{V_{in}}^{V_{out}} n_{ST}(S|V, T) p(V) dV, \quad (G.4)$$

then gives

$$E\langle D \rangle = \int_0^{\infty} \frac{n_{LT}(S)}{N(S)} dS. \quad (G.5)$$

In many cases, it is convenient, for practical purposes, to divide the ranges of load and wind speed values into discrete bins. In this case, the expected damage can be approximated by

$$E\langle D \rangle \approx \sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(S_k)}, \quad (G.6)$$

where n_{jk} is the expected number of lifetime load cycles in the j^{th} wind speed and the k^{th} load bins, and S_k is the centre value for the k^{th} load bin. Thus, from the above definition,

$$n_{jk} = \frac{\text{Lifetime}}{T} \int_{V_j - \Delta V_j/2}^{V_j + \Delta V_j/2} \int_{S_k - \Delta S_k/2}^{S_k + \Delta S_k/2} n_{ST}(S|V, T) p(V) dS dV, \quad (G.7)$$

where ΔV_j is the width of the j^{th} wind speed bin and ΔS_k is the width of the k^{th} load bin.

Utilizing these results, and considering the requirement from 7.6.3 that the safety factors be applied to the load, the limit state relation for fatigue analysis becomes

$$\int_0^{\infty} \frac{n_{LT}(S)}{N(\gamma S)} dS \leq 1, \quad (G.8)$$

where $\gamma = \gamma_f \gamma_m \gamma_n$ is the product of all three general partial safety factors for load, materials, and consequences of failure, respectively. In discrete terms this equation results in

$$\sum_{j,k} \frac{n_{jk}}{N(\gamma S_k)} \leq 1. \quad (G.9)$$

In cases where significant damage occurs in more than one load case from Table 2 the damage fractions for all the load cases, computed using the left side of equation. (G.9), must sum to be less than or equal to one.

The formulation up to this point has ignored the effect of the variability in the midpoint levels for each load cycle. One simple way of dealing with this variability is to define damage equivalent load cycles with a fixed midpoint value. In this case, the damage done by the equivalent cycles is exactly the same as that done by the cycles with varying midpoints. Thus, failure will occur (on average) for the same number of constant amplitude cycles for the equivalent cyclic range, S_{eq} as for cycles at any given cyclic range and midpoint value. Thus, defining a family of S-N curves for varying midpoint values, $N(S, M)$, the equivalent damage equation

$$N(S_{eq}, M_0) = N(S, M) \quad (G.10)$$

is solved for S_{eq} given values for S, M and the selected constant midpoint level M_0 . In mathematical terms, this can be stated as

$$S_{eq} = N^{-1}(N(S, M), M_0) \quad (G.11)$$

where the inverse refers to solution for the first argument in the function, N , given the second argument. Typically, M_0 is chosen to give R values (the ratio of maximum load to minimum load) for the equivalent load cycles that are in the middle of the range of values observed directly in the load data. Often an acceptable value is the mean load considering all operating wind speeds. Fortunately, in most cases where the S-N curves are defined analytically (e.g. power law or exponential forms) the equivalent cyclic load range is easily computed. Care must be taken, however, as the range becomes large. Depending on the midpoint value, the maximum or minimum load value for the given cycle can get close to the static strength, in which case, the simple, high-cycle S-N curve may not be applicable. Also, for larger range values, the local stress or strain may transition from a compression-compression or tension-tension dominated case to a tension-compression case, which could have a different analytical S-N curve representation. It is important to utilize the proper S-N relation in determining the equivalent cyclic range. For a given load time history, the rain flow cycles are first identified. Then a set of equivalent constant-midpoint cycles is computed considering the proper S-N relation for each cycle. The distribution of these equivalent cycles is then estimated giving a new short-term equivalent load spectrum. This new spectrum is then used to define the number of cycles used for the damage fraction for each load and wind speed bin. The main advantage of using this method is that the estimation of the equivalent spectrum is statistically more robust than tracking the midpoint levels as an independent variable. This advantage results because many more load cycles are counted from typical time series load data for each load and wind speed bin than when midpoint bins are also tracked separately.

An additional practical issue that arises in determining the short-term load spectrum is the large number of small cycles determined by the rain-flow method. These small cycles can often occur at nearby points in time and may therefore be correlated. The small cycles can also distort the shape of analytical approximations to the tail of the distribution. It is therefore recommended to only consider cycles above a threshold when approximating the tail of the short-term distribution. A threshold value of at least the 95th percentile typically works well in practice. Lower threshold values may be appropriate if the small cycles have been eliminated or if the increased number of data points used for the fitting process is expected to yield significant additional statistical reliability.

For practical wind turbine design applications, it is necessary to estimate the short-term equivalent load spectrum from dynamic simulation data and then compute the lifetime damage. One method of accomplishing this task is given by the following procedure:

- select the reference midpoint level as the mean load level considering all wind speeds;
- from the simulation data for a given wind speed, extract the sequence of local maxima and minima. The sequences of local maxima and minima from multiple time series for the same wind conditions may be concatenated into a single series;
- use the rain flow method to identify the midpoint and range for each simulated load cycle;
- determine the equivalent range for each load cycle in relation to the selected reference midpoint level;
- determine an analytical fit for the short-term probability distribution of equivalent load cycles, $F_{ST}(S|V, T)$ for the data above the selected threshold. Guidance for one method for fitting the distribution may be found in Moriarty and Holley, 2003. The distribution type selected should be checked to see if the fit to the data is acceptable and whether there is sufficient data for reliable estimation of the behaviour of the tail compared to the data;
- determine the expected number of lifetime cycles in each bin using the data when the load bin is below the threshold and the fitted load distribution when the load bin is above the threshold. This results in

$$n_{jk} \approx \left(\frac{\text{Lifetime}}{T} \right) P_j \left\{ \begin{array}{ll} m_{jk} & \text{if } S_k \text{ is below the } j^{\text{th}} \text{ threshold} \\ M_j \left(F \left(S_k + \frac{\Delta S_k}{2} \middle| V_j, T \right) - F \left(S_k - \frac{\Delta S_k}{2} \middle| V_j, T \right) \right) & \text{if } S_k \text{ is above the } j^{\text{th}} \text{ threshold} \end{array} \right\} \quad (\text{G.12})$$

where m_{jk} is the number of simulation fatigue cycles counted in the data for the j^{th} wind speed bin and k^{th} load bin below the threshold, M_j is the number of fatigue cycles counted

in the simulation above the threshold, and $P_j = e^{-\pi \left(\frac{V_j - \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2} - e^{-\pi \left(\frac{V_j + \Delta V_j / 2}{2V_{ave}} \right)^2}$ is the fraction of time the wind speed is in bin j for the assumed Rayleigh wind speed distribution.

- Sum the damage using the left hand side of equation (G.9).
- Sum the total lifetime damage from all fatigue load cases.

In using this procedure, care must be taken that

- the resolution of the wind speed and load range bins is sufficient for the desired numerical precision, and
- sufficiently large values of load range are used to adequately represent the tail of the long-term load distribution.

The first issue may be addressed by approximating the error as half the difference between results computed by two different bin resolutions skipping data from every other wind speed or load range. An alternative would be to compute the damage summation using the endpoints for the bin values instead of the central values to bound the result.

The second issue may be addressed by progressively increasing the highest load range bin value until a negligible increase in the lifetime damage is observed. Note because the ratio $\frac{\text{Lifetime}}{T}$ is a large number, the largest required load bin may be significantly larger than the

largest cycle observed in the simulation data. This results because the total simulated load time history is much smaller than the turbine lifetime, and statistical extrapolation is required to accurately estimate damage from the tail of the long-term load distribution.

G.2 Reference documents

Dowling, N.E., *Fatigue Failure Predictions for Complicated Stress-strain Histories*, J. of Materials, v.7, n.1, Mar., 1972, pp. 71-87.

Matsuishi, M. and Endo, T., *Fatigue of Metals Subjected to Varying Stress*, Proc. Japan Soc. of Mech. Engrs., n. 68-2, 1968, pp. 37-40.

Miner, M.A. *Cumulative Damage in Fatigue*, J. of Applied Mech., v.12, 1945, pp. A159-A164.

Moriarty, P. J. and Holley, W. E., *Using Probabilistic Models in Wind Turbine Design*, Proc. ICASP9, San Francisco, CA, July 6-9, 2003.

Palmgren, A. , *Die Lebensdauer von Kugellagern*, Zeitschrift der Vereines Deutscher Ingenieure, v. 68, n. 14, 1924, pp. 339-341.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-1 ed 3:2005

Bibliography

The following standards are relevant to the design of wind turbines:

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

IEC 60038, *IEC standard voltages*

IEC 60146 (all parts), *Semiconductor converters*

IEC 60173:1964, *Colours of the cores of flexible cables and cords*

IEC 60227 (all parts), *Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V*

IEC 60245 (all parts), *Rubber insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V*

IEC 60269 (all parts), *Low-voltage fuses*

IEC 60287 (all parts), *Electric cables – Calculation of the continuous current rating (100 % load factor)*

IEC 60439 (all parts), *Low voltage switchgear and control gear assemblies*

IEC 60446:1999, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification- Identification of conductors by colours or numerals*

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

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams*

IEC 60755:1983, *General requirements for residual current-operated protective devices*

IEC 60898:1995, *Electrical accessories – Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations*

IEC 61310-1:1995, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 1: Requirements for visual, auditory and tactile signals*

IEC 61310-2:1995, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 2: Requirements for marking*

ISO 3010:2001, *Basis for design of structures – Seismic actions on structures*

ISO 8930:1993, *General principles on reliability for structures – List of equivalent terms*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400 1 ed 3.0:2005

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	95
INTRODUCTION.....	97
1 Domaine d'application.....	98
2 Références normatives	98
3 Termes et définitions	99
4 Symboles et abréviations	107
4.1 Symboles et unités	107
4.2 Abréviations	109
5 Éléments principaux	110
5.1 Généralités.....	110
5.2 Méthodes relatives à la conception	110
5.3 Classes de sécurité	110
5.4 Assurance qualité	111
5.5 Marquage des éoliennes.....	111
6 Conditions externes	111
6.1 Généralités.....	111
6.2 Classes d'éoliennes.....	112
6.3 Conditions de vent.....	113
6.4 Autres conditions d'environnement.....	121
6.5 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique.....	123
7 Conception structurelle	123
7.1 Généralités.....	123
7.2 Méthodologie conceptuelle.....	124
7.3 Charges	124
7.4 Situations conceptuelles et cas de charge pour la conception.....	124
7.5 Calculs de charge.....	130
7.6 Analyse de l'état limite ultime.....	131
8 Système de commande et de protection	137
8.1 Généralités.....	137
8.2 Fonctions de commande.....	138
8.3 Fonctions de protection.....	138
8.4 Système de freinage.....	139
9 Systèmes mécaniques	140
9.1 Généralités.....	140
9.2 Erreurs de montage	140
9.3 Systèmes hydrauliques ou pneumatiques.....	141
9.4 Multiplicateur de vitesse principal.....	141
9.5 Système d'orientation	141
9.6 Système de calage	142
9.7 Freins mécaniques pour fonction de protection	142
9.8 Roulements	142

10	Système électrique	143
10.1	Généralités	143
10.2	Exigences générales pour le système électrique.....	143
10.3	Dispositifs de protection	143
10.4	Dispositifs de déconnexion.....	143
10.5	Système de mise à la terre.....	143
10.6	Protection contre la foudre	144
10.7	Câbles électriques	144
10.8	Auto-excitation.....	144
10.9	Protection contre l'impulsion électromagnétique générée par la foudre	144
10.10	Qualité de puissance.....	144
10.11	Compatibilité électromagnétique	145
11	Evaluation d'une éolienne pour des conditions spécifiques au site	145
11.1	Généralités	145
11.2	Evaluation de la complexité topographique du site.....	145
11.3	Conditions de vent requises pour l'évaluation	146
11.4	Evaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes avoisinantes	147
11.5	Evaluation d'autres conditions d'environnement.....	147
11.6	Evaluation des conditions de tremblements de terre	148
11.7	Evaluation des conditions du réseau électrique	149
11.8	Evaluation des conditions du sol	149
11.9	Evaluation de l'intégrité structurelle par référence aux données du vent.....	149
11.10	Evaluation de l'intégrité structurelle par les calculs de charge par rapport aux conditions spécifiques au site	150
12	Assemblage, installation et levage	151
12.1	Généralités	151
12.2	Planification	152
12.3	Conditions d'installation	152
12.4	Accès au site	152
12.5	Conditions d'environnement	152
12.6	Documentation.....	153
12.7	Réception, manutention et stockage.....	153
12.8	Fondations / systèmes d'ancrage	153
12.9	Assemblage de l'éolienne.....	153
12.10	Levage de l'éolienne	153
12.11	Dispositifs de fixation et attaches	153
12.12	Grues, treuils et engins de levage	154
13	Mise en service, fonctionnement et maintenance.....	154
13.1	Généralités.....	154
13.2	Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité	154
13.3	Instructions concernant la mise en service	155
13.4	Manuel d'utilisation de l'opérateur	156
13.5	Manuel de maintenance	158

Annexe A (normative) Paramètres de conception destinés à décrire la classe S d'éoliennes	159
Annexe B (informative) Modèles de turbulence	160
Annexe C (informative) Evaluation de la charge sismique	166
Annexe D (informative) Turbulence de sillage et dans le parc éolien	167
Annexe E (informative) Prédiction de distribution du vent pour les sites des éoliennes par des méthodes de mesure-corrélation-prédiction (MCP) (en anglais <i>Measure-Correlate-Predict</i>).....	170
Annexe F (informative) Extrapolation statistique des charges pour l'analyse de la résistance ultime	172
Annexe G (informative) Analyse de fatigue à l'aide de la règle de Miner avec extrapolation des charges	175
Bibliographie	180
Figure 1 – Modèle de turbulence normale (NTM)	116
Figure 2 – Exemple de rafale extrême de fonctionnement.....	118
Figure 3 – Exemple d'amplitude de changement de direction extrême.....	119
Figure 4 – Exemple de changement de direction extrême	119
Figure 5 – Exemple d'amplitude de rafale extrême cohérente pour ECD	119
Figure 6 – Changement de direction pour ECD	120
Figure 7 – Exemple de phase transitoire de changement de direction	120
Figure 8 – Exemples de cisaillement vertical extrême du vent positif et négatif, profil du vent avant début de l'événement ($t = 0$, ligne en pointillés) et lors du cisaillement maximal ($t = 6$ s, ligne continue).....	121
Figure 9 – Les exemples de vitesses du vent au niveau des parties supérieure et inférieure du rotor, respectivement, illustrent le cisaillement positif transitoire du vent.....	121
Figure D.1 – Configuration – A l'intérieur d'un parc éolien avec plus de 2 rangées	169
Figure F.1 – Probabilité de dépassement pour la charge de flexion de la pale la plus élevée hors plan en 10 min (normalisée par la charge de flexion moyenne à la vitesse du vent assignée).....	174
Tableau 1 – Paramètres de base pour les classes d'éoliennes.....	113
Tableau 2 – Cas de charge pour la conception	126
Tableau 3 – Facteurs de sécurité partielle des charges γ_f	134
Tableau 4 – Indicateurs de la complexité du terrain	146
Tableau B.1 – Paramètres du spectre de la turbulence pour le modèle de Kaimal	164

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

Partie 1: Exigences de conception

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 61400-1 a été établie par le comité d'études 88 de la CEI: Eoliennes.

Cette troisième édition annule et remplace la seconde édition, publiée en 1999 dont elle constitue une révision technique.

Les modifications principales par rapport à l'édition précédente sont les suivantes:

- le titre a été modifié en «Exigences de conception» pour montrer que la norme présente des exigences de sécurité plutôt que des exigences pour la sécurité ou la protection du personnel;
- les désignations des classes d'éoliennes ont été ajustées et ne font à présent référence qu'à la vitesse du vent de référence et à la valeur attendue des intensités de turbulence;

- les modèles de turbulence ont été étendus et comprennent un modèle de turbulence extrême;
- les modèles de rafale ont été ajustés et simplifiés;
- les cas de charge pour la conception ont été réorganisés et modifiés;
- l'ajout des simulations de turbulence dans les calculs de charge est souligné et un schéma pour l'extrapolation des charges extrêmes a été spécifié;
- les facteurs de sécurité partielle pour les charges ont été ajustés et simplifiés;
- les facteurs de sécurité partielle pour les matériaux ont été modifiés et spécifiés en termes de types de matériaux et de classes de composants;
- les exigences pour le système de commande et de protection ont été modifiées et clarifiées en termes de caractéristiques fonctionnelles;
- un nouvel article sur l'évaluation de la compatibilité structurelle et électrique a été introduit avec des exigences détaillées pour l'évaluation, y compris des informations sur les terrains complexes, les tremblements de terre et les effets de sillage dans les parcs éoliens.

Cette version bilingue (2007-03) remplace la version monolingue anglaise.

Le texte anglais de cette norme est issu des documents 88/228/FDIS et 88/232/RVD.

Le rapport de vote 88/232/RVD donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61400, présentées sous le titre général *Aérogénérateurs*, 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 maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous «<http://webstore.iec.ch>» dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

INTRODUCTION

Cette partie de la CEI 61400 expose les exigences minimales de conception des éoliennes et n'est pas conçue pour servir de spécification intégrale de conception ou de manuel d'instruction.

Toute exigence de la présente norme peut être modifiée s'il peut être démontré de manière adéquate que la sécurité du système n'est pas compromise. Cette disposition, cependant, ne s'applique pas à la classification et aux définitions associées des conditions externes de l'Article 6. La conformité à la présente norme ne dégage pas toute personne, organisation ou personne morale de sa responsabilité d'observer d'autres réglementations applicables.

La norme n'est pas destinée à donner des exigences pour les éoliennes installées en pleine mer, en particulier pour la structure de support. Un futur document traitant des installations en pleine mer est à l'étude.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400 1 ed 3:2005

ÉOLIENNES –

Partie 1: Exigences de conception

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61400 spécifie les exigences de conception essentielles pour assurer l'intégrité technique des éoliennes. Elle a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages causés par tous les risques pendant la durée de vie prévue.

La présente norme concerne tous les sous-systèmes des éoliennes tels que les mécanismes de commande et de protection, les systèmes électriques internes, les systèmes mécaniques et les structures de soutien.

La présente norme s'applique aux éoliennes de toutes dimensions. Pour les petites éoliennes, la CEI 61400-2 peut s'appliquer.

Il convient d'utiliser la présente norme avec les normes CEI et ISO appropriées mentionnées à l'Article 2.

2 Références normatives

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

CEI 60204-1:1997, *Sécurité des machines – Équipement électrique des machines – Partie 1: Exigences générales*

CEI 60204-11:2000, *Sécurité des machines – Équipement électrique des machines – Partie 11: Prescriptions pour les équipements HT fonctionnant à des tensions supérieures à 1 000 V c.a. ou 1 500 V c.c. et ne dépassant pas 36 kV*

CEI 60364 (toutes les parties), *Installations électriques des bâtiments*

CEI 60721-2-1:1982, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2-1: Conditions d'environnement présentes dans la nature – Température et humidité*

CEI 61000-6-1:1997, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6: Normes génériques – Section 1: Immunité pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère*

CEI 61000-6-2:1999, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6: Normes génériques – Section 2: Immunité pour les environnements industriels*

CEI 61000-6-4:1997, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6: Normes génériques – Section 4: Norme sur l'émission pour les environnements industriels*

CEI 61024-1:1990, *Protection des structures contre la foudre – Partie 1: Principes généraux*

CEI 61312-1:1995, *Protection contre l'impulsion électromagnétique générée par la foudre – Partie 1: Principes généraux*

CEI 61400-21:2001, *Aérogénérateurs – Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau*

CEI 61400-24:2002, *Aérogénérateurs – Partie 24: Protection contre la foudre*

ISO 76:1987, *Roulements – Charges statiques de base*

ISO 281:1990, *Roulements – Charges dynamiques de base et durée nominale*

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

ISO 2533: 1975, *Atmosphère type*

ISO 4354:1997, *Actions du vent sur les structures*

ISO 6336 (toutes les parties), *Calcul de la capacité de charge des engrenages cylindriques à dentures droite et hélicoïdale*

ISO 9001:2000, *Systèmes de management de la qualité – Exigences*

3 Termes et définitions

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

3.1

moyenne annuelle

valeur moyenne d'un ensemble de données mesurées de taille et de durée suffisantes pour servir d'estimation à la valeur attendue d'une quantité. Il convient que l'intervalle de temps de moyennage soit un nombre d'années entier afin d'éliminer les effets non stationnaires tels que les variations saisonnières

3.2

vitesse moyenne annuelle du vent

V_{ave}

vitesse du vent moyennée conformément à la définition de la moyenne annuelle

3.3

cycle 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

blocage (éoliennes)

utilisation d'un goujon, d'une broche ou d'un autre mécanisme (autre que le frein mécanique normal) qui ne peut pas être déclenché(e) accidentellement pour empêcher le mouvement, par exemple, de l'arbre du rotor ou du dispositif d'orientation

3.5

frein (éoliennes)

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

NOTE Le frein peut fonctionner, par exemple, selon des principes aérodynamiques, mécaniques ou électriques.

3.6

valeur caractéristique

valeur ayant une probabilité prescrite de ne pouvoir être atteinte (c'est-à-dire une probabilité de dépassement inférieure ou égale à une quantité prescrite)

3.7

terrain complexe

terrain environnant qui présente des variations topographiques notables et des obstacles pouvant entraîner une distorsion de l'écoulement de l'air

3.8

fonctions de commande (éoliennes)

fonctions du système de commande et de protection qui, basées sur des informations relatives à l'état de l'éolienne et/ou son environnement, règlent l'éolienne afin de la maintenir dans ses limites de fonctionnement

3.9

vitesse de démarrage

V_{in}

vitesse du vent la plus basse à hauteur du moyeu à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir une puissance en cas de vent constant sans turbulence

3.10

vitesse de coupure

V_{out}

vitesse du vent la plus élevée à hauteur du moyeu pour laquelle l'éolienne a été conçue pour fournir de la puissance en cas de vent constant sans turbulence

3.11

limites de conception

paramètres maximaux ou minimaux utilisés lors de la conception

3.12

panne latente

défaillance d'un composant ou d'un système qui n'est pas détectée en fonctionnement normal

3.13

sous le vent

dans la direction du vecteur vent principal

3.14

réseau d'alimentation électrique

installations, sous-stations, lignes ou câbles particuliers destinés à la transmission et à la distribution de l'électricité

NOTE Les limites des différentes parties de ce réseau sont définies par des critères appropriés, tels que la situation géographique, le propriétaire, la tension, etc.

3.15**arrêt d'urgence (éoliennes)**

arrêt rapide de l'éolienne provoqué par une fonction de protection ou par une intervention manuelle

3.16**conditions d'environnement**

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

3.17**conditions externes (éoliennes)**

facteurs affectant le fonctionnement d'une éolienne, dont les conditions d'environnement (température, neige, glace, etc.) et l'état du réseau électrique

3.18**vitesse de vent extrême**

valeur de la vitesse du vent la plus élevée, moyennée sur t s, avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ («période de récurrence»: N années)

NOTE Des périodes de récurrence de $N = 50$ ans et $N = 1$ an et des intervalles de temps de moyennage de $t = 3$ s et $t = 10$ min sont utilisés dans la présente norme. En langage courant, on utilise souvent le terme moins précis de «vitesse de survie». Dans la présente norme, cependant, l'éolienne est conçue en utilisant des vitesses de vent extrêmes pour les cas de charge pour la conception.

3.19**de sécurité intrinsèque**

qualifie une entité qui est conçue en vue d'éviter que ses défaillances n'entraînent des pannes critiques

3.20**rafale**

changement temporaire de la vitesse du vent

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

3.21**éolienne à axe horizontal**

éolienne pourvue d'un rotor dont l'axe est sensiblement horizontal

3.22**moyeu (éoliennes)**

élément servant à attacher les pales ou l'assemblage des pales à l'arbre du rotor

3.23**hauteur du moyeu (éoliennes)**

z_{hub}

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne par rapport au sol (voir 3.51, surface balayée)

3.24**(au) ralenti (éoliennes)**

état d'une éolienne en rotation lente sans production d'énergie

3.25

sous-domaine inertiel

intervalle de fréquence du spectre de la turbulence, où les tourbillons – après avoir atteint l'isotropie – subissent une dispersion avec une dissipation négligeable d'énergie

NOTE A une vitesse du vent typique de 10 m/s, le sous-domaine inertiel est environ de 0, 2 Hz jusqu'à 1 kHz.

3.26

état limite

état d'une structure et des charges qui agissent sur elle, au-delà duquel la structure ne satisfait plus aux exigences de conception

[ISO 2394, modifiée]

NOTE Le but des calculs de conception (c'est-à-dire l'exigence de conception pour l'état-limite) est de limiter la probabilité qu'un état-limite puisse être atteint au-dessous d'une certaine valeur prescrite pour le type de structure considéré (voir l'ISO 2394).

3.27

loi logarithmique du cisaillement du vent

voir 3.62

3.28

vitesse moyenne du vent

moyenne statistique des valeurs instantanées de la vitesse du vent, pendant un intervalle de temps déterminé qui peut varier de quelques secondes à plusieurs années

3.29

nacelle

carter contenant la transmission et d'autres éléments, placé au sommet du mât d'une éolienne à axe horizontal

3.30

point de connexion au réseau électrique (éoliennes)

bornes du câble d'une éolienne ou, pour une centrale éolienne, point de connexion au jeu de barres du système de collecte de puissance du site

3.31

perte du raccordement au réseau

perte du raccordement au réseau pour une période dépassant toute durée prévue dans le système de commande de l'éolienne

3.32

arrêt normal (éoliennes)

arrêt dans lequel toutes les étapes sont sous le contrôle du système de commande

3.33

limites de fonctionnement

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

3.34

éolienne immobilisée

selon la conception de l'éolienne, le terme «immobilisée» se réfère à l'éolienne qui est soit à l'arrêt soit au ralenti

3.35**système de collecte de puissance (éoliennes)**

système électrique qui récupère l'énergie produite par une ou plusieurs éoliennes. Il comprend tous les équipements électriques raccordés entre les bornes des éoliennes et le point de connexion au réseau

3.36**loi exponentielle du cisaillement du vent**

voir 3.62

3.37**puissance restituée**

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

NOTE (éoliennes) Courant électrique fourni par une éolienne.

3.38**fonctions de protection (éoliennes)**

fonctions du système de commande et de protection qui assurent qu'une éolienne reste dans les limites de conception

3.39**puissance assignée**

quantité de puissance assignée, généralement par un fabricant, dans des conditions de fonctionnement définies d'un composant, d'un dispositif ou d'un équipement

NOTE (éoliennes) Puissance électrique maximale qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence, dans les conditions normales de fonctionnement et dans les conditions externes.

3.40**vitesse du vent assignée**

V_r

vitesse du vent minimale à hauteur du moyeu pour laquelle une éolienne atteint sa puissance assignée en cas de vent constant sans turbulence

3.41**loi de Rayleigh**

P_R

fonction de répartition de la probabilité, voir 3.63

3.42**vitesse du vent de référence**

V_{ref}

paramètre de base de la vitesse du vent utilisé pour définir les classes d'éoliennes. D'autres paramètres climatiques de conception sont dérivés de la vitesse du vent de référence et d'autres paramètres de catégories d'éoliennes de base (voir Article 6)

NOTE Une éolienne conçue pour une classe d'éoliennes avec une vitesse du vent de référence V_{ref} , est dimensionnée afin de résister à des climats pour lesquels la vitesse moyenne du vent extrême établie sur 10 min à hauteur du moyeu, avec une période de récurrence possible de 50 ans, est inférieure ou égale à V_{ref} .

3.43**vitesse vectorielle du vent échantillonnée en rotation**

vitesse vectorielle du vent rencontrée en un point déterminé du rotor de l'éolienne en rotation

NOTE Le spectre de turbulence de la vitesse de vent échantillonnée en rotation est nettement différent du spectre normal de la turbulence. Les pales, en tournant, traversent le flux du vent qui varie dans l'espace. En conséquence, le spectre de turbulence résultant présente une variance importante à la fréquence de rotation et à ses harmoniques.

3.44

vitesse du rotor (éoliennes)

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

3.45

longueur de la rugosité

z_0

hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne du vent est égale à zéro en supposant que le profil vertical du vent varie de manière logarithmique avec sa hauteur

3.46

entretien programmé

entretien effectué conformément à un échéancier

3.47

données du site

données environnementales, sismiques, sur le sol et le réseau électrique pour le site de l'éolienne. Les données du vent doivent être les statistiques d'échantillons sur 10 min, sauf indication contraire

3.48

arrêt

état d'une éolienne immobilisée

3.49

structure de support (éoliennes)

éléments d'une éolienne comprenant le mât et les fondations

3.50

vitesse de survie

appellation courante pour la vitesse maximale du vent qu'une construction est conçue pour supporter

NOTE L'expression n'est pas utilisée dans la présente norme. A la place, les conditions de conception se réfèrent à la vitesse de vent extrême (voir 3.18).

3.51

surface balayée

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

3.52

intensité de turbulence

I

écart-type de la vitesse du vent divisé par la vitesse moyenne du vent, quand l'écart-type et la vitesse moyenne ont été déterminés à partir d'un même échantillonnage de vitesses du vent, pris sur un intervalle de temps spécifié

3.53

paramètre d'échelle de la turbulence

Λ_1

longueur d'onde pour laquelle la densité spectrale de puissance longitudinale sans dimension est égale à 0,05

NOTE La longueur d'onde est ainsi définie comme suit: $\Lambda_1 = V_{hub}/f_0$, où $f_0 S_1(f_0)/\sigma_1^2 = 0,05$.

3.54**écart-type de la turbulence** σ_1

écart-type de la composante longitudinale de la vitesse du vent turbulent à hauteur du moyeu

3.55**état limite ultime**

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

[ISO 2394, modifiée]

3.56**maintenance non programmée**

maintenance qui n'est pas effectuée conformément à un échéancier, mais à la suite d'une indication relative à l'état d'une entité

3.57**au vent**

dans la direction opposée au vecteur vent principal

3.58**éolienne à axe vertical**

éolienne pourvue d'un rotor dont l'axe est vertical

3.59**distribution de Weibull** P_w

fonction de répartition de la probabilité, voir 3.63

3.60**parc éolien**

voir 3.61

3.61**centrale éolienne**

groupe(s) d'éoliennes, appelé(s) communément «parc éolien»

3.62**profil du vent – loi du cisaillement du vent**

expression mathématique pour une variation supposée de la vitesse du vent avec la hauteur au-dessus du sol

NOTE Les profils usuels sont le profil logarithmique (équation 1) ou le profil exponentiel (équation 2).

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

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

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 adapter le profil; z_0 est la longueur de rugosité;

α est l'exposant de cisaillement du vent (ou de la loi exponentielle)

3.63

distribution des vitesses du vent

fonction de répartition de la probabilité, utilisée pour décrire la distribution des vitesses du vent sur un intervalle de temps étendu

NOTE Les fonctions de répartition usuelles sont les fonctions de Rayleigh, $P_R(V_0)$, et de Weibull, $P_W(V_0)$.

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

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

où

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

V_0 est la vitesse du vent (limite);

V_{ave} est la valeur moyenne de V ;

C est le paramètre d'échelle de la fonction de Weibull;

k est le paramètre de forme de la fonction de Weibull;

Γ est la fonction gamma.

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

Les fonctions de distribution expriment la probabilité cumulée selon laquelle la vitesse du vent est inférieure à V_0 . Ainsi $(P(V_1) - P(V_2))$, si son évaluation est effectuée entre les limites définies V_1 et V_2 , va indiquer la fraction de temps durant laquelle la vitesse du vent se trouve dans ces limites. La différentiation des fonctions de distribution permet d'obtenir les fonctions de densité de probabilité correspondantes

3.64

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent dans le plan perpendiculaire à la direction du vent

3.65

exposant de cisaillement du vent

α

également communément connu sous le nom d'«exposant de la loi exponentielle», voir 3.62

3.66

vitesse du vent

V

en un point spécifié de l'espace, est la vitesse de déplacement d'une minuscule quantité d'air entourant le point défini

NOTE Elle est aussi égale à l'amplitude de la vitesse vectorielle locale du vent (voir 3.69).

3.67

aérogénérateur (éolienne)

système destiné à convertir l'énergie cinétique présente dans le vent en énergie électrique

3.68**site de l'éolienne**

emplacement d'une éolienne individuelle soit seule, soit dans un parc éolien

3.69**vitesse vectorielle du vent**

vecteur pointant dans la direction de déplacement d'une minuscule quantité d'air entourant le point considéré, l'amplitude du vecteur étant égale à la vitesse de déplacement de cet «élément» d'air (c'est-à-dire la vitesse locale du vent)

NOTE Ainsi, ce vecteur, en un point donné, est la dérivée par rapport au temps du vecteur de position de l'«élément» d'air passant par ce point.

3.70**système électrique d'une éolienne**

tous les équipements électriques internes aux éoliennes, allant jusqu'aux bornes des éoliennes et les comprenant, dont les équipements destinés à la mise à la terre, aux liaisons et aux communications. Les conducteurs situés dans les éoliennes, qui sont destinés à fournir un réseau de raccordement à la terre spécifiquement pour les éoliennes, sont inclus

3.71**bornes de l'éolienne**

point(s) identifié(s) par le fournisseur d'éoliennes au niveau duquel (desquels) les éoliennes peuvent être raccordées au système de collecte de puissance. Cela inclut le raccordement permettant de transporter l'énergie et de transmettre les communications

3.72**orientation**

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

3.73**désalignement d'orientation**

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

4 Symboles et abréviations**4.1 Symboles et unités**

C	paramètre d'échelle de la fonction de distribution de Weibull	[m/s]
C_{CT}	paramètre de correction de la structure de turbulence	
C_T	coefficient de poussée	
Coh	fonction de cohérence	
D	diamètre du rotor	[m]
f	fréquence	[s ⁻¹]
f_d	valeur de conception de la résistance du matériau	[-]
f_k	valeur caractéristique de la résistance du matériau	[-]
F_d	valeur de conception des charges	[-]
F_k	valeur caractéristique des charges	[-]
I_{ref}	valeur attendue de l'intensité de la turbulence à hauteur du moyeu à une vitesse moyenne du vent de 15 m/s sur 10 min	[-]
I_{eff}	intensité effective de la turbulence	[-]

k	paramètre de forme de la fonction de distribution de Weibull	[-]
K	fonction de Bessel modifiée	[-]
L	paramètre d'échelle intégrale de la turbulence isotrope	[m]
L_e	paramètre d'échelle de cohérence	[m]
L_k	paramètre d'échelle intégrale de la composante de la vitesse	[m]
m	exposant de la courbe de Wöhler	[-]
n_i	nombre de cycles de fatigue en binaire de charge i	[-]
$N(.)$	nombre de cycles jusqu'à la défaillance en 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]
p	probabilité de survie	[-]
$P_R(V_0)$	loi de probabilité de Rayleigh, c'est-à-dire la probabilité selon laquelle $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	loi de probabilité de Weibull	[-]
r	amplitude de la projection du vecteur de séparation	[m]
s_i	niveau de contrainte (ou de déformation) associé au nombre de cycles en bin i	[-]
$S_1(f)$	fonction de la densité spectrale de puissance pour la composante longitudinale de la vitesse du vent	[m ² /s]
S_k	spectre de la composante de la vitesse dans un sens donné	[m ² /s]
T	durée caractéristique de la rafale	[s]
t	temps	[s]
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_{eN}	vitesse du vent extrême prévue (moyennée sur trois secondes), avec un intervalle de temps de récurrence de N années. V_{e1} et V_{e50} pendant 1 an et 50 ans, respectivement	[m/s]
V_{gust}	amplitude de la rafale la plus importante avec une période de récurrence prévue de 50 années	[m/s]
V_{hub}	vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
V_{in}	vitesse de démarrage	[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_r	vitesse du vent assignée	[m/s]
V_{ref}	vitesse du vent de référence	[m/s]
$V(y,z,t)$	composante de la vitesse longitudinale du vent permettant de décrire le cisaillement du vent horizontal transitoire	[m/s]
$V(z,t)$	composante de la vitesse longitudinale du vent permettant de décrire la variation transitoire des conditions de cisaillement et de rafale extrême	[m/s]

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 exponentielle du cisaillement du vent	[-]
β	paramètre du modèle de changement de direction extrême	[-]
δ	coefficient de variation	[-]
Γ	fonction gamma	[-]
γ_f	facteur de sécurité partielle des charges	[-]
γ_m	facteur de sécurité partielle des matériaux	[-]
γ_n	facteur de sécurité partielle des conséquences de défaillance	[-]
$\theta(t)$	transitoire de changement de direction du vent	[deg]
θ_{cg}	angle de l'écart maximal à partir de la direction de la vitesse moyenne du vent dans des conditions de rafale	[deg]
θ_e	changement de direction extrême avec une période de récurrence de N années	[deg]
Λ_1	paramètre d'échelle de la turbulence défini comme la longueur d'onde où la densité spectrale de puissance longitudinale sans dimension, $fS_1(f)/\sigma_1^2$, est égale à 0,05	[m]
$\hat{\sigma}$	écart-type de la turbulence estimée	[m/s]
$\hat{\sigma}_{\text{eff}}$	écart-type de la turbulence estimée effective	[m/s]
σ_{wake}	écart-type de la turbulence de sillage	[m/s]
$\hat{\sigma}_T$	écart-type de la turbulence de sillage central maximal	[m/s]
$\hat{\sigma}_\sigma$	écart-type de l'écart-type estimé de la turbulence $\hat{\sigma}$	[m/s]
σ_1	écart-type de la vitesse longitudinale du vent 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 transversal à hauteur du moyeu	[m/s]
$E\langle \rangle$	valeur attendue du paramètre entre crochets	[-]
$Var\langle \rangle$	variance du paramètre entre crochets	[-]

4.2 Abréviations

A	anormal (pour facteurs de sécurité partielle)
c.a.	courant alternatif
c.c.	courant continu
DLC	cas de charge pour la conception (en anglais <i>Design load case</i>)
ECD	rafale extrême cohérente avec changement de direction (en anglais <i>Extreme coherent gust with direction change</i>)
EDC	changement de direction du vent extrême (en anglais <i>Extreme wind direction change</i>)
EOG	rafale extrême de fonctionnement (en anglais <i>Extreme operating gust</i>)

ETM	modèle de turbulence extrême (en anglais <i>Extreme turbulence model</i>)
EWM	modèle de vitesse du vent extrême (en anglais <i>Extreme wind speed model</i>)
EWS	cisaillement du vent extrême (en anglais <i>Extreme wind shear</i>)
F	fatigue
N	normal et extrême (pour facteurs de sécurité partielle)
NWP	modèle de profil normal du vent (en anglais <i>Normal wind profile model</i>)
NTM	modèle de turbulence normale (en anglais <i>Normal turbulence model</i>)
S	classe d'éoliennes spécifiques à la CEI
T	transport et levage (pour facteurs de sécurité partielle)
U	ultime

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 dans les articles suivants. Cette spécification relative aux exigences s'applique à la conception, la fabrication, l'installation et aux manuels de fonctionnement et de maintenance des éoliennes et aux processus de gestion de la qualité correspondants. En outre, les procédures de sécurité qui ont été établies pour les différentes pratiques utilisées dans l'installation, le fonctionnement et la maintenance des éoliennes sont prises en considération.

5.2 Méthodes relatives à la conception

La présente norme nécessite l'utilisation d'un modèle de dynamique structurelle en vue de prévoir les charges de conception. Un tel modèle doit être utilisé afin de déterminer les charges relatives à une plage donnée des vitesses du vent, en ayant recours, pour ce faire, aux conditions de turbulence et autres conditions de vent spécifiées à l'Article 6, et aux situations relatives à la conception définies à l'Article 7. Toutes les combinaisons pertinentes se rapportant aux conditions extérieures et situations relatives à la conception doivent faire l'objet d'une analyse. Un ensemble minimal de telles combinaisons a été défini, au sein de la présente norme, en tant que cas de charge.

Les données obtenues à partir des essais réalisés à l'échelle réelle d'une éolienne peuvent être utilisées afin de renforcer la confiance vis-à-vis des valeurs relatives à la conception ainsi prédites et de vérifier les modèles de dynamique structurelle ainsi que les situations liées à la conception.

La vérification de l'adéquation de la conception doit être réalisée par des calculs et/ou par des essais. Si les résultats d'essai sont utilisés dans le cadre de la vérification, les conditions externes présentes au cours de l'essai doivent être indiquées afin de refléter les valeurs caractéristiques et les situations relatives à la conception définies dans la présente norme. Le choix des conditions d'essai, y compris les charges d'essai, doit tenir compte des facteurs de sécurité correspondants.

5.3 Classes de sécurité

Une éolienne doit être conçue conformément à l'une des deux classes de sécurité suivantes:

- une classe de sécurité standard s'appliquant lorsqu'une défaillance peut entraîner un risque de dommage corporel ou avoir d'autres conséquences sociales ou économiques;

- une classe de sécurité spécifique s'appliquant lorsque les exigences en matière de sécurité sont fixées par les réglementations locales et/ou lorsque les exigences en matière de sécurité font l'objet d'un accord entre le fabricant et le client.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux éoliennes de classe de sécurité standard, sont spécifiés en 7.6 de la présente norme.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux éoliennes de classe de sécurité spécifique, doivent faire l'objet d'un accord entre le fabricant et le client. Une éolienne conçue conformément à une classe de sécurité spécifique est une éolienne de classe S, tel que défini en 6.2.

5.4 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, de l'approvisionnement, de la fabrication, de l'installation, du fonctionnement et de la maintenance des éoliennes et de l'ensemble de leurs composants.

Il est recommandé que le système d'assurance qualité soit conforme aux exigences de l'ISO 9001.

5.5 Marquage des éoliennes

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

- fabricant de l'éolienne et pays;
- modèle et numéro de série;
- année de fabrication;
- puissance assignée;
- vitesse du vent de référence, V_{ref} ;
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{in} - V_{out}$;
- plage de températures ambiantes de fonctionnement;
- éoliennes, classe CEI (voir Tableau 1);
- tension assignée aux bornes de l'éolienne;
- fréquence aux bornes de l'éolienne ou plage de fréquences dans le cas où l'amplitude de variation nominale est supérieure à 2 %.

6 Conditions externes

6.1 Généralités

Les conditions externes décrites dans le présent article doivent être prises en compte dans la conception d'une éolienne.

Les éoliennes sont soumises à des conditions d'environnement et électriques qui peuvent affecter leur charge, leur durabilité et leur fonctionnement. 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 d'environnement se subdivisent, en outre, en conditions de vent et autres conditions d'environnement. Les conditions électriques se rapportent aux conditions du réseau d'alimentation électrique. Les propriétés du sol revêtent une importance significative dans la conception des fondations de l'éolienne.

Les conditions externes sont subdivisées en catégories normales et extrêmes. Les conditions externes normales concernent, en règle générale, les conditions de charges structurelles récurrentes, tandis que les conditions externes extrêmes représentent les conditions externes de conception peu fréquentes. Les cas de charge pour la conception doivent consister en des combinaisons potentiellement critiques de ces conditions externes et des modes de fonctionnement des éoliennes et d'autres situations de conception.

Les conditions de vent constituent les conditions externes principales affectant l'intégrité structurelle. D'autres conditions d'environnement affectent également les caractéristiques de conception, telles que la fonction du système de commande, la durabilité, la corrosion, etc.

Les conditions normales et extrêmes dont il doit être tenu compte dans la conception, conformément aux classes d'éoliennes, sont définies précisément dans les paragraphes suivants.

6.2 Classes d'éoliennes

Les conditions externes devant être prises en compte lors de la conception dépendent du site envisagé ou du type de site retenu pour l'installation d'une éolienne. Les classes d'éoliennes se définissent en termes de paramètres de vitesses de vent et de turbulence. L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications. Les valeurs relatives aux paramètres de vitesses de vent et de turbulence ont pour objectif de représenter de nombreux sites différents et ne sont pas spécifiquement représentatives d'un site particulier, voir 11.3. La classification des éoliennes présente une plage de robustesse clairement définie en termes de paramètres de vitesses de vent et de turbulence. Le Tableau 1 indique les paramètres de base définissant les classes d'éoliennes.

Une catégorie supplémentaire d'éoliennes, la classe S, peut être utilisée lorsque des conditions de vent spécifiques ou d'autres conditions externes ou encore une classe de sécurité spécifique, voir 5.3, sont requises par le concepteur et/ou le client. Les valeurs liées à la conception et relatives à la classe S des éoliennes doivent être sélectionnées par le concepteur et mentionnées dans les documents de conception. Concernant des conceptions spécifiques de ce type, les valeurs sélectionnées pour les conditions de conception doivent refléter un environnement au moins aussi hostile qu'initialement prévu pour l'utilisation des éoliennes.

Les conditions externes particulières définies pour les classes I, II et III ne sont pas destinées à couvrir des conditions en pleine mer ni des conditions de vent rencontrées dans des tempêtes tropicales telles que les ouragans, les cyclones et les typhons. De telles conditions peuvent nécessiter une conception d'éolienne de classe S.

Tableau 1 – Paramètres de base pour les classes d'éoliennes¹

Classe d'éoliennes	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Valeurs spécifiées par le concepteur
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Dans le Tableau 1, les valeurs des paramètres s'appliquent à la hauteur du moyeu, et

V_{ref} est la moyenne de la vitesse du vent de référence sur 10 min,

A désigne la catégorie relative aux caractéristiques de turbulence plus élevée,

B désigne la catégorie relative aux caractéristiques de turbulence moyenne,

C désigne la catégorie relative aux caractéristiques de turbulence plus faible, et

I_{ref} est la valeur attendue de l'intensité de la turbulence² à 15 m/s.

Outre ces paramètres de base, plusieurs autres paramètres importants sont nécessaires afin d'indiquer de manière exhaustive les conditions externes devant être retenues dans la conception des éoliennes. Dans le cas des classes d'éoliennes I_A à III_C, ces dernières étant mentionnées en tant que classes standard d'éoliennes, les valeurs inhérentes à ces paramètres complémentaires sont spécifiées en 6.3, 6.4 et 6.5.

La durée de vie prévue à la conception pour les classes I à III d'éoliennes doit être d'au moins 20 ans.

Concernant la classe S des éoliennes, le fabricant doit décrire, dans les documents de conception, les modèles utilisés ainsi que les valeurs des paramètres de conception. Lorsque les modèles figurant à l'Article 6 sont approuvés et retenus, la déclaration des valeurs que prennent les paramètres sera suffisante. Les documents de conception, relatifs à la classe S des éoliennes, doivent intégrer les informations indiquées à l'Annexe A.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les intitulés des paragraphes, et figurant dans la partie restante du présent article, sont utilisées afin de décrire les conditions de vent s'appliquant aux cas de charge pour la conception stipulés en 7.4.

6.3 Conditions de vent

Une éolienne doit être conçue afin de résister en toute sécurité aux conditions de vent définies par la classe d'éoliennes ayant été retenue.

Les valeurs liées à la conception et relatives aux conditions de vent doivent être clairement spécifiées dans les documents de conception.

¹ La vitesse moyenne annuelle du vent n'apparaît plus dans le Tableau 1 comme paramètre de base pour les classes d'éoliennes dans la présente édition de la norme. La vitesse moyenne annuelle du vent pour les conceptions d'éoliennes conformément à ces classes est donnée par l'équation (9).

² Noter que I_{ref} est définie comme une valeur moyenne dans la présente édition de la norme plutôt que comme une valeur représentative.

Le régime des vents, en matière de charges et de sécurité, se subdivise en conditions normales de vent, se présentant fréquemment en phase normale de fonctionnement d'une éolienne, et en conditions extrêmes de vent, lesquelles sont définies comme se répétant de manière récurrente tous les ans ou tous les 50 ans.

Les conditions de vent comprennent un débit moyen constant combiné, dans de nombreux cas, avec un profil de rafale déterministe variable ou avec des turbulences. Dans tous les cas, l'influence de l'inclinaison du débit moyen par rapport à un plan horizontal, pouvant aller jusqu'à 8°, doit être prise en compte. Cet angle d'inclinaison du débit doit être supposé ne pas varier avec la hauteur.

L'expression «turbulence» indique des variations aléatoires de la vitesse du vent à partir de moyennes établies sur 10 min. Le modèle de turbulence, lorsqu'il est utilisé, doit inclure les effets de la variation de la vitesse du vent, des cisaillements et de la direction et permettre un échantillonnage rotationnel en variant les cisaillements. Les trois composantes vectorielles de la vitesse du vent turbulent sont définies comme suit:

- longitudinale – le long de la direction de la vitesse moyenne du vent;
- latérale – horizontale et perpendiculaire à la direction longitudinale, et
- ascendante – perpendiculaire aux directions longitudinale et latérale, c'est-à-dire inclinée à partir de la verticale par l'angle d'inclinaison du débit moyen.

Concernant les classes standard d'éoliennes, le champ de vitesse aléatoire du vent pour les modèles de turbulence doit satisfaire aux exigences suivantes:

- a) l'écart-type de la turbulence, σ_1 , avec les valeurs données dans les paragraphes suivants, doit être supposé ne pas varier avec la hauteur. Les composantes perpendiculaires à la direction moyenne du vent doivent avoir les écarts-types minimaux suivants³:
 - composante latérale – $\sigma_2 \geq 0,7\sigma_1$
 - composante ascendante – $\sigma_3 \geq 0,5\sigma_1$
- b) le paramètre d'échelle de la turbulence longitudinale, Λ_1 , à la hauteur du moyeu z , doit être donné par :

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z & z \leq 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m} & z \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (5)$$

Les densités spectrales de puissance des trois composantes orthogonales, $S_1(f)$, $S_2(f)$, et $S_3(f)$ doivent, de manière asymptotique, s'approcher des formules suivantes à mesure que la fréquence dans le sous-domaine inertiel augmente:

$$S_1(f) = 0,05 \sigma_1^2 (\Lambda_1 / V_{\text{hub}})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (6)$$

$$S_2(f) = S_3(f) = \frac{4}{3} S_1(f) \quad (7)$$

- c) un modèle reconnu pour la cohérence, défini comme l'amplitude du co-spectre divisée par l'auto-spectre pour les composantes de la vitesse longitudinale en des points séparés dans l'espace dans un plan perpendiculaire à la direction longitudinale, doit être utilisé.

Le modèle de turbulence recommandé qui satisfait à ces exigences est le modèle de turbulence de cisaillement uniforme de Mann de l'Annexe B. Un autre modèle utilisé fréquemment et satisfaisant à ces exigences est également donné en Annexe B. Il convient d'utiliser d'autres modèles avec prudence, dans la mesure où le choix peut affecter les charges de façon significative.

³ Les valeurs réelles peuvent dépendre du choix du modèle de turbulence et des exigences de b).

6.3.1 Conditions normales de vent

6.3.1.1 Distribution de la vitesse du vent

La distribution de la vitesse du vent est significative pour la conception des éoliennes puisqu'elle détermine la fréquence d'occurrence des conditions individuelles de charge pour les situations conceptuelles normales. La valeur moyenne de la vitesse du vent, sur un intervalle de 10 min, doit être supposée suivre une distribution de Rayleigh à hauteur du moyeu donnée par:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2\right] \quad (8)$$

où, dans les classes standards d'éoliennes, V_{ave} doit être choisie comme

$$V_{ave} = 0,2 V_{ref} \quad (9)$$

6.3.1.2 Modèle de profil normal du vent (NWP)

Le profil du vent, $V(z)$, indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur, z , au-dessus du sol. Dans le cas des classes standards d'éoliennes, le profil normal de la vitesse du vent doit être donné par la loi exponentielle:

$$V(z) = V_{hub} (z/z_{hub})^\alpha \quad (10)$$

L'exposant de la loi exponentielle, α , doit être supposé être équivalent 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.

6.3.1.3 Modèle de turbulence normale (NTM)

Pour le modèle de turbulence normale, la valeur représentative de l'écart-type de la turbulence, σ_1 , doit être donnée par le quantile à 90 %⁴ pour la vitesse du vent donnée à hauteur du moyeu. Cette valeur pour les classes standards d'éoliennes doit être donnée par :

$$\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{hub} + b); \quad b = 5,6 \text{ m/s} \quad (11)$$

Les valeurs pour l'écart-type de la turbulence σ_1 et l'intensité de la turbulence σ_1/V_{hub} sont présentées aux Figures 1a et 1b.

Les valeurs pour I_{ref} sont données au Tableau 1.

⁴ Noter que, si d'autres quantiles sont souhaités pour les calculs de charge facultatifs supplémentaires, ils peuvent être arrondis pour les classes standards en supposant une distribution log-normale et :

$$E\langle\sigma_1|V_{hub}\rangle = I_{ref}(0,75V_{hub} + c); \quad c = 3,8 \text{ m/s}$$

$$Var\langle\sigma_1|V_{hub}\rangle = (I_{ref}(1,4 \text{ m/s}))^2$$

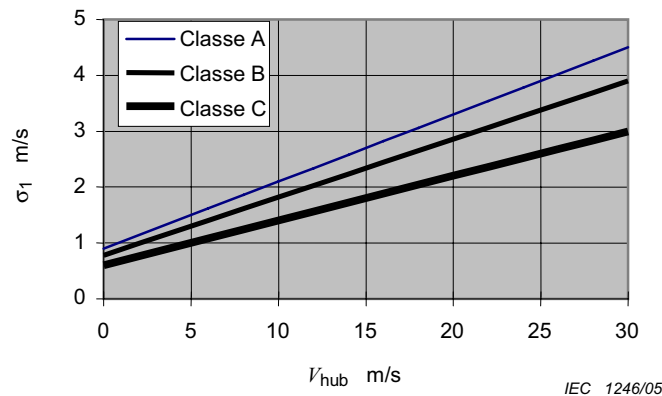


Figure 1a – Ecart-type de la turbulence pour le modèle de turbulence normale (NTM)

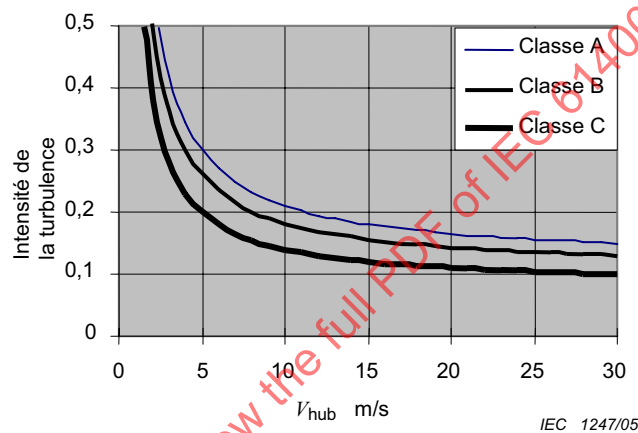


Figure 1b – Intensité de la turbulence pour le modèle de turbulence normale (NTM)

Figure 1 – Modèle de turbulence normale (NTM)

6.3.2 Conditions extrêmes de vent

Les conditions extrêmes de vent comprennent les événements de cisaillement du vent, ainsi que les vitesses de pointe du vent dues aux tempêtes et changements brusques de la vitesse et de la direction du vent.

6.3.2.1 Modèle de vitesse extrême du vent (EWM)

Le modèle de vitesse extrême du vent doit être un modèle de vent soit constant soit turbulent. Les modèles de vents doivent être fondés sur la vitesse de vent de référence, V_{ref} , et un écart type de turbulence σ_1 .

Pour le modèle de vent extrême constant, la vitesse de vent extrême, V_{e50} , avec une période de récurrence de 50 ans, et la vitesse de vent extrême, V_{e1} , avec une période de récurrence de 1 an, doivent être calculées en fonction de la hauteur, z , à l'aide des équations suivantes:

$$V_{e50}(z) = 1,4 V_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{0,11} \quad (12)$$

$$\text{et } V_{e1}(z) = 0,8 V_{e50}(z) \quad (13)$$

Dans le modèle de vent extrême constant, il faut tenir compte des écarts à court terme de la direction moyenne du vent en supposant un désalignement d'orientation constant dans la plage de $\pm 15^\circ$.

Pour le modèle de vitesse de vent turbulent extrême, les vitesses moyennes du vent établies sur 10 min en fonction de z avec des périodes de récurrence de 50 ans et 1 an, respectivement, doivent être fournies par

$$V_{50}(z) = V_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{0,11} \quad (14)$$

$$V_1(z) = 0,8 V_{50}(z) \quad (15)$$

L'écart-type de la turbulence longitudinale ⁵ doit être:

$$\sigma_1 = 0,11 V_{\text{hub}} \quad (16)$$

6.3.2.2 Rafale extrême de fonctionnement (EOG)

L'amplitude de la rafale à hauteur du moyeu V_{gust} ⁶ doit être donnée pour les classes standards d'éoliennes par la relation suivante:

$$V_{\text{gust}} = \text{Min} \left\{ 1,35(V_{e1} - V_{\text{hub}}); \quad 3,3 \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{\lambda_1} \right)} \right) \right\} \quad (17)$$

où

σ_1 est donné dans l'équation (11);

λ_1 est le paramètre d'échelle de la turbulence, conformément à l'équation (5);

D est le diamètre du rotor.

La vitesse du vent doit être définie par l'équation:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{\text{gust}} \sin(3\pi t / T) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (18)$$

où

$V(z)$ est défini par l'équation (10)

$T = 10,5 \text{ s}$.

Un exemple de rafale extrême de fonctionnement ($V_{\text{hub}} = 25 \text{ m/s}$, Classe I_A, $D = 42 \text{ m}$) est présenté à la Figure 2:

⁵ L'écart-type de la turbulence pour le modèle de vent turbulent extrême n'est pas lié au modèle de turbulence normale (NTM) ni au modèle de turbulence extrême (ETM). Le modèle de vent constant extrême est lié au modèle de vent turbulent extrême par un facteur de crête d'environ 3,5.

⁶ L'amplitude de la rafale a été étalonnée avec la probabilité de fonctionnements, par exemple des démarrages et des arrêts, pour donner une période de récurrence de 50 ans.

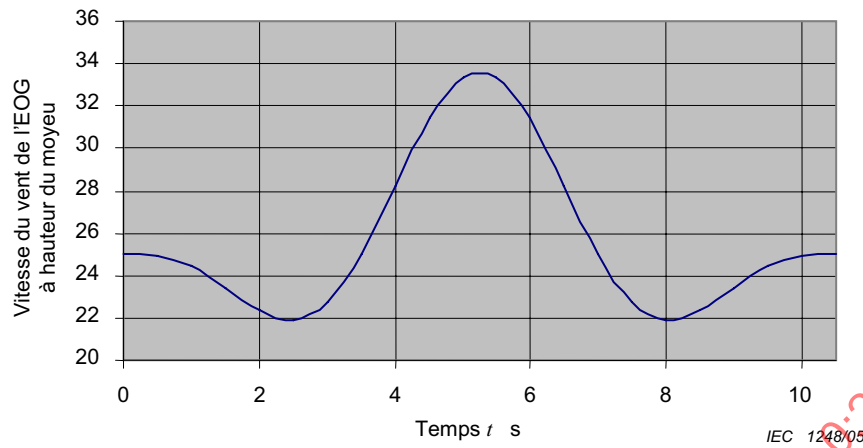


Figure 2 – Exemple de rafale extrême de fonctionnement

6.3.2.3 Modèle de turbulence extrême (ETM)

Le modèle de turbulence extrême doit utiliser le modèle de profil normal de vent de 6.3.1.2 et la turbulence avec l'écart-type de la composante longitudinale donné par :

$$\sigma_1 = c \cdot I_{\text{ref}} \left(0,072 \left(\frac{V_{\text{ave}}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{\text{hub}}}{c} - 4 \right) + 10 \right); c = 2 \text{ m/s.} \quad (19)$$

6.3.2.4 Changement de direction extrême (EDC)

L'amplitude de changement de direction extrême, θ_e , doit être calculée à l'aide de la relation suivante:

$$\theta_e = \pm 4 \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{\text{hub}} \left(1 + 0,1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad (20)$$

où

σ_1 est donné par l'équation (11) pour le modèle de turbulence normale;

θ_e est limitée à l'intervalle $\pm 180^\circ$;

Λ_1 est le paramètre d'échelle de la turbulence, conformément à l'équation (5); et

D est le diamètre du rotor.

La phase transitoire de changement de direction extrême, $\theta(t)$, doit être donnée par :

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t < 0 \\ \pm 0,5 \theta_e (1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \theta_e & \text{for } t > T \end{cases} \quad (21)$$

où $T = 6 \text{ s}$ est la durée du changement de direction extrême. Le signe doit être choisi de sorte que la charge transitoire la plus défavorable se produise. A la fin de la phase transitoire de changement de direction, la direction est supposée demeurer inchangée. La vitesse du vent doit suivre le modèle de profil normal du vent de 6.3.1.2.

A titre d'exemple, l'amplitude du changement de direction extrême avec la catégorie de turbulence A, $D = 42$ m, $z_{\text{hub}} = 30$ m, est présentée à la Figure 3 pour faire varier V_{hub} . La transitoire correspondante pour $V_{\text{hub}} = 25$ m/s est présentée à la Figure 4.

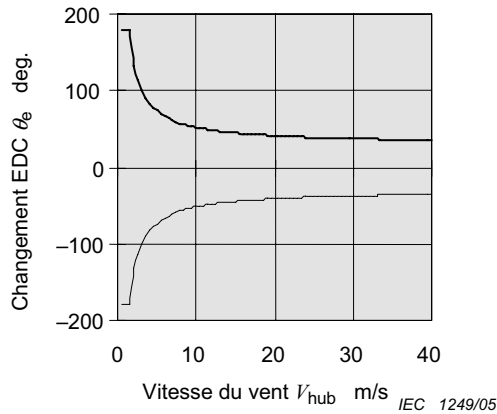


Figure 3 – Exemple d'amplitude de changement de direction extrême

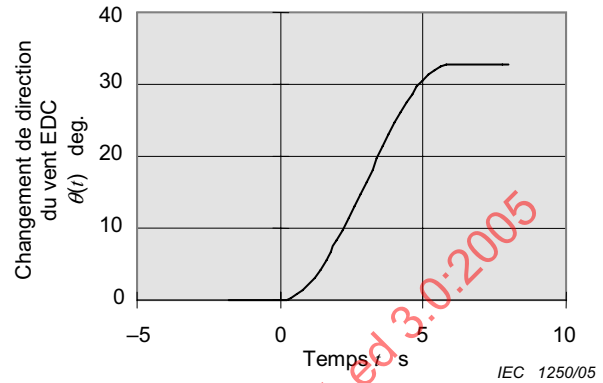


Figure 4 – Exemple de changement de direction extrême

6.3.2.5 Rafale extrême cohérente avec changement de direction (ECD)

La rafale extrême cohérente avec changement de direction doit avoir une amplitude de :

$$V_{\text{cg}} = 15 \text{ m/s} \quad (22)$$

La vitesse du vent doit être définie par :

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5 V_{\text{cg}} (1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{\text{cg}} & \text{for } t \geq T \end{cases} \quad (23)$$

où $T = 10$ s est le temps d'accroissement et la vitesse du vent $V(z)$ est donnée par le modèle de profil normal du vent de 6.3.1.2. L'accroissement de la vitesse du vent au cours de la rafale extrême cohérente est illustré à la Figure 5 pour $V_{\text{hub}} = 25$ m/s.

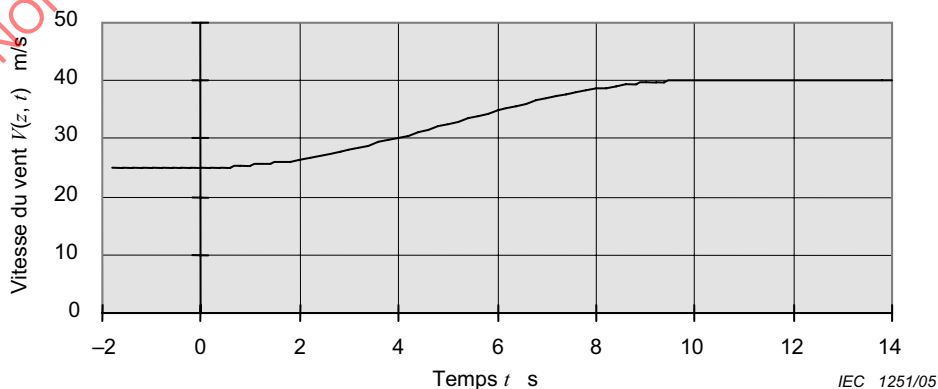


Figure 5 – Exemple d'amplitude de rafale extrême cohérente pour ECD

L'accroissement de la vitesse du vent doit être supposé se produire simultanément avec le changement de direction θ de 0° jusqu'à θ_{cg} inclus, où l'amplitude θ_{cg} est définie par :

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{for } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ \text{ m/s}}{V_{hub}} & \text{for } 4 \text{ m/s} < V_{hub} < V_{ref} \end{cases} \quad (24)$$

Le changement simultané de direction est alors donné par :

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t < 0 \\ \pm 0,5\theta_{cg}(1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \pm\theta_{cg} & \text{for } t > T \end{cases} \quad (25)$$

où $T = 10$ s est le temps d'accroissement.

L'amplitude de changement de direction, θ_{cg} , et le changement de direction $\theta(t)$ sont présentés aux Figures 6 et 7, en fonction de V_{hub} et en fonction du temps pour $V_{hub} = 25$ m/s, respectivement.

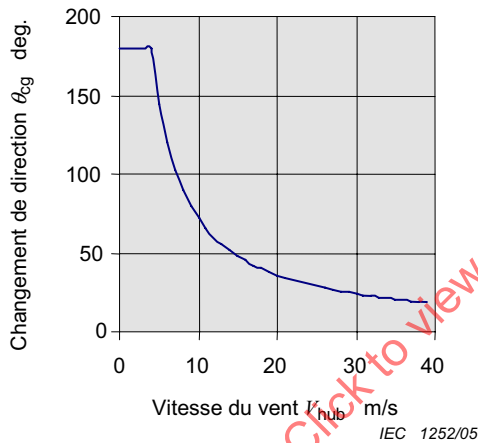


Figure 6 – Changement de direction pour ECD

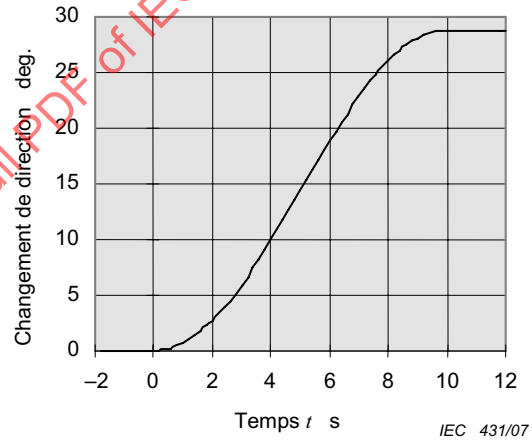


Figure 7 – Exemple de phase transitoire de changement de direction

6.3.2.6 Cisaillement du vent extrême (EWS)

Le cisaillement extrême du vent doit être pris en compte en utilisant les transitoires de vitesses du vent suivantes.

Cisaillement vertical transitoire (positif et négatif):

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otherwise} \end{cases} \quad (26)$$

Cisaillement horizontal transitoire:

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{\text{hub}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{\alpha} \pm \left(\frac{y}{D} \right) \left(2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{\text{hub}} \left(\frac{z}{z_{\text{hub}}} \right)^{\alpha} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (27)$$

où, pour le cisaillement vertical et horizontal:

$\alpha = 0,2$; $\beta = 6,4$; $T = 12$ s;

σ_1 est donné par l'équation (11) pour le modèle de turbulence normale;

Λ_1 est le paramètre d'échelle de la turbulence, conformément à (5); et

D est le diamètre du rotor.

Le signe correspondant à la transitoire de cisaillement horizontal du vent doit être choisi de sorte que la charge transitoire la plus défavorable se produise. Les deux cisaillements extrêmes du vent ne sont pas appliqués simultanément.

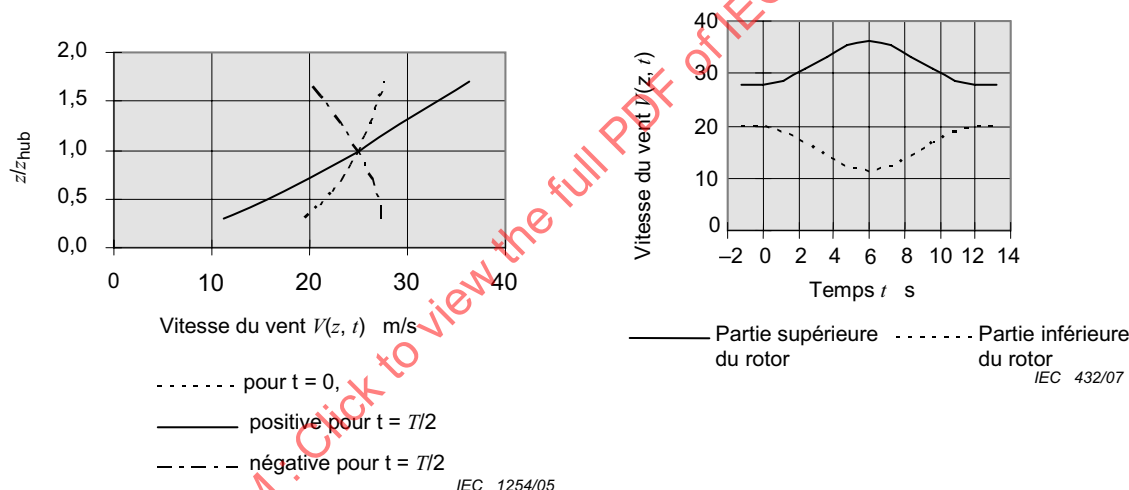


Figure 8 – Exemples de cisaillement vertical extrême du vent positif et négatif, profil du vent avant début de l'événement ($t = 0$, ligne en pointillés) et lors du cisaillement maximal ($t = 6$ s, ligne continue)

Figure 9 – Les exemples de vitesses du vent au niveau des parties supérieure et inférieure du rotor, respectivement, illustrent le cisaillement positif transitoire du vent

A titre d'exemple, le cisaillement vertical extrême du vent (catégorie de turbulence A, $z_{\text{hub}} = 30$ m, $V_{\text{hub}} = 25$ m/s, $D = 42$ m) est illustré à la Figure 8, qui représente les profils du vent avant le début de l'événement extrême ($t = 0$ s) et lors du cisaillement maximal ($t = 6$ s). La Figure 9 représente les vitesses du vent au niveau des parties supérieure et inférieure du rotor en vue d'illustrer le déroulement temporel du cisaillement (hypothèses comme dans la Figure 8).

6.4 Autres conditions d'environnement

Des conditions d'environnement (climatiques) autres que le vent peuvent affecter l'intégrité et la sécurité des éoliennes de par une action thermique, photochimique, corrosive, mécanique, électrique ou physique. D'autre part, la combinaison des conditions climatiques peut accroître leurs effets.

Les autres conditions d'environnement suivantes doivent, au moins, être prises en compte et l'action résultante doit être stipulée dans les documents de conception:

- température;
- l'humidité;
- masse volumique de l'air;
- le rayonnement solaire;
- pluie, grêle, neige et glace;
- substances chimiques actives;
- particules mécaniques actives;
- salinité;
- la foudre;
- tremblements de terre.

Un environnement marin nécessite la prise en compte de considérations supplémentaires.

Les conditions climatiques prises en compte doivent être définies en termes de valeurs représentatives ou de limites des conditions variables. 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 période de récurrence d'un an, ne doivent pas interférer avec le fonctionnement normal pour lequel l'éolienne est conçue.

A moins qu'une corrélation n'existe, d'autres conditions d'environnement extrêmes, conformément à 6.4.2, doivent être associées aux conditions normales de vent, conformément à 6.3.1.

6.4.1 Autres conditions d'environnement normales

Les valeurs relatives aux autres conditions d'environnement normales devant être prises en compte sont:

- une plage de températures ambiantes comprise entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- une humidité relative jusqu'à 95 %;
- un contenu atmosphérique identique à celui d'une atmosphère intérieure au pays non polluée (voir la CEI 60721-2-1);
- une intensité du rayonnement solaire de $1\,000\text{ W/m}^2$;
- une masse volumique de l'air de $1,225\text{ kg/m}^3$.

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

6.4.2 Autres conditions d'environnement extrêmes

Les autres conditions d'environnement extrêmes devant être prises en compte dans la conception des éoliennes sont la température, la foudre, la glace et les tremblements de terre (voir 11.6 pour l'évaluation des conditions de tremblements de terre).

6.4.2.1 Température

La plage de températures extrêmes pour les classes standards d'éoliennes doit être au moins comprise entre -20 °C et $+50\text{ °C}$.

6.4.2.2 Foudre

Les exigences relatives à la protection nécessaire contre la foudre spécifiée en 10.6 peuvent être considérées comme adéquates pour les conceptions d'éoliennes associées aux classes standard d'éoliennes.

6.4.2.3 Glace

Aucune exigence minimale de protection contre la glace n'est indiquée concernant les classes standards d'éoliennes.

6.4.2.4 Tremblements de terre

Aucune exigence minimale de protection contre les tremblements de terre n'est indiquée concernant les classes standards d'éoliennes. Pour la prise en compte des conditions et des effets des tremblements de terre, voir 11.6 et l'Annexe C.

6.5 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique

Les conditions normales, au niveau des bornes des éoliennes, devant être prises en compte, sont énumérées ci-dessous.

Les conditions normales, relatives au réseau d'alimentation électrique, s'appliquent lorsque les paramètres suivants sont compris dans les plages données ci-dessous.

- Tension – valeur nominale (conformément à la CEI 60038) $\pm 10\%$.
- Fréquence – valeur nominale $\pm 2\%$.
- Déséquilibre de tension – le rapport de la composante inverse de tension ne doit pas être supérieur à 2% .
- Cycles de refermeture automatique – les cycles de refermeture automatique compris entre 0,1 s et 5 s pour la première fermeture et entre 10 s et 90 s pour une deuxième fermeture doivent être pris en considération.
- Défaillances électriques – on doit supposer que les défaillances du réseau électrique se produisent 20 fois par an. Une défaillance électrique d'une durée maximale de 6 h⁷ doit être considérée comme une condition normale. Une défaillance électrique d'une durée maximale d'une semaine doit être considérée comme une condition extrême.

7 Conception structurelle

7.1 Généralités

L'intégrité des composants supportant les charges de la structure de l'éolienne doit être vérifiée et un niveau de sécurité acceptable doit être déterminé. La résistance ultime et à la fatigue des parties structurelles doit être vérifiée par des calculs et/ou des essais afin de démontrer l'intégrité structurelle d'une éolienne avec le niveau de sécurité approprié.

L'analyse structurelle doit être basée sur l'ISO 2394.

⁷ Une durée de fonctionnement de six heures est supposée correspondre à la durée de la partie la plus critique d'une tempête.

Les calculs doivent être réalisés à l'aide des méthodes appropriées. Les descriptions des méthodes de calcul doivent être fournies dans la documentation afférente à la conception. Les descriptions doivent comporter des preuves de la validité des méthodes de calcul ou des références aux études de vérification adaptées. Le niveau de charge dans tout essai de vérification de résistance doit correspondre aux facteurs de sécurité appropriés pour les charges caractéristiques conformément à 7.6.

7.2 Méthodologie conceptuelle

Il doit être vérifié que les états-limites ne soient pas dépassés pour la conception de l'éolienne. Les essais de modèle et de prototype peuvent également être utilisés comme une méthode de substitution au calcul afin de vérifier la conception structurelle, comme spécifié dans l'ISO 2394.

7.3 Charges

Les charges décrites de 7.3.1 à 7.3.4 doivent être prises en compte dans les calculs de conception.

7.3.1 Charges d'inertie et gravitationnelles

Les charges d'inertie et gravitationnelles sont des charges statiques et dynamiques qui résultent de la gravité, la vibration, la rotation et l'activité sismique.

7.3.2 Charges aérodynamiques

Les charges aérodynamiques sont des charges statiques et dynamiques provoquées par l'écoulement de l'air et son interaction avec les pièces fixes et mobiles des éoliennes.

L'écoulement de l'air dépend de la vitesse moyenne du vent et de la turbulence à travers le plan du rotor, de la vitesse de rotation du rotor, de la densité de l'air et des formes aérodynamiques des composants de l'éolienne et de leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.

7.3.3 Charges de manœuvre

Les charges de manœuvre résultent du fonctionnement et de la commande des éoliennes. Elles se situent dans plusieurs catégories, comprenant la commande du couple provenant d'un générateur/onduleur, les charges de manœuvre du dispositif d'orientation et de calage et les charges de freinage mécanique. Dans chaque cas, il est important, dans le calcul de la réponse et des charges, de prendre en compte la plage des forces de manœuvre disponibles. En particulier, pour les freins mécaniques, la plage de frottement, la force ou la pression de ressort influencées par la température et le vieillissement doivent être prises en compte dans la vérification de la réponse et des charges au cours de tout événement de freinage.

7.3.4 Autres charges

Les autres charges telles que les charges de sillage, les charges d'impact, les charges de gel, etc., peuvent survenir et doivent être comprises le cas échéant, voir 11.4.

7.4 Situations conceptuelles et cas de charge pour la conception

Le présent paragraphe décrit les cas de charge pour la conception pour une éolienne et spécifie un nombre minimal à prendre en compte.

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

Les cas de charge doivent être déterminés à partir de la combinaison de modes de fonctionnement ou d'autres situations conceptuelles, telles que les conditions d'assemblage spécifique, de levage ou de maintenance avec les conditions externes. Tous les cas de charge pertinents avec une probabilité raisonnable de survenance doivent être pris en compte avec le comportement du système de commande et de protection. Les cas de charge pour la conception utilisés pour vérifier l'intégrité structurelle d'une éolienne doivent être calculés en combinant:

- les situations conceptuelles normales et les conditions externes normales ou extrêmes appropriées;
- les situations conceptuelles défaillantes et les conditions externes appropriées;
- les situations conceptuelles inhérentes au transport, à l'installation et à la maintenance et les conditions externes appropriées.

S'il existe une corrélation entre une condition externe extrême et une situation défaillante, une combinaison réaliste des deux doit être considérée comme un cas de charge pour la conception.

Au sein de chaque situation conceptuelle, plusieurs cas de charge pour la conception doivent être considérés. Les cas de charge pour la conception du Tableau 2 doivent au moins être pris en compte. Dans ce tableau, les cas de charge pour la conception sont spécifiés pour chaque situation conceptuelle par la description des conditions de vent, des conditions électriques et d'autres conditions externes.

Si le régulateur de l'éolienne peut, au cours des cas de charge pour la conception, avec un modèle de vent déterministe, entraîner l'arrêt de l'éolienne avant qu'elle n'ait atteint l'angle d'orientation maximal et/ou la vitesse du vent maximale, il doit alors être prouvé que l'éolienne peut s'arrêter de manière fiable dans des conditions de turbulence avec le même changement de condition de vent déterministe.

D'autres cas de charge pour la conception doivent être pris en compte, s'ils sont relatifs à l'intégrité structurelle de la conception d'éolienne spécifique.

Pour chaque cas de charge pour la 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 utiliser dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. «U» se rapporte à l'analyse des charges ultimes par rapport à la résistance du matériau, à la déviation de l'extrémité de pale et à la stabilité structurelle.

Les cas de charge pour la conception indiqués par un «U» sont classés comme normal (N), anormal (A), ou transport et levage (T). Les cas normaux de charge pour la conception sont censés survenir fréquemment au cours de la durée de vie utile d'une éolienne. L'éolienne se trouve dans un état normal ou peut avoir subi des défaillances ou des anomalies mineures. Les situations conceptuelles anormales sont moins susceptibles de survenir. Elles correspondent habituellement à des situations conceptuelles avec des défaillances graves qui entraînent l'activation des fonctions de protection du système. Le type de situation conceptuelle, N, A ou T, détermine le facteur de sécurité partielle γ à appliquer aux charges ultimes. Ces facteurs sont donnés au Tableau 3.

Tableau 2 – Cas de charge pour la conception

Situation conceptuelle	DL C	Condition de vent	Autres conditions	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
1) Production électrique	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Pour l'extrapolation des événements extrêmes	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Production d'électricité plus survenance de la panne	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Panne du système de commande ou perte du réseau électrique	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Panne du système de protection ou panne électrique interne précédente	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out}	Panne électrique externe ou interne comprenant la perte du réseau électrique	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Pannes du système de commande, de protection ou électrique comprenant la perte du réseau électrique	F	*
3) Démarrage	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out}		U	N
4) Arrêt normal	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out}		U	N
5) Arrêt d'urgence	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out}		U	N
6) Immobilisation (arrêt ou ralenti)	6.1	EWM Période de récurrence de 50 ans		U	N
	6.2	EWM Période de récurrence de 50 ans	Perte du raccordement au réseau électrique	U	A
	6.3	EWM Période de récurrence de 1 an	Désalignement d'orientation extrême	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Immobilisation et conditions de panne	7.1	EWM Période de récurrence de 1 an		U	A
8) Transport, assemblage, maintenance et réparation	8.1	NTM V_{maint} à indiquer par le fabricant		U	T
	8.2	EWM Période de récurrence de 1 an		U	A

Les abréviations suivantes sont utilisées dans le Tableau 2 :

DLC	Cas de charge pour la conception
ECD	Rafale extrême cohérente avec modification de direction (voir 6.3.2.5)
EDC	Modification de direction extrême (voir 6.3.2.4)
EOG	Rafale extrême de fonctionnement (voir 6.3.2.2)
EWM	Modèle de vitesse du vent extrême (voir 6.3.2.1)
EWS	Cisaillement du vent extrême (voir 6.3.2.6)
NTM	Modèle normal de turbulence (voir 6.3.1.3)
ETM	Modèle de turbulence extrême (voir 6.3.2.3)
NWP	Modèle de profil normal du vent (voir 6.3.1.2)
$V_{r\pm 2}$ m/s	La sensibilité à toutes les vitesses du vent dans la plage doit être analysée
F	Fatigue (voir 7.6.3)
U	Résistance ultime (en anglais <i>Ultimate strength</i>) (voir 7.6.2)
N	Normal
A	Anormal
T	Transport et levage
*	Sécurité partielle en matière de fatigue (voir 7.6.3)

Lorsqu'une plage de vitesses de vent est indiquée au Tableau 2, les vitesses du vent menant à l'état le plus défavorable pour la conception de l'éolienne doivent être considérées. La plage des vitesses du vent peut être représentée par un ensemble de valeurs discrètes, auquel cas la résolution doit être suffisante pour assurer la précision du calcul⁸. Dans la définition des cas de charge conceptuelle, il est fait référence aux conditions de vent décrites à l'Article 6.

7.4.1 Production d'électricité (DLC 1.1 – 1.5)

Dans cette situation conceptuelle, une éolienne fonctionne et est raccordée 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.

Les cas de charge pour la conception (DLC) 1.1 et 1.2 intègrent les exigences pour des charges résultant de la turbulence atmosphérique qui se produit au cours du fonctionnement normal d'une éolienne pendant toute sa durée de vie (NTM). DLC 1.3 intègre les exigences pour des charges ultimes résultant de conditions de turbulence extrême. DLC 1.4 et 1.5 spécifient des cas transitoires qui ont été retenus comme des événements potentiellement critiques dans la vie d'une éolienne.

L'analyse statistique des données de simulation de DLC 1.1 doit au moins inclure le calcul des valeurs extrêmes dans le plan et hors plan du pied de pale et de la déviation de l'extrémité. Si les valeurs extrêmes relatives à la conception de ces paramètres sont dépassées par les valeurs extrêmes relatives à la conception obtenues pour DLC 1.3, l'analyse supplémentaire de DLC 1.1 peut être omise.

⁸ En général, une résolution de 2 m/s est considérée comme suffisante.

Si les valeurs extrêmes relatives à la conception de ces paramètres ne sont pas dépassées par les valeurs extrêmes relatives à la conception obtenues pour DLC 1.3, le facteur c de l'équation (19) pour le modèle de turbulence extrême utilisé en DLC 1.3 peut être augmenté jusqu'à ce que les valeurs extrêmes relatives à la conception calculées en DLC 1.3 soient supérieures ou égales aux valeurs extrêmes relatives à la conception de ces paramètres calculées en DLC 1.1.

7.4.2 Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 – 2.4)

Cette situation conceptuelle implique un événement transitoire déclenché par une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique pendant que l'éolienne produit de l'électricité. Toute panne survenant sur le système de commande et 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 considérée. Pour DLC 2.1, la survenance de pannes relatives aux fonctions de commande ou la perte du raccordement au réseau électrique doivent être considérées comme des événements normaux. Pour DLC 2.2, les événements rares, y compris les pannes relatives aux fonctions de protection ou aux systèmes électriques internes, doivent être considérés comme anormaux. Pour DLC 2.3, l'événement de vent potentiellement significatif, EOG, est combiné avec une panne du système électrique interne ou externe (y compris la perte du raccordement au réseau électrique) et considéré comme un événement anormal. Dans ce cas, la chronologie de ces deux événements doit être choisie afin d'atteindre la charge la plus défavorable. Si une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique ne provoque pas d'arrêt immédiat et que la charge conséquente peut mener à des dommages importants par fatigue, la durée probable de cette situation ainsi que les dommages par fatigue résultants dans des conditions de turbulence normale (NTM) doivent être évalués en DLC 2.4.

7.4.3 Démarrage (DLC 3.1 – 3.3)

Cette situation conceptuelle comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne pendant les transitoires depuis une situation d'arrêt ou de ralenti à la production électrique. Le nombre de survenances doit être estimé en se basant sur le comportement du système de commande.

7.4.4 Arrêt normal (DLC 4.1 – 4.2)

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

7.4.5 Arrêt d'urgence (DLC 5.1)

Les charges survenant à la suite d'un arrêt d'urgence doivent être prises en compte.

7.4.6 Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 – 6.4)

Dans cette situation conceptuelle, le rotor d'une éolienne immobilisée est soit en état d'arrêt soit au ralenti. Dans DLC 6.1, 6.2 et 6.3, cette situation doit être considérée avec le modèle de vitesse de vent extrême (EWM). Pour DLC 6.4, le modèle de turbulence normale (NTM) doit être considéré.

Pour les cas de charge pour la conception, où les conditions de vent sont définies par l'EWM, soit le modèle de vent extrême constant, soit le modèle de vent extrême turbulent, peut être utilisé. Si le modèle de vent extrême turbulent est utilisé, la réponse doit être estimée à l'aide d'une simulation dynamique complète ou d'une analyse quasi-constante avec des corrections appropriées pour les rafales et une réponse dynamique à l'aide de la formulation de l'ISO 4354.

Si le modèle de vent extrême constant est utilisé, les effets de la réponse de résonance doivent être estimés à partir de l'analyse quasi-constante dont il est question ci-dessus. Si le rapport de la réponse de la résonance sur la réponse en retour (R/B) est inférieur à 5 %, une analyse statique utilisant le modèle de vent extrême constant peut être utilisée. Si un glissement dans le système d'orientation de l'éolienne peut se produire à la charge caractéristique, le plus grand glissement défavorable possible doit être ajouté au désalignement d'orientation moyen. Si l'éolienne possède un système d'orientation où le mouvement d'orientation est attendu dans les situations de vent extrême (par exemple orientation libre, orientation passive ou orientation semi-libre), le modèle de vent turbulent doit être utilisé et le désalignement d'orientation dépendra des changements de direction du vent turbulent et de la réponse dynamique de l'orientation de l'éolienne. De même, si l'éolienne est soumise à de grands mouvements d'orientation ou un changement d'équilibre pendant une augmentation de la vitesse du vent d'un fonctionnement normal à la situation extrême, ce comportement doit être inclus dans l'analyse.

Dans DLC 6.1, pour une éolienne avec un système d'orientation actif, on doit imposer un désalignement d'orientation pouvant atteindre $\pm 15^\circ$ en utilisant le modèle de vent extrême constant ou un désalignement d'orientation moyen de $\pm 8^\circ$ en utilisant le modèle de vent extrême turbulent, à condition qu'une limitation des glissements dans le système d'orientation puisse être assurée.

Dans DLC 6.2, on doit supposer une perte du réseau d'alimentation électrique à un stade précoce d'une tempête présentant la situation de vent extrême. A moins que ne soit fournie une réserve d'énergie pour le système de commande et d'orientation avec une capacité pour l'alignement d'orientation pendant au moins 6 h, l'effet d'un changement de direction du vent jusqu'à $\pm 180^\circ$ doit être analysé.

Dans DLC 6.3, le vent extrême avec une période de récurrence de 1 an doit être combiné avec un désalignement d'orientation extrême. Il faut supposer un désalignement d'orientation extrême pouvant atteindre $\pm 30^\circ$ en utilisant le modèle de vent extrême constant ou un désalignement d'orientation moyen de $\pm 20^\circ$ en utilisant le modèle de vent turbulent.

Dans DLC 6.4, il faut tenir compte du nombre prévu d'heures de temps de production sans alimentation au niveau d'une charge variable appropriée pour chaque vitesse du vent où un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tout composant (par exemple du fait du poids des pales au ralenti).

7.4.7 Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1)

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 toute autre panne différente de la perte du raccordement au réseau d'alimentation électrique génère des écarts par rapport au comportement normal de l'éolienne immobilisée, les conséquences possibles doivent faire l'objet d'une analyse. L'état de panne doit être associé à l'EWM pendant une période de récurrence d'un an. Ces conditions doivent être soit turbulentes soit quasi-constantes avec une correction pour les rafales et une réponse dynamique.

Dans le cas d'une panne dans le système d'orientation, un désalignement d'orientation de $\pm 180^\circ$ doit être pris en considération. Pour toute autre panne, le désalignement d'orientation doit être cohérent avec DLC 6.1.

Si un glissement dans le système d'orientation peut se produire à la charge caractéristique trouvée en DLC 7.1, le plus grand glissement défavorable possible doit être pris en considération.

7.4.8 Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 – 8.2)

Pour DLC 8.1, le fabricant doit mentionner toutes les conditions de vent et les situations conceptuelles supposées pour le transport, l'assemblage sur site, la maintenance et la réparation d'une éolienne. Les conditions de vent maximales établies doivent être considérées dans la conception si elles peuvent exercer des charges significatives sur l'éolienne. Le fabricant doit permettre une marge suffisante entre les conditions spécifiées et les conditions de vent considérées dans la conception pour donner un niveau de sécurité acceptable. Une marge suffisante peut être obtenue en ajoutant 5 m/s à la condition de vent établie.

De plus, DLC 8.2 doit inclure tous les états de transport, d'assemblage, de maintenance et de réparation de l'éolienne qui peuvent persister pendant plus d'une semaine. Ceci doit, le cas échéant, inclure un mât partiellement complété, le mât étant dressé sans nacelle et l'éolienne sans une ou plusieurs pales. Il peut être supposé que toutes les pales sont installées simultanément. On doit supposer que le réseau électrique n'est pas connecté dans l'un de ces états. Des mesures peuvent être prises pour réduire les charges au cours de l'un de ces états, tant que ces mesures ne nécessitent pas le raccordement au réseau électrique.

Des dispositifs de blocage doivent pouvoir supporter les charges provenant de situations pertinentes en DLC 8.1. En particulier, l'application de forces de manœuvre conceptuelles maximales doit être prise en compte.

7.5 Calculs de charge

Les charges telles que décrites de 7.3.1 à 7.3.4 doivent être prises en compte pour chaque cas de charge pour la conception. Si approprié, les éléments suivants doivent également être pris en compte:

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

Les simulations dynamiques utilisant un modèle de dynamique structurelle sont généralement utilisées pour calculer les charges de l'éolienne. Certains cas de charge ont une entrée de vent turbulent. La période totale des données de charge, pour ces cas, doit être suffisamment longue pour assurer une fiabilité statistique de l'estimation de la charge caractéristique. Au moins six réalisations stochastiques de 10 min (ou une période continue de 60 min) doivent être requises pour chaque vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu utilisée dans les simulations. Cependant, pour DLC 2.1, 2.2 et 5.1, au moins 12 simulations doivent être effectuées pour chaque événement à la vitesse du vent donnée. Etant donné que les conditions initiales utilisées pour les simulations dynamiques ont généralement un effet sur les statistiques des charges pendant le début de la période de simulation, les 5 premières secondes de données (ou plus si nécessaire) ne doivent pas être prises en considération dans tout intervalle d'analyse impliquant une entrée de vent turbulent.

Dans de nombreux cas, les contraintes ou efforts locaux pour les emplacements critiques dans un composant donné d'éolienne sont fixés par des charges multi-axiales simultanées. Dans ce cas, des séries chronologiques de charges orthogonales résultant de simulations sont parfois utilisées pour spécifier des charges pour la conception.

Lorsque de telles séries chronologiques de composantes orthogonales sont utilisées pour calculer les charges de fatigue et ultimes, elles doivent être combinées afin de préserver la phase et l'amplitude. Ainsi, la méthode directe est basée sur la dérivée de la contrainte significative comme valeur en fonction du temps. Les méthodes de prédiction extrêmes et de fatigue peuvent alors être appliquées à ce signal unique, en évitant les problèmes de combinaison de charges.

Les composantes de charge ultime peuvent également être combinées de manière conservatrice en supposant que les valeurs des composantes extrêmes se produisent simultanément.

7.6 Analyse de l'état limite ultime

7.6.1 Méthode

Les facteurs de sécurité partielle représentent les incertitudes et la variabilité des charges et des matériaux, les incertitudes des méthodes d'analyse et l'importance des composants structurels par rapport aux conséquences de défaillance.

7.6.1.1 Facteurs de sécurité partielle des charges et des matériaux

Pour assurer des valeurs de conception sûres pour les charges et les matériaux, les incertitudes et la variabilité dans les charges et les matériaux sont prises en compte par des facteurs de sécurité partielle tels que définis dans les équations (28) et (29).

$$F_d = \gamma_f F_k \quad (28)$$

où

F_d est la valeur de conception de la charge interne agrégée ou la réponse de charge à des composantes de charges simultanées multiples provenant de diverses sources pour le cas de charge pour la conception donné;

γ_f est le facteur de sécurité partielle des charges; et

F_k est la valeur caractéristique de la charge.

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k \quad (29)$$

où

f_d sont les valeurs de conception des matériaux;

γ_m sont les facteurs de sécurité partielle des matériaux; et

f_k sont les valeurs caractéristiques des propriétés du matériau.

Les facteurs de sécurité partielle des charges utilisées dans la présente norme prennent en compte :

- la possibilité d'écarts/incertitudes défavorables de la charge par rapport à la valeur caractéristique;
- les incertitudes dans le modèle de charge.

Les facteurs de sécurité partielle des matériaux utilisés dans la présente norme, ainsi que dans l'ISO 2394, prennent en compte :

- la possibilité d'écarts/incertitudes défavorables de la résistance du matériau par rapport à la valeur caractéristique;
- la possible évaluation inexacte de la résistance des sections ou de la capacité des parties de la structure à supporter des charges;

- les incertitudes dans les paramètres géométriques;
- les incertitudes existant dans la relation entre les propriétés du matériau dans la structure et celles mesurées par des essais sur des échantillons de contrôle;
- les incertitudes dans les facteurs de conversion.

Ces différentes incertitudes sont parfois représentées au moyen de facteurs de sécurité partielle individuels mais, dans la présente norme comme dans la plupart des autres, les facteurs associés à la charge sont combinés en un facteur γ_f et les facteurs associés au matériau en un facteur γ_m .

7.6.1.2 Facteur de sécurité partielle des conséquences de défaillance et des classes de composants

La conséquence du facteur de défaillance, γ_n , est présentée afin de faire la distinction entre:

- Classe de composants 1: utilisée pour des composants structurels «à sécurité intégrée» dont la défaillance n'aboutit pas à la défaillance d'une partie importante d'une éolienne, par exemple roulements remplaçables avec surveillance.
- Classe de composants 2: utilisée pour des composants structurels «sans sécurité intégrée» dont la défaillance peut conduire à la défaillance d'une partie importante d'une éolienne.
- Classe de composants 3: utilisée pour des composants mécaniques «sans sécurité intégrée» qui relient des actionneurs et des freins aux composants structurels principaux afin de mettre en application des fonctions de protection uniques de l'éolienne décrites en 8.3.

Pour l'analyse de l'état limite ultime de l'éolienne, les quatre types d'analyses suivants doivent être réalisés si pertinents:

- l'analyse de la résistance ultime (voir 7.6.2);
- l'analyse de la défaillance suite à la fatigue (voir 7.6.3);
- l'analyse de la stabilité (flambement, etc.) (voir 7.6.4);
- l'analyse de la déviation critique (interférence mécanique entre la pale et le mât, etc.) (voir 7.6.5).

Chaque type d'analyse exige une formulation différente de la fonction de l'état limite et traite des différentes sources d'incertitudes par l'emploi de facteurs de sécurité.

7.6.1.3 Application des codes de matériau reconnu

Lors de la détermination de l'intégrité structurelle des éléments d'une éolienne, des codes conceptuels nationaux ou internationaux pour le matériau correspondant peuvent être utilisés. Une attention particulière doit être prêtée lorsque des facteurs de sécurité partielle issus de codes conceptuels nationaux ou internationaux sont utilisés avec des facteurs de sécurité partielle provenant de la présente norme. Il doit être garanti que le niveau de sécurité qui en résulte ne soit pas inférieur au niveau de sécurité souhaité dans la présente norme.

Différents codes subdivisent les facteurs de sécurité partielle pour les matériaux, γ_m , en plusieurs facteurs de matériaux représentant des types différents d'incertitude, par exemple la variabilité inhérente de la résistance du matériau, l'étendue du contrôle de la production ou de la méthode de production. Les facteurs de matériaux indiqués dans la présente norme correspondent aux facteurs dits «facteurs généraux de sécurité partielle pour les matériaux» représentant la variabilité inhérente des paramètres de résistance. Si le code donne des facteurs de sécurité partielle ou emploie des facteurs de réduction sur les valeurs caractéristiques pour représenter d'autres incertitudes, ces dernières doivent également être prises en compte.

Des codes individuels peuvent choisir différentes factorisations des facteurs de sécurité partielle sur la charge et les parties de matériau de la vérification conceptuelle. La répartition des facteurs souhaitée ici est celle définie dans l'ISO 2394. Si la répartition des facteurs dans le code retenu est différente de celle de l'ISO 2394, les réglages nécessaires dans le code retenu doivent être pris en compte dans la vérification conformément à la présente norme.

7.6.2 Analyse de la résistance ultime

La fonction de l'état limite peut être séparée en fonctions de charge et de résistance, S et R , de telle sorte que la condition devienne :

$$\gamma_n \cdot S(F_d) \leq R(f_d) \quad (30)$$

La résistance R correspond, en règle générale, aux valeurs de conception maximales admissibles de la résistance du matériau, d'où $R(f_d) = f_d$, tandis que la fonction S relative à l'analyse de la résistance ultime est habituellement définie comme étant la valeur la plus élevée de la réponse structurelle, d'où $S(F_d) = F_d$. L'équation devient alors :

$$\gamma_f F_k \leq \frac{1}{\gamma_m \gamma_n} f_k \quad (31)$$

Pour chaque composant d'éolienne évalué et pour chaque cas de charge du Tableau 2 dans lequel l'analyse de la résistance ultime est appropriée, la condition de l'état limite dans l'équation (31) doit être vérifiée pour l'état limite le plus critique, identifié sur la base de la marge la plus faible.

Dans les cas de charge impliquant un influx turbulent, où une plage de vitesses du vent est donnée, la probabilité de dépassement pour la charge caractéristique doit être calculée en considérant la distribution de la vitesse du vent donnée en 6.3.1.1. Etant donné que de nombreux calculs de charge impliqueront des simulations stochastiques de durée limitée, la charge caractéristique déterminée pour la période de récurrence requise peut être supérieure à toute valeur calculée dans la simulation. Des lignes directrices pour le calcul des charges caractéristiques utilisant un débit turbulent sont données en Annexe F.

Pour DLC 1.1, la valeur caractéristique de la charge doit être déterminée par une extrapolation de charge statistique et doit correspondre à une probabilité de dépassement, pour la valeur la plus élevée dans toute période de 10 min, inférieure ou égale à $3,8 \cdot 10^{-7}$, (c'est-à-dire une période de récurrence de 50 ans) pour les situations conceptuelles normales. A titre indicatif, voir l'Annexe F.

Pour les cas de charge avec des événements de champ éolien déterministes spécifiés, la valeur caractéristique de la charge doit être la valeur transitoire calculée du cas le plus défavorable. Lorsqu'un débit turbulent est utilisé, la valeur moyenne parmi les charges calculées du cas le plus défavorable pour différentes réalisations stochastiques sur 10 min doit être prise, sauf pour DLC 2.1, 2.2 et 5.1, où la valeur caractéristique de la charge doit être la valeur moyenne de la moitié la plus grande des charges maximales.

7.6.2.1 Facteurs de sécurité partielle des charges

Les facteurs de sécurité partielle des charges doivent être au moins les valeurs spécifiées au Tableau 3.

Tableau 3 – Facteurs de sécurité partielle des charges γ_i

Charges défavorables			Charges favorables ⁹
Type de situation conceptuelle (voir Tableau 2)			Toutes les situations conceptuelles
Normal (N)	Anormal (A)	Transport et levage (T)	
1,35*	1,1	1,5	0,9

* Pour le cas de charge pour la conception DLC 1.1, étant donné que les charges sont déterminées à l'aide d'une extrapolation de charge statistique à des vitesses de vent prescrites entre V_{in} et V_{out} , le facteur de charge partielle pour les situations conceptuelles normales doit être $\gamma_i = 1,25$.

Si, pour les situations conceptuelles normales, la valeur caractéristique de la réponse de charge $F_{gravity}$ due à la gravité peut être calculée pour la situation conceptuelle en question, et si la gravité est une charge défavorable, le facteur de charge partielle pour la charge combinée provenant de la gravité et d'autres sources peut avoir la valeur :

$$\gamma_i = 1,1 + \varphi \zeta^2$$

$$\varphi = \begin{cases} 0,15 & \text{for DLC1.1} \\ 0,25 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\zeta = \begin{cases} 1 - \left| \frac{F_{gravity}}{F_k} \right|; & |F_{gravity}| \leq |F_k| \\ 1; & |F_{gravity}| > |F_k| \end{cases}$$

L'utilisation de facteurs de sécurité partielle des charges pour les situations conceptuelles normales et anormales spécifiées au Tableau 3 nécessite que le modèle de calcul de charge soit validé par les mesures de charge. Ces mesures doivent être réalisées sur une éolienne similaire à la conception d'éolienne à l'étude en ce qui concerne l'aérodynamique, le contrôle et la réponse dynamique.

7.6.2.2 Facteurs de sécurité partielle pour des matériaux où des codes de conception reconnus ne sont pas disponibles

Les facteurs de sécurité partielle des matériaux doivent être déterminés en fonction de l'adéquation des données d'essai de propriétés du matériau disponibles. La valeur du facteur général de sécurité partielle pour les matériaux, γ_m , et représentant la variabilité inhérente du paramètre de résistance doit être :

$$\gamma_m \geq 1,1 \quad (32)$$

si appliquée aux propriétés caractéristiques du matériau d'une probabilité de survie p de 95 % avec une limite de confiance de 95 %¹⁰. Cette valeur s'applique aux composants avec un comportement ductile¹¹ dont la défaillance peut entraîner la défaillance d'une partie principale d'une éolienne, par exemple mât tubulaire soudé, raccordement des brides du mât, châssis de machine soudé ou raccords des pales. Les modes de défaillance peuvent comprendre:

⁹ Les charges de prétension et de gravité, qui diminuent de façon significative la réponse de charge totale, sont considérées comme des charges favorables. Dans le cas de charges à la fois favorables et défavorables, l'équation (30) devient :

$$\gamma_n S(\gamma_{i,unfav} F_{k,unfav}, \gamma_{i,fav} F_{k,fav}) \leq R(f_d)$$

¹⁰ Il convient que les paramètres de résistance caractéristique soient sélectionnés comme le fractile à 95 % (déterminé avec une confiance de 95 %) ou selon les valeurs du certificat pour les matériaux avec des procédures établies pour les essais d'échantillons représentatifs.

¹¹ Le comportement ductile comprend non seulement les matériaux ductiles, mais aussi les composants qui se comportent comme des matériaux ductiles en raison, par exemple, de la redondance interne.

- le fluage de matériaux ductiles;
- la rupture des boulons dans un raccordement par serrage mécanique avec un nombre suffisant de boulons pour fournir $1/\gamma_m$ de la résistance à la suite de la défaillance d'un seul boulon.

Pour les composants mécaniques/structurels «sans sécurité intégrée» avec un comportement non ductile, dont la défaillance conduit rapidement à la défaillance d'une partie importante d'une éolienne, le facteur général de sécurité pour les matériaux ne doit pas être inférieur à:

- 1,2 pour le flambement global des boîtiers courbés tels que les mâts tubulaires et les pales, et
- 1,3 pour la rupture causée par le dépassement des contraintes de tension ou de compression.

Afin de dériver les facteurs globaux de sécurité partielle des matériaux à partir de ce facteur général, il est nécessaire de représenter des effets d'échelle, des tolérances et des dégradations dues à des actions externes, par exemple le rayonnement ultraviolet ou l'humidité et les défauts qui ne seraient pas détectés normalement.

Facteurs de sécurité partielle pour des conséquences de défaillance:

Classe de composants 1: $\gamma_n = 0,9$

Classe de composants 2: $\gamma_n = 1,0$

Classe de composants 3: $\gamma_n = 1,3$

7.6.2.3 Facteurs de sécurité partielle des matériaux où des codes de conception reconnus sont disponibles

Les facteurs combinés de sécurité partielle des charges, des matériaux et des conséquences de défaillance, γ_f , γ_m , et γ_n , ne doivent pas être inférieurs à ceux spécifiés en 7.6.2.1 et 7.6.2.2.

7.6.3 Défaillance suite à la fatigue

Les dommages causés par fatigue doivent être estimés à l'aide d'un calcul approprié de dommages occasionnés suite à la fatigue. Par exemple, dans le cas de la règle de Miner, l'état limite est atteint lorsque les dommages cumulés dépassent 1. Ainsi, dans ce cas, les dommages cumulés au cours de la durée de vie prévue à la conception d'une éolienne doivent être inférieurs ou égaux à 1. Les calculs des dommages causés par fatigue doivent prendre en compte la formulation, y compris les effets des niveaux de la plage cyclique et des niveaux moyens de déformation (ou de contrainte). Tous les facteurs de sécurité partielle (charge, matériau et conséquences de défaillance) doivent être appliqués à la plage cyclique de déformation (ou de contrainte) pour évaluer l'incrément de dommages associés à chaque cycle de fatigue. Un exemple de formulation est donné pour la règle de Miner en Annexe G.

7.6.3.1 Facteur de sécurité partielle des charges

Le facteur de sécurité partielle des charges, γ_f , doit être de 1,0 pour toutes les situations conceptuelles normales et anormales.

7.6.3.2 Facteurs de sécurité partielle pour des matériaux où des codes reconnus ne sont pas disponibles

Le facteur de sécurité partielle pour les matériaux γ_m doit être d'au moins 1,5, à condition que la courbe SN soit basée sur des probabilités de survie de 50 % et un coefficient de variation <15 %.

Pour les composants avec un coefficient élevé de variation pour la résistance à la fatigue¹², c'est-à-dire 15 % à 20 % (comme pour de nombreux composants constitués de matériaux composites, par exemple béton armé ou matériaux composites renforcés par des fibres), le facteur de sécurité partielle γ_m doit être augmenté en conséquence et au moins jusqu'à 1,7.

Les résistances à la fatigue doivent être dérivées à partir d'un nombre d'essais significatif sur le plan statistique et la dérivation des valeurs caractéristiques doit représenter des effets d'échelle, des tolérances, la dégradation en raison d'actions externes, par exemple le rayonnement ultraviolet et les défauts qui ne seraient pas détectés normalement.

Pour l'acier soudé et de construction, la probabilité de survie de 97,7 % est généralement utilisée comme base pour les courbes SN. Dans ce cas, γ_m peut être égal à 1,1. Dans les cas où il est possible de détecter un développement critique de fissures par l'introduction d'un programme de contrôle périodique, une valeur moins élevée de γ_m peut être utilisée. Dans tous les cas, γ_m doit être supérieur à 0,9.

Pour les matériaux composites renforcés par des fibres, la distribution de résistance doit être établie à partir de données d'essai pour le matériau réel. La probabilité de survie de 95 % avec un niveau de confiance de 95 % doit être utilisée comme une base pour la courbe SN. Dans ce cas, γ_m peut être égal à 1,2. La même approche peut être utilisée pour d'autres matériaux.

Facteurs de sécurité partielle pour des conséquences de défaillance:

Classe de composants 1: $\gamma_n = 1,0$

Classe de composants 2: $\gamma_n = 1,15$

Classe de composants 3: $\gamma_n = 1,3$.

7.6.3.3 Facteurs de matériaux partiels où les codes de conception reconnue sont disponibles

Les facteurs combinés de sécurité partielle des charges, des matériaux et des conséquences de défaillance ne doivent pas être inférieurs à ceux spécifiés en 7.6.3.1 et 7.6.3.2, en veillant à prendre en considération les quantiles spécifiés dans le code.

7.6.4 Stabilité

Les parties porteuses de charge des composants «sans sécurité intégrée» ne doivent pas flamber en charge pour la conception. Pour tous les autres composants, un flambement élastique en charge pour la conception est acceptable. Le flambement ne doit pas se produire dans tout composant soumis à une charge caractéristique.

Une valeur minimale du facteur de sécurité partielle des charges, γ_f , doit être retenue conformément à 7.6.2.1, afin d'obtenir la valeur de conception. Les facteurs de sécurité partielle des matériaux ne doivent pas être inférieurs à ceux spécifiés en 7.6.2.2.

7.6.5 Analyse de la déviation critique

Il doit être vérifié qu'aucune déviation concernant l'intégrité structurelle ne survienne dans les conditions de conception détaillées dans le Tableau 2. L'un des aspects les plus importants est de vérifier qu'aucune interférence mécanique ne surviendra entre la pale et le mât.

¹² La résistance à la fatigue est définie ici comme des plages de contraintes associées à des nombres donnés de cycles.

La déviation élastique maximale dans le sens défavorable doit être déterminée pour les cas de charge détaillés dans le Tableau 2 en utilisant les charges caractéristiques. La déviation qui en résulte est alors multipliée par le facteur combiné de sécurité partielle des charges, du matériau et des conséquences de défaillance.

Facteur de sécurité partielle des charges

Les valeurs de γ_f doivent être choisies dans le Tableau 3.

Facteur de sécurité partielle des propriétés élastiques des matériaux

La valeur de γ_m doit être de 1,1 sauf lorsque les propriétés élastiques ont été déterminées par des essais réalisés à l'échelle réelle, auquel cas elle peut être réduite à 1,0. Une attention particulière doit être prêtée aux incertitudes géométriques et à la précision de la méthode de calcul de la déviation.

Facteur de sécurité partielle des conséquences de défaillance

Classe de composants 1: $\gamma_n = 1,0$

Classe de composants 2: $\gamma_n = 1,0$

Classe de composants 3: $\gamma_n = 1,3$.

La déviation élastique doit ensuite être ajoutée à la position non déviée dans le sens le plus défavorable et la position résultante comparée à l'exigence de non-interférence.

Une analyse de la déviation dynamique directe peut également être utilisée. Dans ce cas, la déviation caractéristique est déterminée d'une manière cohérente avec les charges caractéristiques déterminées pour chaque cas de charge du Tableau 2. La probabilité de dépassement dans le sens le plus défavorable doit être la même pour la déviation caractéristique que pour la charge caractéristique. La déviation caractéristique est ensuite multipliée par le facteur combiné de sécurité et ajoutée à la position non déviée, comme décrit ci-dessus.

7.6.6 Facteurs spéciaux de sécurité partielle

Les facteurs inférieurs de sécurité partielle des charges peuvent être utilisés lorsque l'amplitude des charges a été établie par mesure ou par analyse confirmée par mesure à un degré de confiance supérieur à la normale. Les valeurs de tous les facteurs de sécurité partielle utilisés doivent être mentionnées dans la documentation afférente à la conception.

8 Système de commande et de protection

8.1 Généralités

Le fonctionnement et la sécurité d'une éolienne doivent être régis par un système de commande et de protection qui satisfait aux exigences du présent article.

Une intervention manuelle ou automatique ne doit pas compromettre les fonctions de protection. Tout dispositif permettant une intervention manuelle doit être clairement visible et identifiable par un marquage approprié si nécessaire.

Les réglages du système de commande et de protection doivent être protégés contre toute interférence non autorisée.

8.2 Fonctions de commande

Les fonctions de commande d'une éolienne doivent commander le fonctionnement par des moyens actifs ou passifs et conserver les paramètres de fonctionnement dans leurs limites normales. Lorsque la sélection du mode de commande est possible, par exemple pour la maintenance, chaque mode doit être prioritaire par rapport à toute autre commande, à l'exception du bouton d'arrêt d'urgence. La sélection du mode doit être commandée par un sélecteur qui peut être verrouillé dans chaque position correspondant à un mode unique. Lorsque certaines fonctions disposent d'une commande numérique, les codes d'accès doivent être transmis afin de sélectionner correctement la fonction.

Les fonctions de commande peuvent régir ou autrement limiter les fonctions ou les paramètres tels que :

- la puissance;
- la vitesse du rotor;
- le raccordement de la charge électrique;
- les procédures de démarrage et d'arrêt;
- la torsion des câbles;
- l'alignement dans le sens du vent.

8.3 Fonctions de protection

Les fonctions de protection doivent être activées suite à une défaillance de la fonction de commande ou aux effets d'une défaillance interne ou externe ou d'un événement dangereux. Les fonctions de protection doivent maintenir l'éolienne à une condition de sécurité. Les niveaux d'activation des fonctions de protection doivent être réglés de sorte que les limites de conception ne soient pas dépassées.

Les fonctions de protection doivent avoir une priorité plus élevée que les fonctions de commande, mais pas plus élevée que le bouton d'arrêt d'urgence, en accédant aux systèmes de freinage et à l'appareil pour la déconnexion du réseau, lorsqu'elles sont activées.

Les fonctions de protection doivent être activées dans les cas suivants :

- la survitesse;
- la surcharge ou défaillance du générateur;
- la vibration excessive;
- la torsion anormale des câbles (en raison de la rotation de la nacelle par l'orientation).

Les fonctions de protection doivent être conçues pour un fonctionnement à sûreté intégrée. Les fonctions de protection doivent, en règle générale, être en mesure de protéger l'éolienne de toute défaillance ou panne pouvant survenir dans une source d'alimentation ou dans un composant dont la durée de vie n'est pas assurée au sein des systèmes mettant en application les fonctions de protection. Toute défaillance dans les parties structurelles sensibles ou dont la durée de vie n'est pas assurée des systèmes mettant en application les fonctions de commande ne doit pas entraîner de dysfonctionnement des fonctions de protection.

Si deux défaillances ou plus sont interdépendantes ou ont une cause commune, elles doivent être traitées comme une seule et même panne.

Des mesures doivent être prises afin de réduire le risque provenant de pannes latentes. Les composants dont la durée de vie n'est pas assurée au sein des systèmes mettant en application les fonctions de protection doivent tomber en panne en condition de sécurité ou leur état doit être surveillé de façon automatique; dans l'un ou l'autre des cas, leur défaillance doit aboutir à un arrêt de la machine. Les composants à durée de vie sûre doivent être contrôlés à des intervalles adéquats.

Tous les composants dont la durée de vie n'est pas assurée et qui sont nécessaires pour la mise en œuvre des fonctions de protection uniques doivent être considérés dans la classe de composants 3 avec les conséquences appropriées du facteur de défaillance de sécurité partielle définies en 7.6. Tous les composants critiques d'un tel système de protection doivent être analysés en termes de résistance ultime, de fatigue, de flambement et de déviation critique.

En cas de conflit, la fonction de protection doit surpasser la fonction de commande.

Le redémarrage automatique ou à distance d'une éolienne ne doit pas être possible si l'arrêt a été provoqué par une panne interne ou un déclenchement critique pour la sûreté de l'éolienne. Si une telle panne ou un tel déclenchement est suivi(e) d'une interruption du réseau électrique ou d'une perte de la charge, un redémarrage automatique ne doit pas être possible après le retour du réseau électrique ou de la charge.

Un bouton d'arrêt d'urgence qui est prioritaire par rapport aux fonctions de commande doit amener le rotor à un arrêt complet à n'importe quelle vitesse de vent inférieure à la limite de vitesse de vent définie pour la maintenance et la réparation, voir 7.4.8, et le faire passer au moins au mode ralenti à partir de n'importe quelle condition de fonctionnement. De plus, l'activation du bouton d'arrêt d'urgence doit mettre hors tension les systèmes moyenne tension et haute tension. Les boutons d'arrêt d'urgence doivent être fournis sur chaque lieu de travail important (par exemple, nacelle et partie inférieure du mât). Le débrayage d'un bouton d'arrêt d'urgence suite à son utilisation doit exiger une action appropriée. A la suite du débrayage, le redémarrage automatique ne doit être possible qu'après un dégagement manuel.

8.4 Système de freinage

Le système de freinage doit pouvoir amener le rotor au mode ralenti ou à un arrêt complet à partir de n'importe quelle condition de fonctionnement. Des moyens doivent être fournis afin d'amener le rotor à un arrêt complet à partir d'un régime au ralenti dangereux à n'importe quelle vitesse de vent inférieure à la limite de vitesse de vent définie pour la maintenance et la réparation, voir 7.4.8.

Il est recommandé qu'au moins un système de freinage fonctionne selon un principe aérodynamique, agissant à ce titre directement sur le rotor. Si cette recommandation n'est pas satisfaite, au moins un système de freinage doit agir sur l'arbre du rotor ou sur le rotor de l'éolienne.

Les freins doivent être conçus pour fonctionner même si leur alimentation externe est défaillante. Un frein doit pouvoir maintenir le rotor en position d'arrêt complet pour les conditions de vent définies pendant au moins une heure après mise en action du frein. Pendant des périodes plus longues de perte du réseau, il doit être possible d'actionner le frein soit par une alimentation auxiliaire, soit par une opération manuelle.

9 Systèmes mécaniques

9.1 Généralités

Un système mécanique pour les besoins de la présente norme est tout système qui ne se compose pas seulement de composants structurels statiques ni de composants électriques, mais utilise ou transmet un mouvement relatif par la combinaison d'arbres, de liaisons, de roulements, de parties glissantes, d'engrenages et d'autres dispositifs. A l'intérieur d'une éolienne, ces systèmes peuvent comprendre des éléments de transmission tels que les multiplicateurs de vitesse, les arbres et les raccords, et des organes auxiliaires tels que les freins, les commandes de calage de pale, les entraînements du dispositif d'orientation. Les organes auxiliaires peuvent être entraînés par des moyens électriques, hydrauliques ou pneumatiques.

Tous les systèmes mécaniques dans la transmission et dans le système de commande et de protection doivent être conçus conformément aux normes CEI/ISO lorsqu'elles sont disponibles. Autrement, des normes reconnues doivent être utilisées. Les facteurs de sécurité partielle doivent être cohérents avec la classe de composants 2 de 7.6.1.2, à moins que les systèmes ne fassent partie de la classe de composants 3.

Il faut particulièrement veiller à s'assurer que les systèmes de refroidissement et de filtration peuvent maintenir les conditions de fonctionnement applicables à travers toute la plage de températures de fonctionnement lorsque les procédures de maintenance spécifiées sont suivies.

La durée de vie restante de tout composant soumis à l'usure dans le système de freinage doit être contrôlée automatiquement et être soumise à un contrôle régulier. L'éolienne doit être immobilisée lorsqu'il y a trop d'usure des matériaux pour des arrêts d'urgence ultérieurs. Tous les dispositifs de freinage doivent être conçus et maintenus pour que le temps de réponse reste dans des niveaux acceptables.

Le calcul des charges doit être basé sur des simulations comprenant à la fois le niveau de freinage moyen et un niveau de freinage minimal qui permet un frottement minimal et une application de pression prévue pour la conception. Si le frein peut glisser au niveau de freinage minimal, lorsque le frein est appliqué, il doit être conçu pour éviter les surchauffes et l'altération des performances du freinage et pour éviter un risque d'incendie.

9.2 Erreurs de montage

Des erreurs susceptibles de survenir lors du montage ou du remontage de certaines pièces sur lesquelles un risque peut se constituer doivent être rendues impossibles par la conception de ces pièces ou, le cas échéant, par des informations données sur les pièces elles-mêmes et/ou les carters. Les mêmes informations doivent être données sur les pièces mobiles et/ou leurs carters où le sens du mouvement doit être connu pour éviter un risque. Toute autre information qui peut être nécessaire doit être donnée dans les manuels d'utilisation et de maintenance de l'opérateur.

Lorsqu'un raccordement défectueux peut provoquer des risques, la conception doit rendre impossible la réalisation de raccordements incorrects ou, le cas échéant, des précautions doivent être prises, afin d'éviter tout raccordement défectueux au moyen des informations figurant sur les conduites, les tuyaux et/ou les blocs connecteurs.

9.3 Systèmes hydrauliques ou pneumatiques

Lorsque des organes auxiliaires sont alimentés par énergie hydraulique ou pneumatique, les systèmes doivent être conçus, construits et équipés de façon à éviter tous les dangers potentiels associés à ces types d'énergie. Les moyens d'isolation ou de décharge de l'énergie accumulée doivent être inclus dans des systèmes de ce type. Tous les conduits et/ou tuyaux transportant de l'huile hydraulique ou de l'air comprimé et leurs fixations doivent être conçus de façon à pouvoir résister à des contraintes internes et externes prévisibles ou à en être protégés. Des précautions doivent être prises pour réduire le risque de blessures survenant suite à une rupture.

9.4 Multiplicateur de vitesse principal

Le multiplicateur de vitesse principal doit être considéré comme un composant de classe 2.

Les engrenages doivent être conçus à l'aide de méthodes de calcul appropriées, tel que décrit dans l'ISO 6336-1 à l'ISO 6336-3. Les valeurs de résistance du matériau doivent être déduites conformément à l'ISO 6336-5 et elles doivent au moins correspondre au manuel qualité. Toutes les tolérances et les écarts de fabrication correspondants doivent être combinés pour le calcul du facteur de distribution de charge faciale, conformément à l'ISO 6336-1.

Le facteur de sécurité S_H pour les piqûres doit être calculé conformément à l'ISO 6336-2 à l'aide de la méthode A ou B. La règle directe de Miner doit être appliquée pour le calcul de fatigue. Le facteur de sécurité S_H doit être de 1,2. Ce facteur de sécurité S_H inclut le facteur de sécurité partielle pour les conséquences, les matériaux et les charges.

Le facteur de sécurité S_F pour la flexion en pied de dent doit être calculé conformément à l'ISO 6336-3, méthode A ou B. La règle directe de Miner doit être utilisée. Le facteur de sécurité calculé S_F doit être au moins de 1,45. Ce facteur de sécurité S_F inclut le facteur de sécurité partielle pour les conséquences, les matériaux et les charges.

Pour l'usure de surface, les charges dues à la fatigue n'ont pas de signification, mais même quelques charges transitoires élevées peuvent initier cette défaillance, en particulier avec une finition de surface initiale insuffisante et à une température de lubrification élevée. La sécurité contre l'usure de surface doit être calculée à l'aide d'une méthode pertinente, par exemple tel que décrit dans l'ISO/TR 13989-1. Le facteur de sécurité calculé S_S doit être d'au moins 1,3.

Il faut particulièrement veiller à s'assurer que les systèmes de refroidissement et de filtration peuvent maintenir l'état de lubrification applicable à travers toute la plage de températures de fonctionnement en suivant les procédures de maintenance spécifiées.

9.5 Système d'orientation

Le système d'orientation peut se composer de dispositifs pour maintenir une orientation fixe (par exemple freins hydrauliques), de dispositifs pour modifier cette orientation (par exemple moteurs électriques, multiplicateurs de vitesse et pignons) et de dispositifs pour guider la rotation (par exemple un roulement).

Tous les moteurs doivent être conformes aux parties correspondantes de l'Article 10. Pour les systèmes d'orientation à engrenage avec des entraînements du dispositif d'orientation multiples assurant une redondance suffisante, les engrenages peuvent être considérés comme étant dans la classe de composants 1. Les facteurs de sécurité S_H et S_F peuvent alors être réduits à 1,1 et 1,25. Autrement, la classe de composants 2 doit être utilisée.

9.6 Système de calage

Le système de calage peut se composer de dispositifs pour ajuster l'angle de calage de pale (par exemple actionneurs hydrauliques, moteurs électriques, multiplicateurs de vitesse, freins et pignons) et de dispositifs pour guider la rotation (par exemple un roulement).

Tous les moteurs doivent être conformes aux parties correspondantes de l'Article 10. Pour les systèmes de calage avec des entraînements du dispositif de calage/des actionneurs individuels assurant une redondance suffisante, ceux-ci peuvent être considérés comme étant dans la classe de composants 2.

9.7 Freins mécaniques pour fonction de protection

Lorsque des freins mécaniques sont utilisés pour une fonction de protection, il s'agit généralement de dispositifs de frottement appliqués par pression de ressort hydraulique ou mécanique. La durée de vie restante de tout composant d'usure, par exemple les patins de frottement, doit être contrôlée par le système de commande et de protection, qui doit mettre l'éolienne en état d'immobilisation lorsqu'il y a trop d'usure des matériaux pour un arrêt d'urgence supplémentaire.

Le calcul des charges doit être basé sur des simulations comprenant une plage appropriée du niveau de freinage. Si le frein peut glisser à l'arrêt au niveau de freinage minimal, chaque fois que le frein doit maintenir l'éolienne dans un état stationnaire, la période de glissement dans un vent turbulent doit être suffisamment courte pour éviter les surchauffes et l'altération des performances du freinage et pour éviter un risque d'incendie.

9.8 Roulements

La base de l'analyse nominale des roulements doit être l'ISO 76 et l'ISO 281. Pour les roulements d'arbre, par exemple arbre principal, multiplicateur de vitesse, les durées de vie des roulements (probabilité de survie de 90 %) doivent être d'au moins 20 ans. La méthode de calcul doit prendre en compte les conditions de fonctionnement. Tout coefficient correcteur (c'est-à-dire coefficient c) conformément à l'ISO 281 doit être appliqué avec soin.

Il faut particulièrement veiller à s'assurer que les systèmes de refroidissement et de filtration peuvent maintenir les conditions de fonctionnement applicables à travers toute la plage de températures de fonctionnement avec les procédures de maintenance spécifiées.

Pour les roulements, les charges pour la conception doivent refléter les charges déterminées dans les divers cas de charge de 7.4 et les facteurs de sécurité appropriés de 7.6. La conception du roulement doit prendre en compte la quantité attendue de rotation au cours de sa durée de vie et le fait que les rotations sont continues comme dans les roulements d'arbre principaux, ou oscillantes comme dans les roulements de calage et d'orientation. Par ailleurs, on doit prendre en considération les effets potentiels d'une lubrification insuffisante due à un petit mouvement.

Pour les roulements d'orientation de la nacelle, le rapport de la charge statique de base sur la charge pour la conception doit être d'au moins 1,0, conformément à l'ISO 76. La distribution des charges due à la flexibilité des parties connectées doit être soigneusement prise en compte.

10 Système électrique

10.1 Généralités

Le système électrique d'une installation d'éolienne comporte tous les équipements électriques installés dans chaque éolienne, y compris les bornes de l'éolienne, et est appelé ci-après «système électrique de l'éolienne».

Le système de collecte de puissance n'est pas couvert par la présente norme.

10.2 Exigences générales pour le système électrique

La conception du système électrique doit garantir une dangerosité minimale pour les personnes et les animaux domestiques ou d'élevage ainsi qu'un minimum de dégâts potentiels sur l'éolienne et le système électrique externe au cours du fonctionnement et de la maintenance dans toutes les conditions externes normales et extrêmes définies à l'Article 6.

Le système électrique, comprenant tous les équipements et les composants électriques, doit se conformer aux normes CEI correspondantes. En particulier, la conception du système électrique d'une éolienne doit être conforme aux exigences de la CEI 60204-1. Pour les éoliennes qui comportent des circuits à des tensions nominales supérieures à 1 000 V en courant alternatif ou 1 500 V en courant continu, la conception du système électrique d'une éolienne doit être conforme aux exigences de la CEI 60204-11. Les installations fixes, pas les installations de machines, doivent être conformes aux exigences de la CEI 60364. Le fabricant doit stipuler la (les) norme(s) de conception utilisée(s). La conception du système électrique doit tenir compte de la nature fluctuante de la production d'électricité à partir des éoliennes.

10.3 Dispositifs de protection

Un système électrique d'éolienne doit, en plus des exigences de la CEI 60364, être doté de dispositifs adaptés qui assurent la protection contre le dysfonctionnement de l'éolienne ou du système électrique externe, qui peut mener à une condition ou un état d'insécurité.

10.4 Dispositifs de déconnexion

Il doit être possible de déconnecter le système électrique d'une éolienne de toute source électrique comme la maintenance ou les essais l'exigent.

Les dispositifs à semi-conducteur ne doivent pas être utilisés seuls en tant que dispositifs de déconnexion.

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 puissent rester alimentés tandis que tous les autres circuits sont privés d'alimentation.

10.5 Système de mise à la terre

La conception d'une éolienne doit comporter un système local de prise de terre afin de satisfaire aux exigences de la CEI 60364 (pour le fonctionnement correct de l'installation électrique) et de la CEI 61024-1 (pour la 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 la conception avec des recommandations, si d'autres conditions de sol sont rencontrées.

Le choix et l'installation de l'équipement du dispositif de mise à la terre (prises de terre, conducteurs de terre, bornes principales de terre et barres) doivent être effectués conformément à la CEI 60364-5-54.

Des dispositions doivent être prises dans tout système électrique fonctionnant au-dessus de 1 000 V en courant alternatif ou 1 500 V en courant continu pour la mise à la terre au cours de la maintenance.

10.6 Protection contre la foudre

La protection contre la foudre d'une éolienne doit être conçue conformément à la CEI 61024-1. Il n'est pas nécessaire que les mesures de protection s'étendent à toutes les pièces de l'éolienne, à la condition que la sécurité ne soit pas compromise. Des lignes directrices sont données dans la CEI 61400-24.

10.7 Câbles électriques

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

10.8 Auto-excitation

Tout système électrique qui peut à lui seul auto-exciter une éolienne doit être déconnecté et rester déconnecté en toute sécurité en cas de perte du raccordement au réseau.

Si une batterie de condensateurs est montée en parallèle avec une génératrice asynchrone (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 de la génératrice. Par ailleurs, si des condensateurs sont montés, ce dispositif doit être suffisant pour montrer que les condensateurs ne peuvent pas provoquer d'auto-excitation.

10.9 Protection contre l'impulsion électromagnétique générée par la foudre

La protection contre les surtensions doit être conçue conformément aux exigences de la CEI 61312-1.

Les limites de la protection doivent être conçues de sorte que toute impulsion électromagnétique générée par la foudre transmise aux équipements électriques ne dépasse pas les limites fixées par les niveaux d'isolation des équipements.

10.10 Qualité de puissance

Les caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne doivent être évaluées conformément à la CEI 61400-21.

Les procédures de la CEI 61400-21 peuvent être utilisées pour démontrer la conformité aux exigences de l'opérateur du réseau de distribution publique ou de transmission.

10.11 Compatibilité électromagnétique

Les émissions de perturbations conduites sont traitées en 10.9.

Les émissions de perturbations rayonnées doivent satisfaire aux exigences de la CEI 61000-6-4.

L'immunité aux perturbations conduites est traitée en 10.6.

L'immunité aux perturbations rayonnées doit satisfaire aux exigences de la CEI 61000-6-1 ou de la CEI 61000-6-2. Le fabricant de l'éolienne doit indiquer laquelle de ces deux normes s'applique à la conception des éoliennes.

11 Evaluation d'une éolienne pour des conditions spécifiques au site

11.1 Généralités

Les éoliennes sont soumises à des conditions d'environnement et électriques, y compris l'influence d'éoliennes à proximité, qui peuvent affecter leur charge, leur durabilité et leur fonctionnement. En plus de ces conditions, il faut prendre en compte les conditions sismiques, topographiques et liées au sol sur le site de l'éolienne. Il doit être prouvé que les conditions spécifiques au site ne compromettent pas l'intégrité structurelle. La démonstration nécessite une évaluation de la complexité du site, voir 11.2, et une évaluation des conditions de vent sur le site, voir 11.3. Pour l'évaluation de l'intégrité structurelle, deux approches peuvent être utilisées:

- a) pour une démonstration que toutes ces conditions ne sont pas plus sévères que celles supposées pour la conception de l'éolienne, voir 11.9;
- b) pour une démonstration de l'intégrité structurelle pour les conditions, identiques ou plus sévères que celles sur le site, voir 11.10.

Si toutes les conditions sont plus sévères que celles supposées dans la conception, la compatibilité structurelle et électrique doit être démontrée en utilisant la deuxième approche.

Les facteurs de sécurité partielle pour les charges de 7.6.2.1 supposent que l'évaluation sur site des conditions de vent normales et extrêmes a été effectuée conformément aux exigences minimales du présent article.

11.2 Evaluation de la complexité topographique du site

La complexité du site est caractérisée par les variations de la topographie du terrain à partir d'un plan. Un site qui ne parvient pas à être conforme à toutes les restrictions du Tableau 4 est caractérisé comme complexe. La pente du plan de montage, utilisée au Tableau 4, indique la pente d'un plan qui correspond le mieux aux variations topographiques à une distance spécifique de l'éolienne, et qui passe par la base du mât de l'éolienne. En conséquence, la variation du terrain par rapport au plan de montage indique la distance, le long d'une ligne verticale, entre tout point de surface et le plan de montage. z_{hub} est la hauteur du moyeu de l'éolienne.