

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads

Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 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 l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 60 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) 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 IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

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

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 60 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads**

**Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-3087-9

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

CONTENTS

FOREWORD.....	8
INTRODUCTION.....	10
1 Scope.....	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	11
4 Symbols, units and abbreviations	14
5 General	16
5.1 Document structure.....	16
5.2 Safety during testing	17
6 Test requirements.....	17
6.1 General.....	17
6.2 Test site requirements	17
6.3 Measurement load cases	17
6.3.1 General	17
6.3.2 MLCs during steady-state operation	18
6.3.3 MLCs during transient events	18
6.3.4 MLCs for dynamic characterization	19
6.3.5 Capture matrices	20
6.4 Quantities to be measured	23
6.4.1 General	23
6.4.2 Load quantities	23
6.4.3 Meteorological quantities.....	25
6.4.4 Wind turbine operation quantities.....	25
6.5 Turbine configuration changes	26
7 Instrumentation.....	27
7.1 Load quantities	27
7.1.1 Types of sensors	27
7.1.2 Choice of sensor location	27
7.1.3 Measurement of blade root bending moments.....	27
7.1.4 Blade bending moment distribution	28
7.1.5 Blade torsion frequency/damping.....	28
7.1.6 Measurement of rotor yaw and tilt moment	28
7.1.7 Measurement of the rotor torque.....	28
7.1.8 Measurement of tower base bending	28
7.1.9 Tower top bending moments.....	28
7.1.10 Tower mid bending moments	29
7.1.11 Tower torque	29
7.1.12 Tower top acceleration	29
7.1.13 Pitch actuation loads (on hub side of pitch bearing)	29
7.2 Meteorological quantities	29
7.2.1 Measurement and installation requirements	29
7.2.2 Icing potential.....	29
7.2.3 Atmospheric stability.....	29
7.3 Wind turbine operation quantities.....	30
7.3.1 Electrical power	30

7.3.2	Rotor speed or generator speed	30
7.3.3	Yaw misalignment.....	30
7.3.4	Rotor azimuth angle.....	30
7.3.5	Pitch position.....	30
7.3.6	Pitch speed	30
7.3.7	Brake moment	30
7.3.8	Wind turbine status.....	30
7.3.9	Brake status	30
7.4	Data acquisition system	31
7.4.1	General	31
7.4.2	Resolution	31
7.4.3	Anti-aliasing.....	31
8	Determination of calibration factors	31
8.1	General.....	31
8.2	Calibration of load channels.....	32
8.2.1	General	32
8.2.2	Blade bending moments	33
8.2.3	Main shaft moments	33
8.2.4	Tower bending moments.....	34
8.2.5	Tower torque	34
8.3	Calibration of non-load channels.....	35
8.3.1	Pitch angle	35
8.3.2	Rotor azimuth angle.....	35
8.3.3	Yaw angle.....	35
8.3.4	Wind direction.....	35
8.3.5	Pitch actuation loads	35
8.3.6	Brake moment	36
9	Data verification	36
9.1	General.....	36
9.2	Verification checks.....	36
9.2.1	General	36
9.2.2	Blade moments.....	37
9.2.3	Main shaft.....	38
9.2.4	Tower	38
10	Processing of measured data	39
10.1	General.....	39
10.2	Fundamental load quantities	39
10.3	Load quantities for larger turbines.....	39
10.4	Wind speed trend detection.....	39
10.5	Statistics.....	40
10.6	Rainflow counting	40
10.7	Cumulative rainflow spectrum	40
10.8	Damage equivalent load.....	40
10.9	Wind speed binning	41
10.10	Power spectral density.....	42
11	Uncertainty estimation	42
12	Reporting.....	42
Annex A (informative)	Example co-ordinate systems.....	46

A.1	General.....	46
A.2	Blade co-ordinate system.....	46
A.3	Hub co-ordinate system	46
A.4	Nacelle co-ordinate system	47
A.5	Tower co-ordinate system	48
A.6	Yaw misalignment.....	49
A.7	Cone angle and tilt angle	49
A.8	Rotor azimuth angle.....	50
A.9	Blade pitch angle	50
Annex B (informative) Procedure for the evaluation of uncertainties in load measurements on wind turbines.....		51
B.1	List of symbols.....	51
B.2	General procedure	52
B.2.1	Standard uncertainty	52
B.2.2	Analytical combination of standard uncertainties.....	53
B.2.3	Total uncertainty.....	54
B.3	Uncertainties of binned averaged values	55
B.3.1	General	55
B.3.2	Uncertainty of calibration and signal	55
B.3.3	Uncertainty of the bin scatter	55
B.3.4	Uncertainty of the x-axis quantity.....	55
B.3.5	Uncertainty of bin averaged mean values	55
B.4	Standard uncertainty of DEL and load spectra	56
B.5	Examples of an uncertainty evaluation.....	56
B.5.1	Example for analytical shunt calibration of tower torque.....	56
B.6	Determination and use of calibration matrix	63
B.6.1	Determination of the calibration matrix.....	63
B.6.2	Use of the calibration matrix	64
B.6.3	Time series.....	65
Annex C (informative) Sample presentation of mechanical load measurements and analysis		67
C.1	General.....	67
Annex D (informative) Recommendations for offshore measurements		79
Annex E (informative) Load model validation		81
E.1	General.....	81
E.2	Methods for loads comparison	82
E.2.1	Statistical binning	82
E.2.2	Spectral functions.....	83
E.2.3	Fatigue spectra.....	84
E.2.4	Point by point	84
Annex F (informative) Methods for identification of wind speed trends		86
F.1	List of symbols.....	86
F.2	General.....	86
F.3	Trend identification methods	87
F.4	Ongoing procedure	91
Annex G (informative) Data acquisition considerations.....		92
G.1	Data acquisition system	92
G.1.1	General	92

G.1.2	Resolution	92
G.1.3	Sampling model and filtering.....	93
G.1.4	Other considerations	95
Annex H (informative)	Load calibration	96
H.1	General.....	96
H.2	Gravity load calibration of the blade bending.....	96
H.3	Analytical calibration of the tower bending moments	97
H.4	External load calibration of the rotor torque.....	98
Annex I (informative)	Temperature drift.....	99
I.1	General.....	99
I.2	Known issues.....	99
I.3	Recommendations	100
Annex J (informative)	Mechanical load measurements on vertical axis wind turbines	101
J.1	General.....	101
J.2	Terms and definitions.....	101
J.3	Coordinate systems	101
J.4	Quantities to be measured	102
J.4.1	Fundamental loads	102
J.5	Measurements	103
J.5.1	Measurement of blade attachment bending moments.....	103
J.5.2	Blade mid-span bending moment.....	103
J.5.3	Blade modal frequency/damping	103
J.5.4	Connecting strut bending moment.....	103
J.5.5	Connecting strut axial force	104
J.5.6	Connecting strut modal frequency/damping	104
J.5.7	Rotor shaft torque.....	104
J.5.8	Tower normal bending.....	104
Bibliography.....		105
Figure 1 – Fundamental wind turbine loads: tower base, rotor and blade loads		24
Figure A.1 – Blade co-ordinate system.....		46
Figure A.2 – Hub co-ordinate system		47
Figure A.3 – Nacelle co-ordinate system.....		48
Figure A.4 – Tower co-ordinate system.....		48
Figure A.5 – Yaw misalignment.....		49
Figure A.6 – Cone angle and tilt angle		49
Figure B.1 – Explanation of used symbols.....		61
Figure C.1 – Hub-height wind speed as a function of time		67
Figure C.2 – Hub-height turbulence intensity as a function of hub-height wind speed.....		68
Figure C.3 – Turbulence intensity trending as a function of hub-height wind speed		68
Figure C.4 – Global capture matrix with all loads channels operating		69
Figure C.5 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities		70
Figure C.6 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Major load components.....		71
Figure C.7 – 10-minute statistics for blade 1 root edge bending		72
Figure C.8 – Power spectral density of blade 1 root edge bending		73

Figure C.9 – Cumulative rainflow spectrum for blade 1 root edge bending during test period	75
Figure C.10 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities	77
Figure C.11 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Major load components	78
Figure D.1 – Example of wave spectrum and monopile response	79
Figure D.2 – Example of wave spectrum	80
Figure E.1 – Measured data	82
Figure E.2 – Simulated data	82
Figure E.3 – Comparison of wind speed binned averaged 10 min. statistics	82
Figure E.4 – Comparison of 1 Hz equivalent loads	83
Figure E.5 – Comparison of 1 Hz equivalent loads (wind speed binned)	83
Figure E.6 – Comparison of PSD functions	83
Figure E.7 – Comparison of fatigue spectra	84
Figure E.8 – Point by point comparison of wind speed time histories	85
Figure E.9 – Point by point comparison of load time histories	85
Figure F.1 – Comparison of measured wind speed (v_{meas}), smoothing-filtered wind speed (v_{filt}) and resulting trend-free wind speed (v_{HP})	87
Figure F.2 – Differences of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed	89
Figure F.3 – Ratio of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed	90
Figure G.1 – Anti-aliasing check	93
Figure I.1 – Observed scatter in the original 10-min average values of the blade edge moment together with the same signal after temperature compensation in dark blue	99
Figure I.2 – Linear regression through the offsets derived from the different calibration runs	100
Figure J.1 – Darrieus style VAWT	102
Figure J.2 – Helical Darrieus style VAWT	102
Table 1 – MLCs during steady-state operation related to the DLCs defined in IEC 61400-1	18
Table 2 – Measurement of transient load cases related to the DLCs defined in IEC 61400-1	19
Table 3 – MLCs for dynamic characterization	19
Table 4 – Capture matrix for normal power production for stall controlled wind turbines	21
Table 5 – Capture matrix for normal power production for non stall controlled wind turbines	22
Table 6 – Capture matrix for parked condition	22
Table 7 – Capture matrix for normal transient events	23
Table 8 – Capture matrix for other than normal transient events	23
Table 9 – Wind turbine fundamental load quantities	24
Table 10 – Additional load quantities for turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m	25
Table 11 – Meteorological quantities	25

Table 12 – Wind turbine operation quantities	26
Table 13 – Summary of suitable calibration methods	32
Table B.1 – Uncertainty components.....	56
Table B.2 – Values and uncertainties for the calculation	60
Table C.1 – Binned data for blade 1 root edge bending.....	74
Table C.2 – Transient capture matrix for normal start-up and shutdown	76
Table C.3 – Brief statistical description for normal shutdown for IEC example turbine at 9,5 m/s	76
Table G.1 – Wind turbine significant frequencies	94
Table G.2 – Sampling ratio	94
Table J.1 – Minimum recommendations for VAWT fundamental load quantities.....	103

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

FOREWORD

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

This International Standard IEC 61400-13 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This standard replaces IEC TS 61400-13 published in 2001. This first edition constitutes a technical revision and transition from technical specification to International Standard.

This first edition includes the following changes with respect to the technical specification:

- a) scope of the document focused to load measurements for the purpose of model validation;
- b) number of measurement load cases to match the new scope reduced;
- c) capture matrix requirements to match the new scope reduced;
- d) requirements to address the state of the art technology updated.

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

CDV	Report on voting
88/511/CDV	88/554/RVC

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

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

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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.

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

INTRODUCTION

In the process of structural design of a wind turbine, thorough understanding about, and accurate quantification of, the loading is of utmost importance.

In the design stage, loads can be predicted with aeroelastic models and codes. However, such models have their shortcomings and uncertainties, and they always need to be validated by measurement.

Mechanical load measurements can be used both as the basis for design and as the basis for certification. Design aspects for wind turbines are covered by IEC 61400-1 whilst certification procedures are described in IEC 61400-22. This standard is aimed at the test institute, the turbine manufacturer and the certifying body and clearly defines the minimum requirements for a mechanical loads test resulting in consistent, high quality reproducible test results.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

1 Scope

This part of the IEC 61400 describes the measurement of fundamental structural loads on wind turbines for the purpose of the load simulation model validation. The standard prescribes the requirements and recommendations for site selection, signal selection, data acquisition, calibration, data verification, measurement load cases, capture matrix, post-processing, uncertainty determination and reporting. Informative annexes are also provided to improve understanding of testing methods.

The methods described in this document can also be used for mechanical loads measurements for other purposes such as obtaining a measured statistical representation of loads, direct measurements of the design loads, safety and function testing, or measurement of component loads. If these methods are used for an alternative objective or used for an unconventional wind turbine design, the required signals, measurement load cases, capture matrix, and post processing methods should be evaluated and if needed adjusted to fit the objective.

These methods are intended for onshore electricity-generating, horizontal-axis wind turbines (HAWTs) with rotor swept areas of larger than 200 m². However, the methods described may be applicable to other wind turbines (for example, small wind turbines, ducted wind turbines, vertical axis wind turbines).

2 Normative references

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

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <<http://www.electropedia.org/>>)

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

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

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions related to wind turbine systems or wind energy in general of IEC 60050-415 as well as the following apply.

3.1

blade

rotating aerodynamically active part of the rotor

3.2

blade root

that part of the blade that is connected to the hub of the rotor

3.3

brake status

status indicating if the brake is applied or not

3.4

calibration

determination of the transfer function and its coefficients from sensor output to the physical value

3.5

capture matrix

organization of the measured time series according to their mean wind speeds and turbulence intensities

3.6

chord line

imaginary straight line that joins the leading and trailing edges of a blade airfoil cross-section

3.7

cut-in wind speed

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

3.8

cut-out wind speed

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

3.9

design loads

loads that the turbine is designed to withstand

Note 1 to entry: They are obtained by applying the appropriate partial load factors to the characteristic values.

3.10

edgewise

direction that is parallel to the local chord

Note 1 to entry: In contrast, lead lag is the direction that is parallel to the plane of the swept surface and perpendicular to the longitudinal axis of the undeformed rotor blade.

3.11

flatwise

direction that is perpendicular to the local chord, and spanwise blade axis

Note 1 to entry: In contrast, flapwise is the direction that is perpendicular to the surface swept by the undeformed rotor blade axis.

3.12

hub

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

3.13

nacelle

housing which contains the drive train and other equipment on the top of a HAWT tower

3.14**natural frequency
eigenfrequency**

frequency at which a structure will choose to vibrate when perturbed and allowed to vibrate freely

3.15**outboard**

towards the blade tip

3.16**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

3.17**rated power**

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

Note 1 to entry: Maximum continuous electrical power output which a wind turbine is designed to achieve under normal operating and external conditions.

3.18**rated wind speed**

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

3.19**reference wind speed**

basic parameter for wind speed used for defining wind turbine classes

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

Note 2 to entry: 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} .

3.20**rotor centre**

point on the main shaft in the plane perpendicular to the main shaft that contains the blade co-ordinate origin of the reference blade

3.21**rotor plane**

plane perpendicular to the main shaft and which includes the rotor centre

3.22**steady-state operation**

state of operation of the turbine during which it remains in a steady state such as during power production, power production + fault condition and when parked and for which the external conditions remain essentially steady

3.23**transient event**

event during which the state of operation of the wind turbine changes, such as during shutdown

3.24

turbulence intensity

ratio of the standard deviation of the wind speed in a given ten minute time interval to the mean wind speed in the same ten minute time interval

Note 1 to entry: For the purpose of the capture matrix the TI needs to be equivalent to that that would be reported by a cup anemometer in case a different sensing technique is used.

3.25

wind shear

variation of horizontal wind speed with height above ground

Note 1 to entry: Commonly used profile is the power law profile (Equation (1)).

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (1)$$

where

- $V(z)$ is the horizontal wind speed at height z ;
- z is the height above ground;
- z_r is a reference height above ground, normally hub height;
- α is the wind shear (or power law) exponent.

3.26

wind veer

difference in wind direction with height:

$$\phi(z) - \phi(z_r) \quad (2)$$

where

- ϕ is the wind direction;
- z is the height above ground;
- z_r is a reference height above ground, normally hub height.

3.27

yaw misalignment

the horizontal angle between the wind direction and the main shaft axis

3.28

yaw position

angle between the vertical projection of the centre line of the main shaft on the tower base and a reference direction (e.g. true north, magnetic north, etc.)

Note 1 to entry: The yaw position is positive rotating clockwise (top view).

4 Symbols, units and abbreviations

σ	Standard deviation	
σ_{xi}	Standard deviation of the mean in wind speed bin i	
φ_F	Angle for yaw misalignment	[°]
η	Efficiency of the components between point of main shaft torque measurement and point of power measurement	[%]
ϕ	Wind direction	[°]
Ω	Rotor speed	[rad/s]

$\lceil \rceil$	Rounded up to nearest integer value	
B	Number of blades	
C	Constant used in S-N curve formulation	
C_p	Power coefficient	
C_t	Thrust coefficient	
F	Frequency	[Hz]
F_c	Filter cut off frequency	[Hz]
F_d	Valid bandwidth	[Hz]
F_s	Sampling frequency	[Hz]
I	Index for wind speed bin	
j	Index for number of data sets in the i^{th} wind speed bin	
L	Number of blades instrumented for blade root bending moments	
M_{bi}	Blade-root in-plane bending moment	[Nm]
M_{be}	Blade-root edgewise bending moment	[Nm]
M_{bf}	Blade-root flatwise bending moment	[Nm]
M_{tl}	Tower base lateral bending moment	[Nm]
M_{tn}	Tower base normal bending moment	[Nm]
M_{tilt}	Rotor tilt moment	[Nm]
M_{ttl}	Tower top lateral moment	[Nm]
M_{ttn}	Tower top normal moment	[Nm]
M_{ttt}	Tower top torque	[Nm]
M_x	Main shaft torque	[Nm]
M_{yaw}	Rotor yaw moment	[Nm]
M	Slope of S-N curve	
n_i	Number of cycles in the i^{th} class of the fatigue load spectrum	
N	Number of cycles to failure	
N_i	Number of 10 minute data sets in bin i	
P	Power output of the turbine	[W]
P_r	Rated power	[W]
R_{eq}	The 1 Hz ten minute equivalent load	[Nm]
R_i	Load of the i^{th} range bin of the fatigue load spectrum	[Nm]
S	Load range	[Nm, N]
TI	Turbulence Intensity	[%]
v_{hub}	Wind speed at hub height	[m/s]
v_i	Bin averaged wind speed in wind speed bin i	[m/s]
$v_{i,j}$	Ten minute averaged wind speed of data set j in wind speed bin i	[m/s]
v_{in}	Cut-in wind speed	[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_{FSR}	Full scale range of data acquisition system	[V]
x_b, y_b, z_b	Blade co-ordinates (see Figure A.1)	

x_h, y_h, z_h	Hub co-ordinates (see Figure A.2)	
x_l	Input quantity	
x_n, y_n, z_n	Nacelle co-ordinates (see Figure A.3)	
x_t, y_t, z_t	Tower co-ordinates (see Figure A.4)	
x_i	Bin averaged variable in question in wind speed bin i	
$x_{i,j}$	Ten minute averaged variable of data set j in wind speed bin i	
z	Height above ground	[m]
z_r	Reference height above ground, normally hub height	[m]
DAS	Data acquisition system	
DEL	Damage equivalent load	
DLC	Design load case	
HAWT	Horizontal axis wind turbine	
MLC	Measurement load case	
PSD	Power spectral density	
TI	Turbulence intensity	
VAWT	Vertical axis wind turbine	

5 General

5.1 Document structure

This document is structured to follow the general process one would go through while conducting a mechanical loads test:

- Clause 6 contains the requirements for the test site, measurement load cases and the quantities to be measured,
- Clause 7 contains the requirements on the instrumentation to be used,
- Clause 8 contains the requirements for the calibrations,
- Clause 9 contains the recommendations for the data verification (both verification of the calibrations and verifications to be performed throughout the campaign),
- Clause 10 contains the requirements for the post processing,
- Clause 11 contains the requirements for uncertainty estimation, and
- Clause 12 contains the requirements for the reporting of the results.

In addition to the normative sections above, the document also contains informative annexes for the following subjects:

- Example coordinate system
- Uncertainty estimation method
- Example reporting of results
- Recommendations for offshore testing
- Load model validation
- Wind speed trend detection methods
- Considerations for data acquisition design
- Calibration of loads channels
- Temperature drift
- Load measurements on VAWTs

5.2 Safety during testing

Certain measurement load cases (MLCs) involve deliberate operation of the turbine in extreme and/or emergency fault conditions (for example, grid loss). As the purpose of the tests and measurements in most cases is to verify loads on a prototype turbine, it shall not be assumed that the turbine will behave and respond as intended. Therefore, such tests shall always be assumed to be dangerous and due regard shall be taken for personnel safety. On this basis, such tests shall be initiated and observed from a safe position, usually at a certain distance upwind of the rotor plane and they should not be carried out with personnel inside or on the nacelle or tower or within the rotor plane. All tests and test procedures shall be agreed with the turbine manufacturer before implementation to ensure that the turbine integrity, and hence that personnel safety, is not compromised. Requirements from existing applicable safety standards shall be followed.

6 Test requirements

6.1 General

In Clause 6 the requirements for the test are described. These include requirements for

- the test site,
- the MLCs and the amount of data required for each,
- the quantities to be measured, and
- changes in the turbine configuration.

6.2 Test site requirements

The terrain and wind conditions shall be capable of fulfilling the requirements of the capture matrix. This is particularly true for the turbine configurations that use the capture matrix in Table 4. An obstacle assessment and terrain assessment shall be completed per IEC 61400-12-1. The measurement sector can be expanded beyond the one found using the methods in IEC 61400-12-1 if it can be shown that the wind speed and TI measured at the meteorological mast are representative of those seen by the wind turbine (e.g. turbine and meteorological mast on ridge). If the test site does not meet the requirements of IEC 61400-12-1, a site calibration should be performed. It should be noted that flat terrain with low turbulence is not ideal for a mechanical loads test due to potential lack of excitation of the wind turbine dynamics.

In general the accuracy requirement for hub height wind speed for a mechanical loads test is not as stringent as for power performance testing. However if no site calibration is performed in complex terrain where large flow correction factors can be expected there is increased risk that the test data may not be suitable for model validation.

NOTE When selecting a test site consideration should be given to the presence of external conditions that might impact the ability to validate the model (e.g. length scale, low level jets, negative wind shear...).

6.3 Measurement load cases

6.3.1 General

Subclause 6.3.1 describes the minimum required MLCs needed for proper model validation. Where applicable the MLCs are defined in relation to the DLCs, described in IEC 61400-1.

The MLCs define the main external conditions and the operational conditions of the turbine during the measurement campaign.

The external conditions include meteorological quantities such as wind speed, turbulence intensity and air density.

The operational conditions include operational quantities such as rotational speed, yaw misalignment, electrical power and blade pitch angle. The operational conditions depend on the wind turbine configuration and shall be specified for each particular case.

Due to the stochastic character of the external conditions, measurements of some MLC shall be repeated in order to reduce the statistical uncertainty. The minimum number of measurements at each MLC is specified in this subclause.

The measured time histories are classified in two ways: one considering steady-state operation and one considering transient events. All steady-state operation time series are by default ten minutes.

Tables 1, 2 and 3 show the minimum MLCs that shall be recorded. The MLCs defined in the tables may not be complete. Additional MLCs may be necessary depending on the wind turbine concept, control strategy, and safety strategy.

6.3.2 MLCs during steady-state operation

6.3.2.1 Power production

During power production, measurements shall be performed between cut-in and to cut-out or $v_r + 4$ m/s (depending on turbine configuration) (see Table 4 and Table 5).

6.3.2.2 Parked

The loads on the parked wind turbine shall be measured. It is recommended that measurements be performed at wind speeds as high as possible.

Table 1 – MLCs during steady-state operation related to the DLCs defined in IEC 61400-1

MLC number	MLC	DLC number (IEC 61400-1)	Remarks
1.1	Power production	1.2	In this mode of operation, the wind turbine is running and connected to the grid
1.2	Parked	6.4	When the wind turbine is parked, the rotor may be either at a standstill or idling

6.3.3 MLCs during transient events

6.3.3.1 Start-up

This MLC includes all events resulting in loads on the wind turbine during the transients from standstill or idling to power production. The normal start-up of the turbine shall be performed at cut-in wind speed and at a wind speed greater than 2 m/s above rated wind speed. If the turbine operates at more than one fixed speed, cut-in on the different rotational speeds shall be evaluated also.

6.3.3.2 Normal shutdown

This design situation includes all events resulting in loads on a wind turbine during the normal transient caused by going from a power production situation to a parked condition. The normal shutdown shall be performed at cut-in wind speed, at rated wind speed and above rated wind speed.

6.3.3.3 Emergency shutdown

The loads during an emergency shutdown shall be considered. This shutdown shall be performed at/above rated power.

6.3.3.4 Grid failure

The loads during a grid failure shall be considered. This MLC shall be performed while the turbine is producing rated power, by removing external power to the wind turbine resulting in a shutdown.

Table 2 – Measurement of transient load cases related to the DLCs defined in IEC 61400-1

MLC number	MLC	DLC	Target conditions
2.1	Start-up	3.1	v_{in} and $> v_r + 2$ m/s
2.2	Normal shutdown	4.1	v_{in} , v_r and $> v_r + 2$ m/s
2.3	Emergency shutdown (by pushbutton)	5.1	P_r
2.4	Grid failure	2.4	P_r

6.3.4 MLCs for dynamic characterization

Table 3 provides the measurement load cases that are recommended for the dynamic characterization. The table also provides the targeted frequencies for each MLC.

Table 3 – MLCs for dynamic characterization

MLC number	Measurement load case	Wind condition at MLC	Target frequencies	Comment
3.1	Power production	$v_{in} < v_{hub} < v_{out}^a$	Blade, tower and drivetrain frequencies	Normal operation below rated wind speed and above rated wind speed with relatively steady rotational speed
3.2	Parked	High wind speed ^a	Blade and tower frequencies	Turbine is parked (standstill or idling)
3.3	Emergency stop	$v_{hub} > v_r$	Blade tower and drivetrain frequencies	Emergency stop from rated power
3.4	Yaw start /stop	Low wind speed ^b	Blade frequencies	With an instrumented blade in a horizontal position, the blade gets excited by starting and stopping the nacelle yaw rotation. Test shall be conducted with blades in normal operating position (targeting the flatwise frequencies) and with blades feathered (targeting the edge frequencies)
3.5	Manual excitation	Low wind speed ^b	Blade frequencies	

^a High enough to get sufficient excitation, this will be wind turbine specific.

^b Low enough wind speed to not have the excitation affected by other aerodynamic loads.

6.3.5 Capture matrices

6.3.5.1 General

The capture matrices are used to organize the measured time series. The capture matrices have two objectives: they are used to specify the minimum required data for each measurement load case and can be used to report the test database to demonstrate the minimum data requirements have been fulfilled.

The number of bins in the matrices have to be adapted for each specific measurement campaign based on the turbine specifications (e.g. v_{in} and v_r).

6.3.5.2 Power production

6.3.5.2.1 General

During the measurement campaign, the data should be classified according to the wind speed and turbulence intensity. Even though there is no requirement on the turbulence intensity at high wind speeds, the recorded data shall be classified according to the turbulence bins.

For power production, two capture matrices are provided in Table 4 and Table 5. Both these capture matrices use 1 m/s wide wind speed bins and 2 % wide turbulence intensity bins. The boundaries of the bins are determined by the turbine specifications (v_{in} , v_r , v_{out}). For the purpose of determining the bin boundaries v_{in} , v_r and v_{out} should be rounded up to the nearest integer wind speed (indicated with $\lceil \rceil$).

For time series to count towards the minimum data requirements:

- Ten minute average wind direction is inside the measurement sector (see 6.2).
- All mandatory signals in Table 9, Table 11 and Table 12 shall be valid.
- Data were not recorded under abnormal conditions (turbine or environmental, such as ice on the blades or an extreme direction change in the wind).
- Turbine shall produce power for full ten minute period.

6.3.5.2.2 Power production – stall controlled turbines

Table 4 shall be used for stall controlled (both passive and active) wind turbines. Inherent to the nature of stall regulated wind turbines, is the fact that the blades continue to see a higher angle of attack with increasing wind speed above rated conditions. For this reason plus the increased importance of unsteady aerodynamics (dynamic stall, dynamic wake, rotational aerodynamics), it is important to collect data throughout the operational envelope of the turbine with as much emphasis on the higher wind bins as possible.

Note that the boundaries of the bins are not dependent on the rated wind speed of the wind turbine:

- For each wind speed bin above v_{in} and less than or equal to 12 m/s either 20 ten minute time series shall be collected or at least one TI bin shall have 6 ten minutes time series in it. Only time series with a TI value of larger than 5 % count toward fulfilling this requirement.
- For each wind speed bin above 12 m/s and less than or equal to 16 m/s a minimum of 20 time series shall be collected or at least any one TI bin shall have 6 ten minutes time series in it.
- For each wind speed bin above 16 m/s and less than or equal to 20 m/s, a minimum of 8 time series shall be collected.
- For the wind speed range above 20 m/s and less than or equal to $\lceil v_{out} \rceil$ a minimum of 8 time series shall be collected.

**Table 4 – Capture matrix for normal power production
for stall controlled wind turbines**

	Normal power production Wind speed bin size: 1 m/s Turbulence bin size: 2 %												
Time series length	10 min												
WS range ^b m/s	v_{in} to 12					12 to 16				16 to 20			20 to v_{out}
Wind ^b (m/s) $\Rightarrow$ TI ^b (%) $\Downarrow$	$\lceil v_{in} \rceil$	...	4-5	...	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	...	19-20	$20 - \lceil v_{out} \rceil^c$
>29													8 time series (in total, not for each 1 m/s bin)
27-29													
...													
5-7													
<5...													
Minimum data requirement	20 time series for each 1 m/s bin ^a OR one TI bin with 6 time series for each 1 m/s bin ^a					20 time series for each 1 m/s bin OR one TI bin with 6 time series for each 1 m/s bin				8 time series for each 1 m/s bin			

^a Time series that count towards both criteria above shall have TI > 5 %.

^b For all wind speed and turbulence intensity bins in this table the upper limit of the bin is inclusive (e.g. 4-5 includes $4 < v \leq 5$ m/s).

^c If v_{out} is less than or equal to 20 m/s, only measurements up to v_{out} are required.

6.3.5.2.3 Power production – non-stall controlled turbines

Table 5 shall be used for all turbines that are not stall controlled (such as pitch to feather).

- For each wind speed bin above v_{in} and less than or equal to $v_r - 2$, either 20 ten minute time series shall be collected or at least one TI bin with a value of larger than 5 % shall have 6 ten minute time series in it.
- For each wind speed bin above $v_r - 2$ and less than or equal to $v_r + 2$, a minimum of 20 time series shall be collected.
- For each wind speed bin above $v_r + 2$ and less than or equal to $v_r + 4$, a minimum of 10 time series shall be collected.

**Table 5 – Capture matrix for normal power production
for non stall controlled wind turbines**

	Normal power production Wind speed bin size: 1 m/s Turbulence bin size: 2 %									
Time series length	10 min									
WS range ^b	$\lceil v_{in} \rceil$ to $\lceil v_r \rceil - 2$				$\lceil v_r \rceil - 2$ to $\lceil v_r \rceil + 2$			$\lceil v_r \rceil + 2$ to $\lceil v_r \rceil + 4$		
Wind ^b (m/s)⇒ TI ^b (%)⇓	$\lceil v_{in} \rceil -$	...	4-5	...	...		...		...	...
>29										
27-29										
...										
...										
7-9										
5-7										
<5										
Minimum data requirement	20 time series for each 1 m/s bin OR one TI bin with 6 time series for each 1 m/s bin ^a				20 time series for each 1 m/s bin			10 time series for each 1 m/s bin		
^a Time series that count towards both criteria above shall have TI > 5 %.										
^b For all wind speed and turbulence intensity bins in this table the upper limit of the bin is inclusive (e.g. 4-5 includes $4 < v \leq 5$ m/s).										

6.3.5.3 Parked

The parked measurement load case has the turbine in the parked state that it would normally be in wind speeds above v_{out} (either standstill or idling). One time series shall be collected with target values of 30° yaw misalignment, one with 0° yaw misalignment and one with –30° yaw misalignment (see Table 6).

When more data sets get collected than the minimum listed in the capture matrix, only the minimum required need to be reported.

Table 6 – Capture matrix for parked condition

	Parked		
Time series record length	10 min		
Parking modes	normal parked state it would be in above cut out wind speed (for example, idling, standstill)		
Target yaw misalignment	–30	0	30
Mean wind speed	$> v_r$ m/s	$> v_r$ m/s	$> v_r$ m/s
Minimum data requirement	1	1	1

6.3.5.4 Transient events

The capture matrices for the transient events are given in Table 7 and Table 8. The minimum number of repetitions and the wind speed range are indicated in Table 7. The wind speed is the wind speed at the beginning of the transient event. The emergency shutdown and grid failure shall be performed at rated power.

Table 7 – Capture matrix for normal transient events

Normal start-up and shutdown events				
Event	Wind speed ^{a,b}	$(v_{in} \text{ to } v_r - 2)$	$(v_r - 2 \text{ to } v_r + 2)$	$> v_r + 2$
Start-up	Minimum required repetitions	3	–	3
Normal shut- down	Minimum required repetitions	3	3	3
^a The wind speed is the wind speed when the transient event gets triggered. ^b For the wind speed ranges the upper limit is inclusive (e.g. $v_{in} < v \leq v_r - 2$).				

Table 8 – Capture matrix for other than normal transient events

Other transient events		
Event	Target conditions	Minimum required repetitions
Emergency shutdown	P_r	3
Grid failure	P_r	3

6.4 Quantities to be measured

6.4.1 General

The main objective of mechanical load measurements is the verification of the design load model of the tested wind turbine type. This is performed by repeating the aero-elastic analysis with the model parameters adjusted to match the measured site conditions. Therefore it is essential to have a good representation of meteorological quantities as well as the operational quantities in order to have the possibility to compare measured and simulated load quantities.

The relevant physical quantities to be determined in order to characterize the loading of wind turbines can be classified into

- load quantities (for example, blade loads, rotor loads and tower loads);
- meteorological quantities (for example, wind speed and direction, air density);
- operational quantities (for example, power, rotational speed, pitch angles, yaw misalignment, rotor azimuth angle).

In 6.4.2, a more detailed specification is given for the various categories of measurement quantities.

Mandatory and recommended measurements as listed in Table 9, Table 10, Table 11 and Table 12 are found to be necessary for model validation. There is a risk skipping recommended channels. Recommended channels may be helpful explaining differences between the simulated and measured data.

Table 9, Table 11 and Table 12 describe the minimum requirements for measurements. These requirements are valid for a pitch controlled turbine with a tubular steel tower and simple blades. In case of special designs as e.g. hybrid towers, hybrid or two part connected blades, active aerodynamic controls on the blades, teetered hub etc., additional measurements (e.g. flap deployment status, teeter angle) may be required for model validation.

6.4.2 Load quantities

The fundamental loads to be measured are listed in Table 9. These are the basic loads on crucial locations of the wind turbine construction from which the loading in all the relevant

wind turbine structural components can be derived. The fundamental load components are also given in Figure 1.

Table 9 – Wind turbine fundamental load quantities

Load quantities	Level of importance
Blade root flatwise bending moment (M_{bf})	1 blade mandatory additional blade recommended
Blade root edgewise bending moment (M_{be})	1 blade mandatory additional blade recommended
Rotor tilt moment (M_{tilt})	Mandatory
Rotor yaw moment (M_{yaw})	Mandatory
Rotor torque (M_x)	Mandatory
Tower base normal (M_{tn})	Mandatory
Tower base lateral moment (M_{tl})	Mandatory

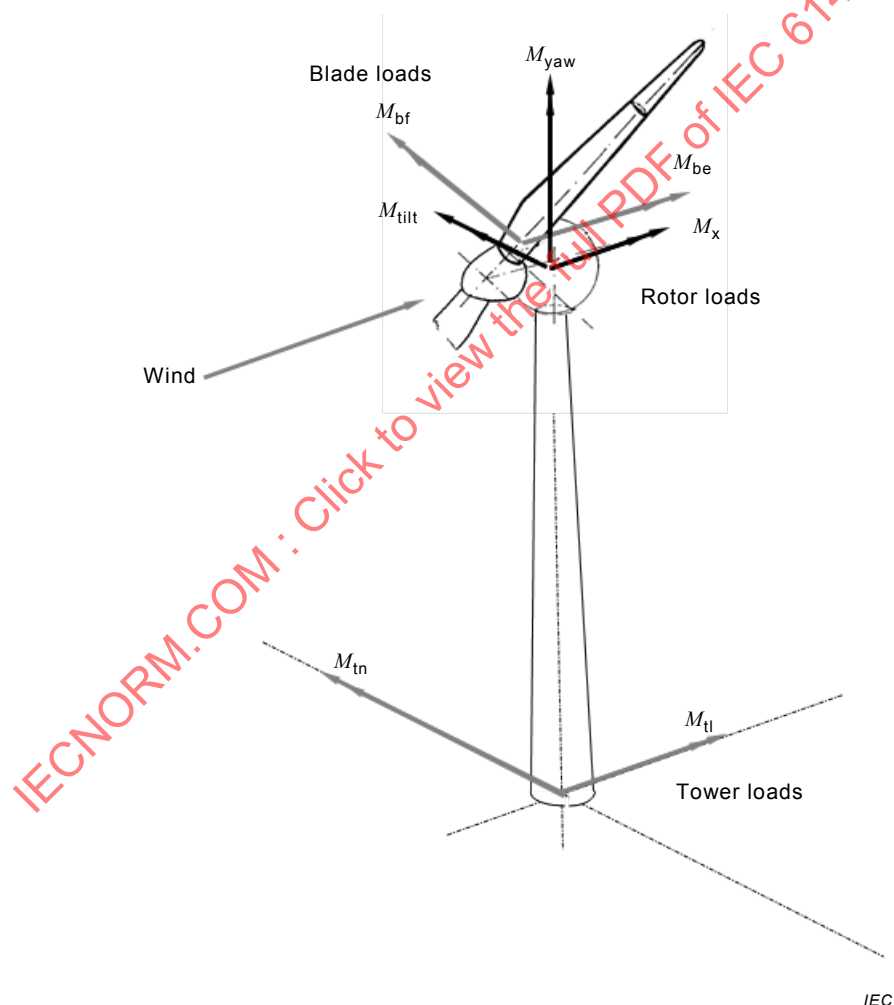


**Figure 1 – Fundamental wind turbine loads:
tower base, rotor and blade loads**

For turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and a rotor diameter greater than 75 m, additional quantities are required as shown in Table 10. Signals to measure the quantities in Table 10 shall be installed and in case of signal failure shall be repaired where practical.

Measurement on a second blade is required to verify similar behaviour of blades and correct calibrations. The measurement of a second blade may not need to cover an entire capture matrix if this can be demonstrated.

Table 10 – Additional load quantities for turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m

Load quantities	Level of importance
Blade flatwise bending moment distribution	2 blades mandatory additional blade recommended
Blade edgewise bending moment distribution	2 blades mandatory additional blade recommended
Blade root flatwise bending moment	2 blades mandatory other blade recommended
Blade root edgewise bending moment	2 blades mandatory other blade recommended
Blade torsional frequency and damping	Recommended
Pitch actuation loads	One blade mandatory
Tower top acceleration in normal direction	Mandatory when used for controller feedback
Tower top acceleration in lateral direction	Mandatory when used for controller feedback
Tower mid normal moment	Recommended
Tower mid lateral moment	Recommended
Tower top normal moment	Mandatory
Tower top lateral moment	Mandatory
Tower torque	Mandatory

6.4.3 Meteorological quantities

Table 11 lists the meteorological quantities to be measured in load measuring programmes.

Table 11 – Meteorological quantities

Quantity	Level of importance
Wind speed at hub height	Mandatory
Vertical wind shear (below hub height)	Mandatory
Vertical wind shear (above hub height)	Recommended
Vertical wind veer	Recommended
Upflow angle / flow inclination angle near hub height	Recommended
Turbulence intensity (horizontal) at hub height	Mandatory
Wind direction at hub height	Mandatory
Air density	Mandatory
Turbulence intensity (3D) at hub height	Recommended
Icing potential	Recommended
Atmospheric stability	Recommended

6.4.4 Wind turbine operation quantities

Table 12 lists the operation quantities to be measured.

Table 12 – Wind turbine operation quantities

Quantity	Level of importance
Electrical power	Mandatory
Rotor speed or generator speed	Mandatory
Yaw misalignment	Mandatory
Rotor azimuth angle	Mandatory
Pitch position of all instrumented blades turbine controller output	Mandatory for all instrumented blades Recommended for all blades
Pitch speed	Mandatory
Brake status	Mandatory
Brake moment (if not possible, brake pressure) ^a	Recommended
Wind turbine status	Mandatory
NOTE Pitch speed can be derived from pitch position	
^a If the mechanical braking device is part of the primary braking system (e.g. at stall controlled turbines), the measurement of the brake moment is mandatory.	

Turbine status information (for example, grid connection, emergency shutdown, protection system activation, etc.) is necessary in order to properly categorize recorded data.

Turbine status signals shall indicate online/offline and faulted/not-faulted conditions. In those cases where several operational modes (e.g. reduced noise mode, load control) are deployed during the load measurement campaign it is recommended to also acquire a signal to allow automatic detection of those different modes.

6.5 Turbine configuration changes

No changes that impact the test results should be made to the test turbine during the test. Any change that has been made to the turbine shall be reported by the manufacturer and shall be included in the test report.

The manufacturer shall classify the changes into the following categories:

- 1) Changes without any significant impact on loads
Data from before and after the change can be used within the same database.
- 2) Changes with significant impact on loads
 - a) Temporary changes: this data shall be excluded from the database.
 - b) Persistent changes, even though they can be cross-simulated with the same simulation model after implementation of the same change in the model. These periods shall be segregated into a separate database.
 - c) Changes that resolve a problem and actually bring the turbine into the state it should have been in before. This shall result in a re-start of the campaign.

The capture matrix requirements (see 6.3.5) shall be fulfilled with at least one configuration where no changes are made with significant impact on loads.

7 Instrumentation

7.1 Load quantities

7.1.1 Types of sensors

A load sensor is a device that directly or indirectly measures the load experienced by a system or component. Typical devices include, but are not limited to:

- strain gauge bridges;
- load cells/torque tubes (including piezoelectric cells).

For wind turbines, it will seldom be possible to place a load cell in a main load path. For this reason, strain gauges applied to the structure are selected as the recommended type of sensor and thus the following subclauses focus on the use of electrical strain gauges. If alternative load sensors are used the requirements shall be adjusted accordingly. Load sensors are calibrated by applying quasi-static loads. It is important to realize that dynamic behaviour of the structure or component can modify this relationship so that the strain gauge will indicate gross internal loads rather than externally applied loads. In strain gauge application, it is particularly important to avoid wire temperature effects and cross-sensitivity and to ensure proper temperature compensation. Cross-sensitivity is the undesirable characteristic of a measurement system of being sensitive to different load sources, making it difficult or impossible for the system to differentiate between them. Full strain-gauge bridge designs offer good scope for reduction of cross-sensitivities and temperature effects and are to be preferred for most wind turbine applications. To allow for evaluation and correction of the temperature effects it is recommended to measure the surface temperature near strain gauge locations (see Annex I).

7.1.2 Choice of sensor location

In the process of selecting sensor positions for the measurement of gross structural loads, it is recommended to choose a location which

- has a high strain per unit load level;
- provides a linear relationship between stress and load;
- is in a region of uniform stress (i.e. is not subject to high stress/strain gradients, avoids localized stress raisers or concentrations);
- has space to apply sensors;
- allows temperature compensation;
- is made of isotropic material (for example, steel is preferable to composite materials);
- is made of material to which measurement devices can be easily fixed or bonded.

7.1.3 Measurement of blade root bending moments

Flatwise and edgewise bending moments shall be measured.

For handling, lightning and environmental protection, it is recommended that the sensors be mounted within the blades rather than on the outer surface, where convenient.

Strain gauge bridges should ideally be applied perpendicularly to a nearly cylindrical blade root, so that cross-sensitivities are minimized. Regardless of the mounting location, cross-sensitivity shall be measured, and shall be addressed (i.e. through correction or increased uncertainty). For ease of analysis, the set of gauges should be oriented in line with the blade coordinate system.

7.1.4 Blade bending moment distribution

Blade bending moment distribution can be measured using additional sets of strain gauges located at a cross section at least 30 % or as far as practically possible up to 50 % of rotor radius. Other requirements from 7.1.2 and 7.1.3 also apply. For the bending moment distribution the used coordinate system shall be clearly defined.

7.1.5 Blade torsion frequency/damping

The blade first torsional frequency and damping can be estimated using strain measured with a half or full torsion strain-gauge bridge through operational modal analysis. Since neither the frequency nor the damping rely on absolute magnitude of the measurement, no calibration of this signal is required.

7.1.6 Measurement of rotor yaw and tilt moment

Asymmetrical rotor loads shall be measured on the primary load path as close to the rotor as possible.

The preferred method for the measurement of rotor yaw and tilt moments is through two perpendicular bending bridges on main shaft along with the hub azimuth position measurement. It is recommended that the main shaft strain gauges be positioned in line with the instrumented rotor blade.

On some machines, it may not be possible to apply strain gauges to the shaft. In such cases, it is required to install gauges for bending moments in the non-rotating system, either on the shaft-support or tower top.

7.1.7 Measurement of the rotor torque

The strain gauges for measuring the torque of the main shaft shall consist of a full bridge with pairs of gauges on opposite sides of the shaft. Using the bridge only on one spot of the shaft surface, shear due to bending and transverse load will be interpreted as torque. If torque measurements on the shaft are not possible, tower top bending gauges and nacelle yaw position are permitted. Power and rotor speed shall not be used as a substitute to measure rotor torque.

7.1.8 Measurement of tower base bending

The bending moments at the tower base shall be measured in two perpendicular directions for a tubular tower. Tower base bending moments shall be measured using full strain gauge bridges mounted in the lower 20 % of the tower height as close to the base flange as possible while avoiding disturbances from load introduction effects for the base flange, door, etc. As a rule of thumb, tower base gauges should be placed at least one tower diameter from any flange.

In the case of a guy-wire supported tower, the tower base measurements may be replaced with measurements above the guy-wire attachment point. If the guy ropes are the main structural elements then the force in each rope should be monitored.

A lattice tower will require strain measurements in all supporting legs to arrive at the resultant tower base load for all wind directions. A special assessment of the strain pattern in the lattice tower and the consequence for the measurements shall be performed.

7.1.9 Tower top bending moments

Tower top bending moments shall be measured using full strain gauge bridges mounted in the top 20 % of the tower as close to the tower top as possible while avoiding disturbances from load introduction effects. As a rule of thumb, tower top gauges should be placed at least one

tower top diameter below the tower top flange. If tower top bending moments are used to derive rotor torque and rotor tilt moment, the bending moment shall be measured as high up as reliable measurements can be taken.

7.1.10 Tower mid bending moments

Tower mid bending moments should be measured using full strain gauge bridges mounted in between 30 % and 70 % of the tower height. Caution should be taken to either take measurements one tower diameter away from any tower flange or address the effects from the flange on the measurements such stress concentrations or constraining thermal expansion of the tower wall material.

7.1.11 Tower torque

Tower torque shall be measured using full strain gauge bridges mounted in the top 20 % of the tower as close to the tower top as possible while avoiding disturbances from load introduction effects. As a rule of thumb, tower top gauges should be placed at least one tower top diameter below the tower top flange.

7.1.12 Tower top acceleration

Accelerometers should be used for measurement of tower top acceleration. The accelerometers shall be mounted on that part of the nacelle that yaws with the rotor. Care should be taken when selecting the accelerometers to account for their low-frequency phase shift and amplitude characteristics.

7.1.13 Pitch actuation loads (on hub side of pitch bearing)

The load (torque or force) that actuates the blade pitch shall be measured on the hub side of the pitch bearing. The load can be measured directly (i.e., strain gauges or load cells) or indirectly (i.e., actuator electric power and rpm or hydraulic pressure).

7.2 Meteorological quantities

7.2.1 Measurement and installation requirements

The requirements given in IEC 61400-12-1 shall be followed for the measurement and installation of all meteorological quantities. Turbulence intensity is defined as if measured through a hub height anemometer (sonic or cup). If other wind speed sensing techniques are used, the derived TI shall be equivalent to that measured by either a sonic or cup anemometer.

7.2.2 Icing potential

Icing potential can be measured through measurement of air temperature by itself or possibly combined with a measurement of relative humidity.

7.2.3 Atmospheric stability

The atmospheric stability can be measured by the difference between two vertically separated temperature measurements in addition to vertical wind shear measurement. As the temperature difference is small it is preferred to measure the temperature difference directly instead of measuring two temperatures independently.

7.3 Wind turbine operation quantities

7.3.1 Electrical power

The turbine's electrical power output can be measured at any point as long as it properly described, measuring it in compliance with the IEC 61400-12-1 is recommended. Output from the wind turbine controller is acceptable.

7.3.2 Rotor speed or generator speed

Rotor speed can be measured on either the low-speed shaft or high-speed shaft. If rotor speed is measured on the low-speed shaft, additional consideration should be given to achieve a sufficiently high speed resolution. If rotor velocity is measured on the high-speed shaft, additional consideration should be given to assure the sample rate is high enough to acquire the signal. Output from the wind turbine controller is acceptable.

7.3.3 Yaw misalignment

Yaw misalignment shall be derived from wind direction and yaw position. Yaw position can come from the controller only if calibration verifications are performed regularly. Caution should be used on the $360^{\circ} - 0^{\circ}$ transition and the location of the dead band, if present. Other measurement techniques may be used, when it is documented that the accuracy and uncertainty of the measurement technique is equivalent or better to the measurement determined from wind direction and yaw position.

7.3.4 Rotor azimuth angle

Rotor azimuth angle shall be measured on the low-speed shaft, high-speed shaft (with reset on the low speed shaft) or provided by the wind turbine controller. If the controller signal is used, the latency shall be evaluated and addressed. Caution should be used on the $360^{\circ} - 0^{\circ}$ transition.

7.3.5 Pitch position

Blade pitch angle shall be measured directly by an encoder or provided by the wind turbine controller. If the controller signal is used, the latency shall be evaluated and addressed.

7.3.6 Pitch speed

The pitch speed shall be measured either directly or derived from pitch position during post-processing of the data.

7.3.7 Brake moment

How the brake moment is best measured depends on the turbine configuration. Examples are: verifying brake pressure (hydraulic or spring pressure) with assumed coefficient of friction, measuring on the torque reaction arm, by measuring shaft torque on both sides of the brake or through analysis of deceleration time.

7.3.8 Wind turbine status

Wind turbine status can be measured using controller signals (i.e., grid connection, emergency shutdown, protection system activation).

7.3.9 Brake status

Brake status shall be measured, either directly (i.e., proximity sensor) or indirectly (brake pressure or turbine controller; in which case latency needs to be evaluated).

7.4 Data acquisition system

7.4.1 General

The DAS is used to acquire analog signals from one or more sources and convert these signals into digital form for analysis or transmission by end devices such as digital computers, recorders, or communications networks. The ability of the DAS to preserve signal accuracy and integrity is the main measure of the quality of the system. Details of DAS set up are provided in Annex G.

7.4.2 Resolution

The resolution of the A/D converter is the fundamental measure of system accuracy of the DAS. The number of bits in the A/D converter determines the resolution of the system. For the measurement of mechanical loads on wind turbines the DAS shall have a minimum resolution of 12 bits in the A/D converter.

7.4.3 Anti-aliasing

The DAS shall have aliasing protection on all load channels. The aliasing protection has two equally important purposes: the first is to prevent the creation of aliased frequency components in the specified frequency range and the second is to sample input waveforms with sufficient fidelity to support the test objective. Details of analog anti-aliasing methods are provided in Annex G.

For each analog channel in the measurement campaign, the following items shall be reported:

- A/D resolution;
- sampling frequency, F_s ;
- anti-aliasing filter type or anti-aliasing strategy (if done digitally);
- cut-off frequency setting for the filter, F_c .

8 Determination of calibration factors

8.1 General

In general:

- The standard assumes linear calibrations. For the majority of situations this is valid. Any non-linear behaviour can be dealt with through application of non-linear calibration coefficients or by adding uncertainty in the measurements.
- All elements of the measurement chain shall be calibrated.
- Calibrations should be performed with the same instrumentation used to record the test data.

For several sensors, different methods are used for determination of the offset and the sensitivity.

The calibration process is the characterization of the measurement chain (sensor, cabling, electronics, etc.) to a known external standard. The choice of calibration method is largely determined by the choice of external standard and must take into account the following factors. The calibration method should:

- cover as much of the measurement range as possible;
- minimize disturbances;
- be repeatable;

- be sufficient to determine both the slope, offset and, if necessary, the cross-talk of the signal.

The best way to ensure measurement accuracy is to measure the full channel response directly using an external reference that produces a known result. With this technique, all components along the data path are calibrated together and the accuracy of the full data path can be determined. For many types of measurements, it is not possible to directly calibrate the full measurement path simultaneously. The alternative requires system components to be calibrated separately.

The remainder of this clause describes the requirements for calibrations that are unique for mechanical loads testing.

8.2 Calibration of load channels

8.2.1 General

Subclause 8.2 describes the calibration methods for the load sensors in Table 13. More details for the calibration of loads channels are given in Annex H.

Several methods exist for calibration of the load sensors and it is recommended to use more than one calibration method in order to verify the calibration results. Suitable calibration methods are:

- use of gravity loads;
- analytical calibration;
- application of external loads.

The preferred method used for calibration is the one that leads to the lowest overall uncertainty and is a factor of:

- accuracy of used information;
- the load range covered by the calibration.

Additionally the feasibility and cost of the methods will impact which calibration method would be used.

All calibrations shall be conducted at low wind speeds in order to minimize aerodynamic loading of the wind turbine and at low and steady rotational speed in order to minimize inertia effects and aerodynamic forces.

In the case the gravity loads are used for calibration of a load sensor, the information used to derive the applied loads shall be provided by the manufacturer.

Table 13 – Summary of suitable calibration methods

Measured Quantity	Analytical	External load	Gravity
Blade bending moments		S	S, O
Main shaft torque ^a	S	S	
Main shaft bending	S	S	S, O
Tower bending moments	S	S	S, O
Tower torque ^a	S	S	
S = suitable for slope O = suitable for offset			
^a For suitable methods for determining the offset, see 8.2.3.4 and 8.2.5.			

8.2.2 Blade bending moments

8.2.2.1 Analytical

In general, the analytical calibration is not feasible for calibration of the blade bending moments as the material properties are not well known.

8.2.2.2 Gravity loads

Gravity calibration of the blade bending sensors requires knowledge of the blade mass moment at the instrumented cross section. It is achieved by exposing the sensor to a well-defined moment caused by gravity. This can be done by either idling the rotor at different pitch angles, or by fixing the blade in a horizontal position and pitching the blade to different pitch angles.

8.2.2.3 External loads

During a calibration of the blade bending moment sensors with external load a known load is applied at a known location along the blade and in a known direction.

8.2.3 Main shaft moments

8.2.3.1 Analytical calibration

Analytical calibration is done by scaling the sensor output to material strain by gauge factor, bridge configuration and measurement chain, and then scaling the measured strains to moments using cross section geometry and material properties.

An analytical calibration can be performed on shafts with near constant cross sectional properties and thus only for areas with minor stress concentration factors.

8.2.3.2 Gravity loads (bending only)

On rotating shafts the scaling factors can be determined from the overhang moment caused by the rotor at the gauge cross section during a slow rotor rotation. The sensitivity of the signal can be determined from the signal range. The offset of the signal can be determined from the azimuth averaged signals during the slow rotor rotation. As stated in 8.2 the expected moment range at the measurement location during a slow rotor rotation shall be provided by the turbine manufacturer.

8.2.3.3 External load

During a calibration through application of an external load, the scaling factors are determined by applying known moment on the main shaft (e.g. by pulling on a blade using a calibrated load cell) and recording the sensor's response to the applied moments.

If the external load can only be applied in one direction and the structure is geometrically symmetric, the obtained scaling factors can also be used for other directions (e.g. using the tilt moment on a non rotating shaft to calibrate the yaw moment on that same shaft).

8.2.3.4 Calibration of torque through power and rotor speed

Besides the earlier mentioned methods of applying an external load or performing an analytical calibration, the rotor torque can also be calibrated by measuring power output and rotor speed, taking the drive train efficiency and the turbine's power consumption into account.

The offset of the shaft torque signal can be determined by slow rotations at low wind speed below v_{in} .

8.2.4 Tower bending moments

8.2.4.1 Gravity loads

Typically the nacelle and rotor have a centre of gravity that is not directly above the neutral axis of the tower. This offset causes a so called overhang moment which can be used for the calibration of the tower bending sensors.

Gravity calibration of the tower bending sensors requires knowledge of the machine head (nacelle and rotor) mass moment with regard to the tower axis¹ 360 degree yaw rotations of the nacelle will expose each sensor to the full negative and positive gravity moment during one revolution.

This method is mainly useful for the tower top sensors. At the tower bottom the gravity moment is usually too small in comparison to the operational loads to be used for calibration. In that case the method shall only serve for verification of the calibration.

8.2.4.2 Analytical

Analytical calibration is done by scaling the sensor output to material strain by gauge factor and strain gauge bridge configuration and then scaling the measured strains to moments using cross section geometry and material properties.

8.2.4.3 External loads

Alternatively the tower can be loaded by a known external load at a defined location and direction.

8.2.4.4 Offset

The offset of the tower bending sensors shall be derived from 360° yaw rotations during very low wind speed conditions. The average value of the sensor output during the yaw rotation is the offset value.

8.2.5 Tower torque

8.2.5.1 Analytical

Analytical calibration is done by scaling the sensor output to material strain by gauge factor, bridge configuration and measurement chain, and then scaling the measured strains to moments using cross section geometry and material properties. An analytical calibration can only be performed for areas with minor stress concentration factors.

8.2.5.2 External loads

During a calibration through application of an external load, the tower can be loaded by pulling on a blade with a known force at a defined location and direction.

8.2.5.3 Offset

The offset of the tower torque sensor can be derived from data acquired during low wind conditions with the turbine in parked state, or can also be derived from 360° yaw rotations during low wind speed conditions.

¹ Note that the gravity moment may be dependent on the blade pitch angle.

8.3 Calibration of non-load channels

8.3.1 Pitch angle

Calibration of pitch angle is performed relative to a reference mark at the blade root (normally 0°), which can also be used as a reference for placing the blade bending sensors. All instrumented blades shall be pitched to at least 2 well defined positions at which the signal output and true angle can be correlated. The two positions should at least be 80° apart from each other. Calibration of the reference mark to a physical origin should be performed as well or alternatively this shall be traceable through documentation. If the pitch angle is measured through the turbine controller, checks shall be performed regularly to verify the slope and offset.

8.3.2 Rotor azimuth angle

The slope of the signal is typically derived by performing a few slow shaft rotations and scaling the signal range of the saw tooth shaped signal or number of pulses to match the 360 degree range or counting the number of pulses in a rotor revolution.

For the derivation of the offset a few methods are available using:

- a level on a defined surface on the shaft or hub,
- an inclinometer on a defined surface on the shaft or hub,
- rotor azimuth positions defined by applying the rotor lock,
- the blade bending moment signals and looking for the location of the maxima and minima during a slow rotor rotation.

8.3.3 Yaw angle

The yaw position of the nacelle can be calibrated by pointing the main shaft (which is often aligned with the nacelle) at distant landmarks and using the coordinates of the landmark and the wind turbine to calculate the bearing of the rotor. Care should be taken when using a magnetic compass. The same external reference and method (e.g. landmarks using map, landmarks using a global navigation satellite system magnetic north) and the same coordinate system shall be used for the calibration of wind direction and yaw angle.

8.3.4 Wind direction

The wind direction can be calibrated by pointing the wind vane at distant landmarks and using the coordinates of the landmark and the wind vane to calculate the bearing of the vane, or by aligning the vane to the boom and determining the direction of the boom after final installation. Care should be taken when using a magnetic compass. The same external reference and method (e.g. landmarks using map, landmarks using a global navigation satellite system, magnetic north) and the same coordinate system shall be used for the calibration of wind direction and yaw angle.

8.3.5 Pitch actuation loads

The calibration method of pitch actuation loads depends on the method used to measure it. If the load is measured through:

- strain gauges, an analytical calibration shall be used for the derivation of the sensitivity. For derivation of the offset value, measurements shall be taken in low wind conditions with the turbine at a standstill and the blade pointing vertically down;
- current, calibrated instruments shall be used for the sensitivity and offset;
- pressure, calibrated instruments shall be used in combination with the actuator geometry for derivation of sensitivity and offset;

- controller signals, the sensitivity used by the controller shall be used. The offset value shall be derived in low winds, with the turbine at a standstill and the blade vertically down.

8.3.6 Brake moment

The calibration method for the brake moment depends on the method used to measure it. If the load is measured through:

- strain gauges, an analytical calibration shall be used for the derivation of the sensitivity. For derivation of the offset value measurements shall be used when the brake is not applied;
- pressure, calibrated instruments shall be used in combination with an assumed coefficient of friction.

9 Data verification

9.1 General

Data verification serves two purposes:

- To assure that the signals are being measured correctly (e.g. correct calibration factor applied etc.). The results of this verification shall be reported in the test report.
- To verify that the acquired data remains valid and problems are identified quickly. For these checks only the verification checks that were used (not their results) and their frequency shall be reported in the test report.

The validity of the measured quantities as well as of the calculated quantities, for example the resulting rotor loads from shaft bending moment measurements, shall be checked in order to exclude any erroneous recordings. Only valid data shall be used in further analysis.

In general, data shall be rejected if they do not meet criteria related to sensor calibration, sensor operational ranges and noise.

The first stage verification of measured time series should be performed during commissioning of the measuring programme and is based on recordings at the specified or higher sampling rates. It is recommended to perform cross checks against simulation results at this stage.

If valid data were recorded under abnormal conditions (turbine or environmental, such as ice on the blades or an extreme direction change in the wind), they should be segregated into a special category for possible further analysis and not be part of the capture matrix for normal operation.

Any data filter or rejection criteria shall be clearly documented in the load measurement report.

During the measurement period, data shall be periodically checked in order to ensure high quality and repeatability of the test results.

9.2 Verification checks

9.2.1 General

Subclause 9.2 provides requirements and recommendation of verification checks that can be used to fulfil the data verification requirements.

The following checks are applicable to all measured quantities:

- Measurement values outside operational limits of sensors, data transmission and acquisition system shall be excluded.
- Special attention should be paid in cases of extreme weather or operating conditions.
- Valid data shall be based on suitable calibrations as described in Clause 8. The first part of the data verification is a formal check that calibrations have been carried out correctly.
- Sensor drift may be identified from measured data statistics. If the offset of a sensor is drifting, the normal operation data can become scattered or show two or more trend lines when plotting the ten minute mean values as a function of wind speed. Zero drift due to temperature shall be checked, documented and accounted for. If any data correction is applied, it shall be reported and taken into account during uncertainty estimations. Drift is best identified by monitoring signal levels in low wind speed conditions (also see Annex I).
- Erroneous application of sensor calibration constants: attention should be paid in cases where changes in sensors, amplification or acquisition settings are made during the measuring period.
- The frequency contents of signals should be checked to assure the proper frequencies show up (eigenfrequencies, frequencies related to rotational speed) and to get an indication of the signal to noise ratio and if applicable the noise source.
- Presence of noise: valid data should not be affected by noise to such an extent that the target signal/noise relationship is not met for any significant frequency of the relevant signal. Corrective actions may be essential in order to compensate for presence of noise.
- Data shall be verified for presence of spikes. For each measuring channel a threshold shall be defined that will characterize a spike attributed to noise. Isolated spikes may be recovered by using the two adjacent valid measurements and an interpolation formula. Records including numerous isolated spikes or unrecoverable adjacent spikes should be rejected. If spikes are removed from the data series, the procedure shall be recorded. Data sets where spikes have been detected shall not be used for the summary statistics of that channel, unless the spikes have been corrected.
- Data shall be inspected for presence of flat spots/ drop outs. Rejection criteria will vary for each signal.
- Unrealistic differences between comparable quantities: in several cases a comparison of the recordings of the two independent sensor sets shall be made. If unexplainable differences are observed, the instrumentation shall be re-checked and the suspect data should be excluded.
- Data time series may be accepted as valid even though some channels are not valid, provided such other channels are not listed as mandatory quantities in Table 9, Table 11 and Table 12. These data sets can thus be used to fulfil the capture matrix requirements.

9.2.2 Blade moments

Below are examples of verification checks for blade moments:

- The bending moments should correspond to the gravity moments when the wind turbine is idling at low wind speed.
- If the bending moment of more than one blade is measured, the bending moments of the different blades at the same radius from the hub centre should have the same ten minute mean and standard deviation.
- Below rated wind speed, the sum of the ten minute mean values of the in-plane bending moments at the blade roots times a factor dependent on the rotor diameter and strain gauge location should be close to the main shaft torque:

$$M_x \approx \frac{R}{R - 1,5 \cdot R_g} \frac{B}{L} \cdot \sum_{i=1}^L M_{bi,i} \quad (3)$$

where

M_x is the ten minute mean main shaft torque (Nm);

$M_{bi,i}$ is the ten minute mean in-plane blade rootbending moment of blade i (Nm);

B is the number of blades on the wind turbine;

L is the number of blades instrumented for blade root bending moments;

R is the rotor radius (m);

R_g is the radius of strain gauge location (m).

This equation assumes the centre of aerodynamic force to act at $2/3R$.

- During a slow rotor rotation the phase of the blade signal should correspond with the sequence of the blades.
- During a pitch sweep the phasing of the blade signals should match the circumferential position of the gauges used for the measurements.

9.2.3 Main shaft

Below are examples of verification checks for main shaft signals:

- The power output can be checked against the main shaft torque signal at rated power. Using the following equation:

$$P = M_x \cdot \Omega \cdot \eta \quad (4)$$

where

M_x is the main shaft torque (Nm);

Ω is the rotor speed (rad/s);

η is the efficiency of the components between point of main shaft torque measurement and point of power measurement.

- The two bending moments in the main shaft, 90° azimuth phase apart, should have the same mean and amplitude when the wind turbine is idling at low wind speed. The mean values of the two bending moments in the main shaft should be close to zero when the wind turbine is idling at low wind speed. The phase difference between the signals in the rotating frame should correspond to the angle between the two strain gauge bridges.
- The yaw moment at the main shaft and the tower top torque should be close to each other. Respectively the tilt moment at the main shaft and the equivalent tilt moment at the tower top should follow the same trends while the tower top lateral moment should be close to the main shaft torque signal.

9.2.4 Tower

Below are examples of verification checks for tower signals:

- A yaw rotation at low wind speed (<4 m/s) should be performed at intervals. The two bending moments in the tower at the same level, should show data with an approximate sinusoidal shape (offset by some angle) that should have the same mean and amplitude when the wind turbine is yawing through 360° at low wind speed. The amplitude should represent the rotor overhang moment of the machine. The mean values of the two bending moments in the tower should be close to zero when the wind turbine is yawing through 360° at low wind speed. The yaw position at which the maximum and minimum of each bending signal occurs should correspond to the circumferential location of the strain gauges.

A time series containing a yaw rotation can be used to verify the correctness of the coordinate transformation of the tower bending moments. All bending moments in the

nacelle coordinate frame should be relatively constant, one transformed signal should be close to zero and the other should be equal to the rotor overhang moment of the machine.

- The C_t versus wind speed curve may be checked for realistic values.

10 Processing of measured data

10.1 General

Clause 10 describes the post processing requirements used to derive the results that shall be reported. Specifically, the following are discussed: time series analysis, summary load statistics, load spectra based on rainflow counted ranges and estimation of equivalent loads.

One of the first steps in data processing may be to calculate the required measurement quantities from the measured signals (i.e. air density from temperature and pressure or non rotating rotor loads from rotating signals). The post processing that is described below will be performed on the required measured quantities and not necessarily the measured signals.

10.2 Fundamental load quantities

The basic product of a measurement loads campaign is the calibrated and validated time series data. However, these time series shall be post-processed to provide summary statistics, damage equivalent loads and cumulative rainflow spectra to provide an index to the actual data sets.

For the fundamental load quantities (Table 9), the following shall be computed for all normal operation data sets:

- the 10-minute file statistics (minimum, maximum, mean and standard deviation);
- the binned 10-minute statistics for each wind speed bin of the capture matrix;
- the 10-minute damage equivalent load for a single fatigue exponent;
- the cumulative rainflow spectrum for all normal operation data sets.

10.3 Load quantities for larger turbines

For turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m, the additional measurement quantities in Table 10 also need to be post-processed. For the additional load quantities, the required analysis from 10.2 shall be applied.

The non-load quantities such as blade torsional frequency and damping, tower top normal (also commonly referred to as fore-aft or downwind) acceleration and tower top lateral (also commonly referred to as side-to-side or crosswind) acceleration are concerned mainly with dynamics, so post-processing may be limited to:

- the 10-minute standard deviation of the signal,
- the mean of the binned 10-minute standard deviations for each wind speed bin of the capture matrix,
- the identification of turbine natural frequencies using PSD of example data sets during operation/idling/transient event.

10.4 Wind speed trend detection

Slow variation in wind speed, for example steady increase in wind speed during a 10-minute data set is not part of common simulated wind field models and results in non-representative high turbulence intensity. In this case the correlation between loads and turbulence intensity may be misleading. Trended data sets shall not be rejected, nor shall the wind speed be detrended. Parameters indicating the degree of wind speed trending shall be reported.

Methods for detecting trended data shall be based on a form of high pass filtering to detect the influence on the turbulence intensity caused by low frequency wind speed changes. Any detection method used shall be described in detail in the report.

Annex F provides examples of different trend detection methods and the parameters that can be calculated to indicate if data sets contain wind speed trends.

Similar effects may also appear for other meteorological quantities (such as wind shear, wind veer). Further data which are not reproducible in simulation such as yaw activity etc. have to be taken into account. The manufacturer shall include all of these effects for proper correlation between measurement and simulation data in the course of model validation.

10.5 Statistics

For each ten minute file the ten minute statistics (mean, maximum, minimum and standard deviation) shall be calculated for all signals.

For signals that are angular measurements that pass through the 360° – 0° transition, (nacelle yaw position, hub azimuth position, wind direction), the direction of the unit vector average should be used to compute the mean of the signal and special care should be taken to ensure that there are no data points sampled during a 360° – 0° transition.

10.6 Rainflow counting

To determine damage equivalent loads (DEL) and the cumulative rainflow spectra, the load quantity time series shall be rainflow counted. For this standard only the ranges shall be used and means shall be ignored in further post processing.

The used method shall be clearly reported along with the used parameters including:

- reference to the applied rainflow cycle counting method,
- number of used range bins,
- use and value of minimum range threshold.

The number of divisions of the load range shall be at least 100 in order to achieve sufficient resolution. Remaining half cycles shall be counted as 0,5.

10.7 Cumulative rainflow spectrum

The rainflow cycle counts of individual 10-minute records shall be assembled to form a single cumulative rainflow spectrum for power production for each load quantity. The cumulative rainflow spectrum is determined by summing all the individual rain flow cycle counts of each file in the power production capture matrix. This spectrum is not intended to estimate the fatigue life of the turbine, thus no wind speed or turbulence weighting is applied, nor is the design life of the turbine used.

10.8 Damage equivalent load

The equivalent load is the weighted average rainflow range, with the S-N-curve slope, m , for the relevant material as the weighting exponent. Material fatigue properties are assumed to be described by a log-log formulation such as

$$N = C \cdot S^{-m} \quad (5)$$

where

N is the number of cycles to failure at load range level S ;

C and m are material properties.

The S-N-curve slope, m , should represent the relevant materials, for example, values of 3 or 5 for welded steel, 6 or 8 for nodular cast iron, and 10 or 12 for glassfibre-reinforced plastic.

The 1 Hz damage equivalent load for a ten minute time series is defined by the expression:

$$R_{eq} = \left(\sum R_i^m \cdot n_i / 600 \right)^{1/m} \quad (6)$$

where

R_{eq} is the 1 Hz ten minute damage equivalent load;

R_i is the load of the i^{th} range bin of the fatigue load spectrum;

n_i is the number of cycles in the i^{th} range bin of the fatigue load spectrum;

m is the S-N-curve slope for the relevant material.

10.9 Wind speed binning

Statistical data may be further processed by applying the "method of bins", using 1,0 m/s bins and by calculation of the mean values of the wind speed and the mean values of the parameters in question for each wind speed bin according to the equations:

$$\begin{aligned} v_i &= \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} v_{i,j} \\ x_i &= \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} x_{i,j} \end{aligned} \quad (7)$$

where

v_i is the bin averaged wind speed in wind speed bin i ;

$v_{i,j}$ is the ten minute averaged wind speed of data set j in wind speed bin i ;

x_i is the bin averaged variable in question in wind speed bin i ;

$x_{i,j}$ is the ten minute averaged variable of data set j in wind speed bin i ;

N_i is the number of 10 min data sets in wind speed bin i .

The standard deviation of the means is calculated by:

$$\sigma_{x_i} = \sqrt{\frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} (x_{i,j} - x_i)^2} \quad (8)$$

where

σ_{x_i} is the standard deviation of the mean in wind speed bin i .

The minimum of minimums is calculated by taking the lowest ten minute minimum of all data sets in the bin.

The maximum of maximums is calculated by taking the highest ten minute maximum of all data sets in the bin.

10.10 Power spectral density

PSD calculations shall be performed on the load quantities in Table 9 for the dynamic measurement load cases. The following information on the analysis shall be reported:

- reference to the PSD algorithm used;
- frequency resolution;
- number of lines in the spectrum;
- windowing type;
- length of applied window;
- averaging and/or overlapping.

11 Uncertainty estimation

The uncertainties for all reported quantities shall be evaluated and reported. The uncertainty evaluation shall consider all relevant sources of uncertainty which occur in the measurement results.

Depending on the considered signal, uncertainties can be introduced by the sensor itself, installation effects, calibration, signal conditioning, data acquisition system, or other sources.

Attention should be paid to calculated channels which combine multiple signals. Here all associated signals have to be taken into account, and their combined uncertainty should be considered.

Guidance on, and an example of how to estimate uncertainties is provided in Annex B.

The uncertainties of the meteorological quantities and the electrical power should be evaluated according to IEC 61400-12-1.

12 Reporting

The results of the mechanical loads test shall be reported in a report containing the following information:

- 1) Introduction including:
 - a) test objective;
 - b) test period.
- 2) An identification and description of the specific wind turbine configuration under test, including:
 - a) turbine make, type, serial number, production year;
 - b) rotor diameter;
 - c) rotor speed or rotor speed range;
 - d) blade data: make, type, serial numbers, number of blades, fixed or variable pitch, and pitch angle(s), presence of vortex generators, stall strips, serrated trailing edges etc.;
 - e) hub height and tower type;
 - f) description of control system (device and software version);
 - g) photograph of test turbine;
 - h) any changes made to the test turbine during the test period classified per 6.5.
- 3) A description of the test site, including

- a) photographs of all measurement sectors preferable taken from the wind turbine at hub height;
 - b) geographical location with sufficiently detailed information to allow the reader to locate the test machine;
 - c) test site map showing the surrounding area covering a radial distance of at least 20 times the wind turbine rotor diameter and indicating the topography, location of the wind turbine, meteorological mast, significant obstacles, other wind turbines and measurement sector;
 - d) if the measurement sector is expanded beyond the one found using the methods in the IEC 61400-12-1 per 6.2, provide evidence that shows that the wind speed and TI measured at the meteorological tower are representative of those seen by the wind turbine;
 - e) if site calibration is performed, the site calibration results including the limits of the final measurement sector and the rationale for any changes from the results of the site assessment.
- 4) Channel list.
- 5) Coordinate system used for the test.
- 6) Instrumentation
- a) description of data acquisition system (sample rate, filters, synchronization if applicable);
 - b) for each channel:
 - i) details of instrumentation (make, model, serial number);
 - ii) details on signal conditioning;
 - iii) for each instrument, its actual location and orientation, mounting details;
 - iv) the slope, offset, their derivation method and calculation;
 - v) calibration data (actual measured data or calibration sheet cover page, end to end checks); for loads channels also the inputs used for the calibration and their sources (e.g. manufacturer or measured);
 - vi) any changes made to the instrumentation or calibration during the test period covered in the report.
- 7) Data verification checks per requirements of 9.1.
- 8) Data rejection criteria (measurement sector, turbine status signals)
Data classification (criteria for data to go in different capture matrices).
- 9) Post processing methods, such as:
- a) filtering during post processing;
 - b) despiking;
 - c) description of calculated channels (tower fore-aft from tower bending and yaw position etc.);
 - d) rainflow cycle counting method;
 - e) wind speed trend detection method;
 - f) any additional data treatment.
- 10) Results. At a minimum the following results shall be included in the test report (except where marked as optional):
- a) for the test period:
 - i) plots of meteorological conditions as a function of time (ten minute means)
 - a) wind speed (for example Figure C.1);
 - b) wind direction;
 - c) TI;

- d) air density;
- e) wind shear;
- ii) TI as a function of wind speed (as measured, for example Figure C.2);
- iii) TI detrended and as-measured as function of wind speed (ratio, difference or both; for example Figure C.3);
- iv) scatter plot of meteorological conditions as a function of wind direction (ten minute averages)
 - a) wind speed;
 - b) TI;
 - c) shear;
- b) for normal power production:
 - i) capture matrix per 6.3.5 (example given in Figure C.4);
 - ii) 60 second long time series of meteorological quantities (mandatory signals in Table 11), turbine operational quantities (mandatory signals in Table 12) and 7 key loads identified in Table 9 at partial load, near v_r and above v_r (for example see Figure C.5 and Figure C.6);
 - iii) scatter plots (ten minute maxima, minima, mean, standard deviation and DEL's (loads only) as a function of mean hub height wind speed) of meteorological conditions (mandatory signals in Table 11), turbine operational data (mandatory signals in Table 12) and fundamental loads (Table 9), with binned values on top of the scatter plots (mean of means) (example given in Figure C.7);
 - iv) frequency spectra indicating the frequencies values of found peaks in the spectrum (see 10.10 and Figure C.8) with indication of rpm or 1P;
 - v) cumulative rainflow spectrum for fundamental loads in Table 9 (example given in Figure C.9);
 - vi) table with mean of means, maximum of ten minute maxima, minimum of ten minute minima and bin averaged damage equivalent loads for wind speed in 1 m/s bins for all meteorological signals (mandatory signals in Table 11, all turbine operational quantities) mandatory signals in Table 12 and all fundamental loads quantities (Table 9) (optional) (example given in Table C.1);
 - vii) plots of binned C_t and C_p as a function of wind speed (optional);
 - viii) items above for any other mandatory signals in Table 10;
- c) for transient events:
 - i) capture matrices, including reference to the file identifier containing the events (example given in Table C.2);
 - ii) for one of each type of event: time series of mandatory meteorological, turbine operational quantities and fundamental load quantities identified in Tables 9, 11 and 12 (example given in Figure C.10 and C.11);
 - iii) table with statistics of each channel during the transient (recommended) (example given in Table C.3);
- d) parked conditions:
 - i) capture matrix linking to filenames;
 - ii) time series (600 s instead of 60 s) one example for each target yaw misalignment;
- e) dynamic measurement load cases:
 - i) spectra for each DLC for the targeted load quantities;
- f) for turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m the reporting requirements for the additional mandatory load quantities are the same as for those identified above for the signals in Table 9.

11) Uncertainty per the requirements of Clause 11

- a) for measured quantities:
 - i) a table of values of the uncertainty sources that were used in the estimation of the total standard uncertainty of the quantity (for example see Table B.1 in Annex B);
 - ii) a statement of the total standard uncertainty of the measured quantity (percentage and constant);
- b) for binned results:
 - i) a table with the total standard uncertainty for the bin-averaged value of the measured quantity as a function of bin-average wind speed;
 - ii) a table with the total standard uncertainty for the bin-averaged value of the DEL of the measured quantity as a function of bin averaged wind speed;
- c) for damage equivalent loads and cumulative rainflow spectra:
 - i) the statement of the total standard uncertainty of the ten minute DEL for the measured quantity (percentage only);
 - ii) uncertainty of the cumulative rainflow spectrum (percentage on the ranges).

12) Deviations from the standard.

13) References.

It is recommended that the information from items 4) through 6) are made available early in the measurement campaign as an instrumentation and calibration report.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Annex A (informative)

Example co-ordinate systems

A.1 General

All co-ordinate systems are right-handed Cartesian systems.

A.2 Blade co-ordinate system

The blade co-ordinate system is fixed to the blade. In general, its origin is the centre of the blade flange (see Figure A.1).

z_b -axis	Parallel with the pitch (longitudinal blade) axis, pointing towards the blade tip.
y_b -axis	Parallel to the zero pitch line at the blade root, supplied by the blade manufacturer and pointing towards the trailing edge. If this line is non-existent, then the y_b -axis is parallel to the chord line at 70 % of the blade span, pointing towards the trailing edge.
x_b -axis	Defined such that the system $x_b y_b z_b$ is right-handed.

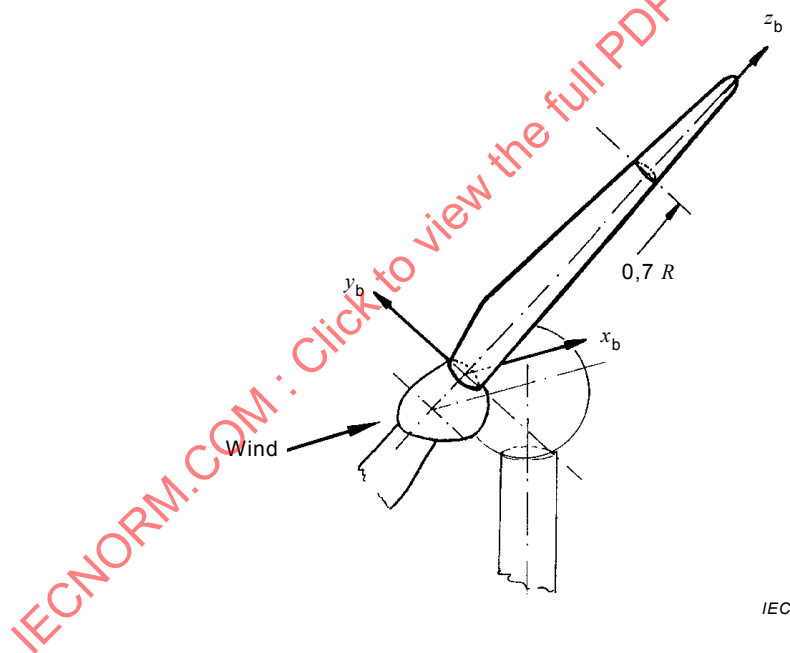


Figure A.1 – Blade co-ordinate system

A.3 Hub co-ordinate system

To transform the blade co-ordinates into the hub co-ordinate system, the cone and the pitch angles and the distance between blade flange and rotor centre have to be taken into account. One blade should be chosen as the reference blade.

The hub co-ordinate system rotates with the main shaft. The origin is on the main shaft in the plane perpendicular to the main shaft that contains the blade co-ordinate origin of the reference blade (see Figure A.2).

x_h -axis	Parallel to the main shaft, positive in the downwind direction.
-------------	---

- z_h -axis Parallel to the rotor disk plane through the reference blade origin.
- y_h -axis Defined such that the system $x_h y_h z_h$ is right-handed.

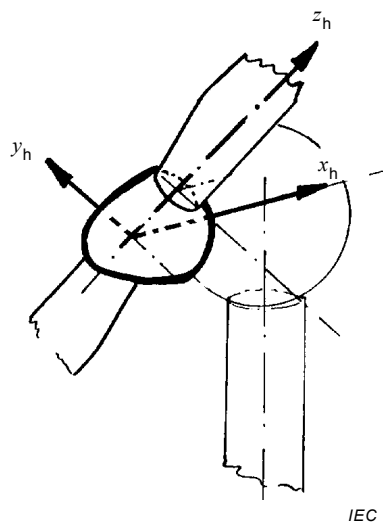


Figure A.2 – Hub co-ordinate system

A.4 Nacelle co-ordinate system

When transforming the hub co-ordinates into the nacelle co-ordinate system, the rotor azimuth and tilt angles and the relative position of the hub origin and nacelle origin have to be taken into account.

The nacelle co-ordinate system has its origin on the yaw axis at the closest point to the main shaft centre axis (see Figure A.3).

- x_n -axis Parallel with the horizontal projection of the rotor axis.
- y_n -axis Horizontal, defined so that x_n, y_n, z_n form a right-handed system.
- z_n -axis Vertical, pointing up.

The nacelle co-ordinate system yaws with the nacelle.

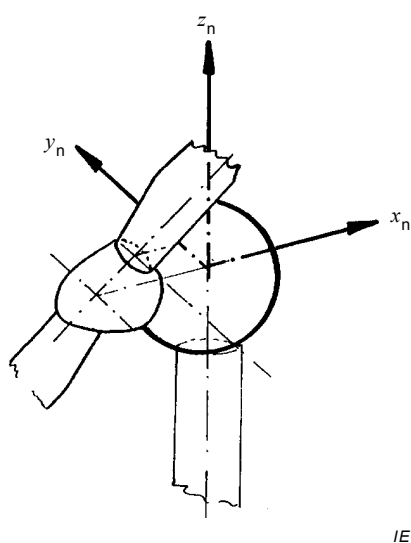


Figure A.3 – Nacelle co-ordinate system

A.5 Tower co-ordinate system

In order to transform the nacelle co-ordinates to tower co-ordinates, the nacelle yaw, tilt, shaft off-set and distance between the nacelle origin and the tower base have to be taken into account.

The tower co-ordinate system has its origin at centre of the tower base (see Figure A.4).

- z_t -axis Co-axial with the tower axis.
- x_t -axis To be defined as convenient (i.e. according to the site and the shape of the tower cross-section).
- y_t -axis Defined by right-hand system of z_t and x_t .

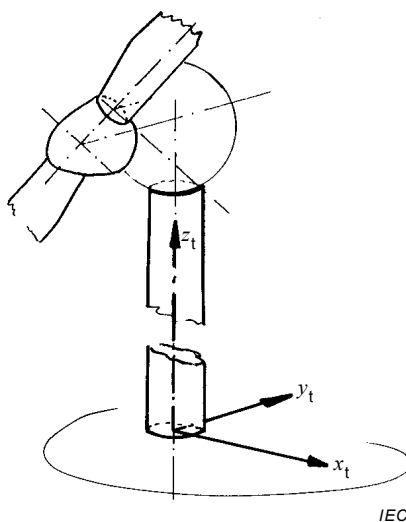


Figure A.4 – Tower co-ordinate system

A.6 Yaw misalignment

The yaw misalignment is defined as the angle between the horizontal projections of the centre line of the main shaft and of the wind speed vector. It is defined as the yaw position minus wind direction.

In Figure A.5, the yaw misalignment is shown to be positive.

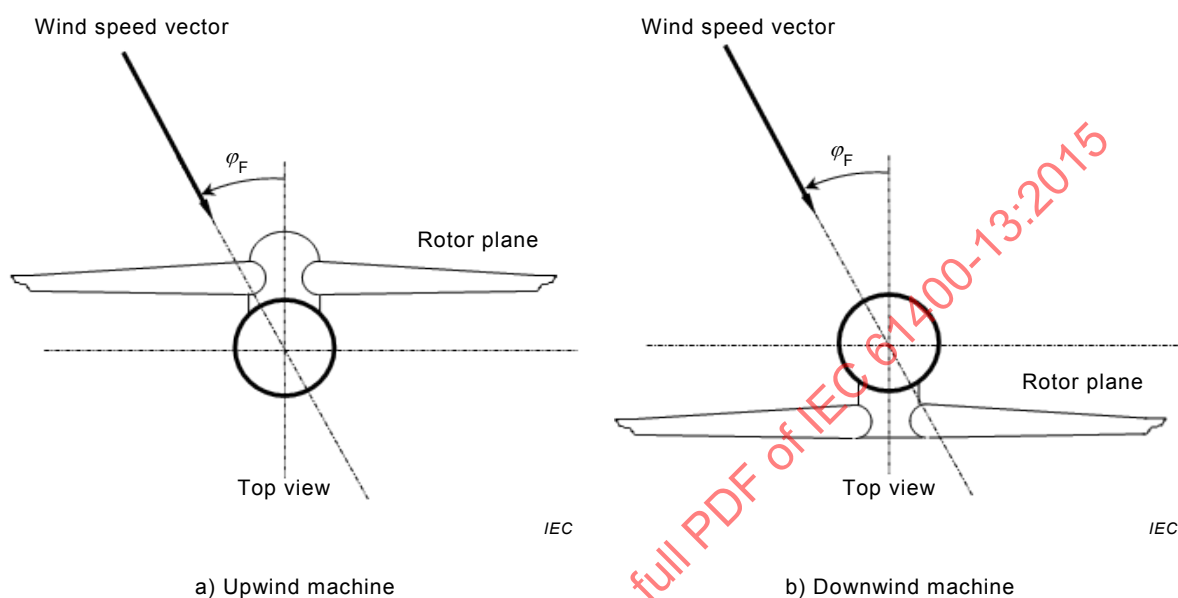


Figure A.5 – Yaw misalignment

A.7 Cone angle and tilt angle

The cone angle and tilt angle are shown in Figure A.6.

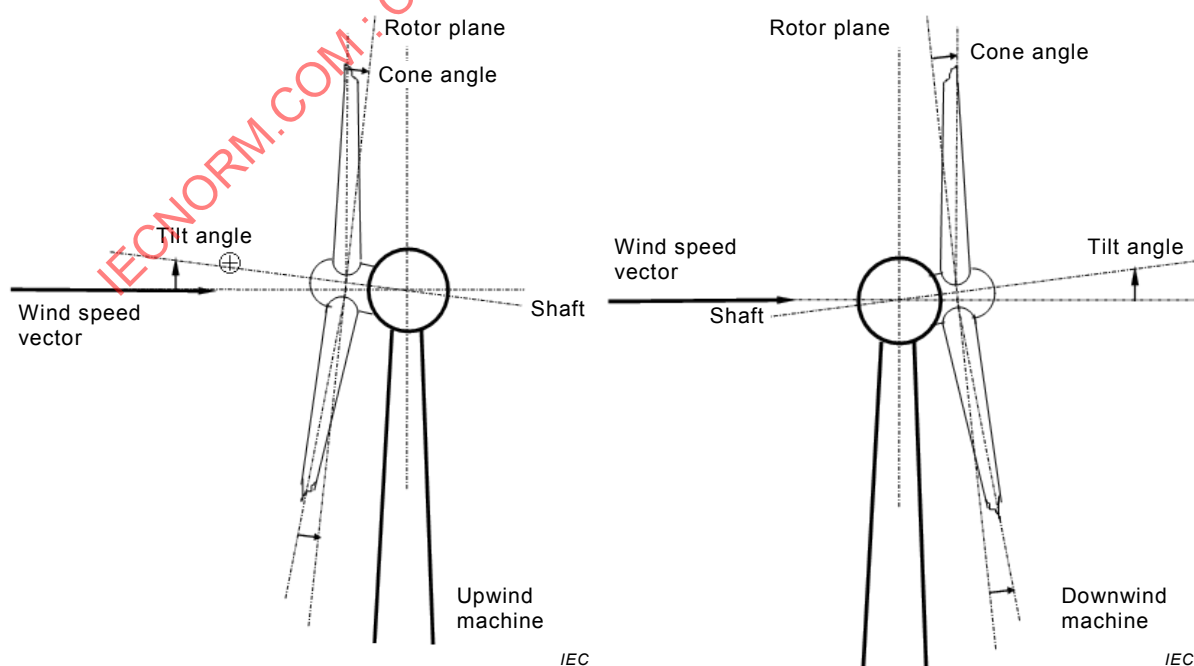


Figure A.6 – Cone angle and tilt angle

A.8 Rotor azimuth angle

The rotor azimuth angle varies from 0° to 360° . The zero angle 0° is defined with the reference blade pointing up.

A.9 Blade pitch angle

The blade pitch angle is the relative rotation of the y_b -axis with respect to the hub co-ordinate system. It is defined as positive towards feather and negative towards stall. Typically the pitch angle during power production is close to zero degrees and during parked conditions the pitch angle is close to 90° .

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Annex B (informative)

Procedure for the evaluation of uncertainties in load measurements on wind turbines

B.1 List of symbols

10 min	ten minute average value
A	coefficient in calibration matrix
α	misalignment angle
B	bridge factor
c	combined
cal	due to calibration uncertainty
D	coefficient in inverted calibration matrix
D_i	inner diameter at cross section
D_o	outer diameter at cross section
e	edgewise
ε	strain
E	Young's modulus
f	flatwise
F	calibration force
F_{sens}	sensitivity factor
G	shear modulus
i	index (general)
j	index (general)
k	k-factor strain gauges
L	distance between calibration load and strain gauge
M	moment
n	number of measurements
N	number of entries per bin
Q	quantization
r	correlation coefficient
R	resistant
s	type A uncertainty
$stdev$	standard deviation
sig	due to signal uncertainty
S	signal
S_V	signal in voltage units
S_M	signal in moment units
scat	uncertainty due bin scatter
SG	strain gauge
SM	section modulus

t	total
T_W	tower wall thickness
u	type B uncertainty
U_o	bridge output
U_i	bridge excitation
U	standard uncertainty in final result
ν	Poisson ratio
x	independent variable (general)
x	direction of calibration load with respect to the blade axis
X	x-axis quantity
y	dependent variable (general)
Y	y-axis quantity
δ	partial derivative
θ	direction of calibration load w.r.t. blade chord
ΔS_{shunt}	measured signal change caused by shunt

B.2 General procedure

B.2.1 Standard uncertainty

The uncertainty in wind turbine load measurements is determined in compliance with ISO/IEC Guide 98-3. In this guide, the uncertainty of a measured quantity is called the standard uncertainty of that quantity. It is assumed that the measured quantity is characterized by a normal (Gaussian) probability distribution with the measured value as the mean value and with the standard uncertainty as the standard deviation. The ISO guide distinguishes Type A uncertainties and Type B uncertainties.

Every measurement has an uncertainty associated with it. That uncertainty may be described as Type A uncertainty, Type B uncertainty, or may be a combination of both. The Type distinction refers to how the uncertainty value is to be determined. Type A uncertainty requires a significant quantity of independent stationary data; when such data is unavailable, uncertainty shall be determined through non-statistical methods as described by Type B uncertainty.

Type A uncertainties (s_i) can be determined through statistical analysis of a sequence of repeated measurements. If a stationary quantity, x_i , is measured n times, the Type A standard uncertainty can be calculated by Equation (B.1). Because we are calculating the uncertainty of any one measurement, we should assume $n = 1$.

$$s_i = \frac{\text{stdev}(x_i)}{\sqrt{n}} \quad (\text{B.1})$$

Type B uncertainties (u_i) do not rely on statistical methods, but rather are based on calibration data or engineering judgment. To estimate Type B uncertainty various references can be employed such as manufacturer specifications, calibration reports, theoretical derivations or prior experience with the material or instrument behaviour.

- If the standard uncertainty is specified by the instrument manufacturer, by a handbook or by any other source as an uncertainty interval with associated confidence level, one can assume a normal distribution and calculate the corresponding standard deviation.

- If the source quotes a maximum error, a , one can assume a rectangular probability distribution with a width of $2a$ and determine the standard uncertainty as shown in Equation (B.2).

$$u_i = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (\text{B.2})$$

An example of a measured Type B uncertainty is the calibration uncertainty provided on an anemometer calibration sheet.

Estimated Type B uncertainties cannot be measured directly by any practical method and so shall be estimated. Uncertainty on blade mass distribution would likely be an estimated Type B uncertainty, for example, because it is often based on design parameters, not actual measurements.

B.2.2 Analytical combination of standard uncertainties

Once the Type A and Type B uncertainties are determined, the combined uncertainty is determined as shown in Equation (B.3), where s_c is the analytically or numerically combined Type A standard uncertainty and u_c is the analytically or numerically combined Type B standard uncertainty. Note, in some cases uncertainty u may be fully captured by only Type A uncertainties or only Type B uncertainties (that is, s_c or u_c could be zero).

$$u = \sqrt{s_c^2 + u_c^2} \quad (\text{B.3})$$

Analytical combination of standard uncertainties can be performed if all contributing probability distributions are Gaussian normal and the mathematical function relating the variable of interest, y , to the dependent variables, $x_1, x_2, \dots, x_n$, is known. The analytical combination is done through the law of propagation of uncertainties, shown in Equation (B.4).

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

$$u_y^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2 u_{x_i}^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \frac{\partial y}{\partial x_i} \frac{\partial y}{\partial x_j} \text{cov}(x_i, x_j) \quad (\text{B.4})$$

$$\text{cov}(x_i, x_j) = r(x_i, x_j) s_{x_i} s_{x_j}$$

$r(x_i, x_j)$ = correlation coefficient between x_i and x_j .

The correlation coefficient of two quantities is a measure of the mutual dependency of their uncertainties. The correlation coefficient can have values between -1 (full negative dependency, for example, by approximation the uncertainties in the slope and offset parameter resulting from a linear fit) and $+1$. If the input parameters have no mutual dependency, the correlation coefficient is 0. In many situations, the correlation coefficients can be approximated by 0 or by $+1$ which simplifies Equation (B.4) into either (B.5) or (B.6), respectively.

$$r = 0: \quad u_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2} \times u_{x_i} \quad (\text{B.5})$$

or

$$r = 1: \quad u_y = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right) \times u_{x_i} \quad (\text{B.6})$$

Equations (B.4) to (B.6) can be applied for Type A uncertainties as well as for Type B uncertainties.

B.2.3 Total uncertainty

B.2.3.1 Calibration uncertainty

All physical quantities are determined by applying a known transfer function on digital measured raw signals. In most of the cases the transfer function is defined by a slope and an offset, but also higher order functions could be possible.

The coefficient values of the transfer function are determined by calibrations methods like:

- end to end calibration
 - calibration of the nacelle position signal by bearing the nacelle into the direction of known land marks
 - dead weight calibration of rotor blade bending moments
- analytical calibration
 - shunt calibration of the strain gauges signals.
- calibration sheets
 - anemometers calibrated according IEC 61400-12-1
 - current and power transducer

Every calibration method contains various contribution of Type A and Type B uncertainties which should be taken into account.

B.2.3.2 Signal uncertainty

Ideally the uncertainty of the evaluation quantities would only be driven by the uncertainty of the calibration. In reality additional effects occur in the measured quantities.

Sources of additional signal uncertainty can be small (quantizing noise), but other sources like:

- additional noise (electromagnetic distortion),
- temperature effects (drift effects)

can contribute significant uncertainty to the measured quantities.

A possible way of quantification of the signal uncertainty can be the statistical analysis of the signal at known stable levels. In that case the signal uncertainty will be a Type A uncertainty.

NOTE In case of a calibration of the whole measurement chain (e.g. end-to-end) this might be already a component of the calibration uncertainty.

In case a statistical approach is not usable, additional uncertainty contribution should be estimated as Type B uncertainties.

B.2.3.3 Total uncertainty

The total standard uncertainty of an uncombined quantity is given by equation (B.7).

$$U_t = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + u_{\text{sig}}^2} \quad (\text{B.7})$$

B.3 Uncertainties of binned averaged values

B.3.1 General

The mean values of a quantity or of the DELs can be shown as a function of another quantity by calculation of 10-min averaged values and by binning the two quantities.

The uncertainty in the binned curves consists of an uncertainty in each bin averaged value. These uncertainties are caused by the uncertainties in the calibration and signal, the uncertainty caused by the scatter and the uncertainty in the x-axis quantity.

B.3.2 Uncertainty of calibration and signal

The uncertainty per 10-min averaged value due to the uncertainty in the calibration and signal measurement are determined in the same way as described in B.2.2 but now based on the 10-min averaged values of $S_{10\text{min}}$ instead of each time stamp.

B.3.3 Uncertainty of the bin scatter

The uncertainty in the regarded bin, given by the scatter of the 10-minute mean values are assumed to be uncorrelated. Therefore, the uncertainty in the bin-averaged value is determined using the standard deviation of the 10-min averaged values in each bin and the number of entries (N) in each bin by the application of Equation (B.8).

$$u_{\text{sig}} = \text{stdev}_{\text{sig}} / \sqrt{N} \quad (\text{B.8})$$

where N is the number of entries in the bin considered.

B.3.4 Uncertainty of the x-axis quantity

The uncertainty in the x-axis quantity per bin ($u_{x,i}$) is determined as the uncertainty of the quantity evaluated as described in B.2.3. This uncertainty is translated to the associated uncertainty in the bin-averaged value (u_x) using the slope of the preceding part of the binned curve:

$$u_x = u_{x,i} \times \frac{y_j - y_{j-1}}{x_i - x_{i-1}} \quad (\text{B.9})$$

where i is the index of the regarded bin, starting with the second bin ($i = 2$).

The value of $u_{x,1}$ is set equal to $u_{x,2}$.

B.3.5 Uncertainty of bin averaged mean values

The total uncertainty is calculated per bin for each bin-averaged bending moment using the equation:

$$U_{\text{mean}} = \sqrt{u_{\text{cal+sig}}^2 + u_{\text{scat}}^2 + u_x^2} \quad (\text{B.10})$$

B.4 Standard uncertainty of DEL and load spectra

The load spectra are the result of the rainflow counting algorithm, which counts the transients in a signal.

Therefore the uncertainty of DEL and load spectra can be assumed to be in the same range as the uncertainty of the measured quantity.

B.5 Examples of an uncertainty evaluation

B.5.1 Example for analytical shunt calibration of tower torque

B.5.1.1 Uncertainty components

In Table B.1, the uncertainty components are given, which are taken into account for the uncertainty calculation.

Table B.1 – Uncertainty components

Quantity	Symbol	Uncertainty	Unit	Source of information	Category	Distribution	Comment
Material parameters, cross section geometry and gauges factor in an installation							
Gauges factor	u_k	1	%	Datasheet	B	Gaussian	–
Misalignment	$u_{F_{\text{sense}}}$	3	°	Estimation	B	Rectangular	–
Diameter at cross section	u_{D_i}	3	mm	Estimation	B	Gaussian	–
Wall thickness at cross section	u_{T_w}	0,1	mm	Estimation	B	Gaussian	–
Young modulus	u_E	5	%	Estimation	B	Gaussian	–
Poisson ratio	u_ν	5	%	Estimation	B	Gaussian	–
Amplifier calibration							
Amplifier and measurement uncertainty concerning gain	$u_{\text{sig}_{\text{gain}}}$	0,1	%	Datasheet / Calibration certificate	B	Gaussian	Measurement value
Amplifier and measurement uncertainty concerning offset	$u_{\text{sig}_{\text{offset}}}$	0,1	%	Datasheet / Calibration certificate	B	Rectangular	Upper value of the measurement range 10 V
Quantization resolution (Offset)	u_Q	≈0,6	mV	Datasheet	B	Rectangular	16 Bit D/A converter, measurement range ±10 V
Calibration device	$u_{R_{\text{Sh}}}$	0,1	%	Datasheet / Calibration certificate	B	Gaussian	Value shunt resistant
Gauges resistance	$u_{R_{\text{SG}}}$	1	%	Datasheet	B	Gaussian	
Signal uncertainty							
Signal uncertainty	S_i			Tests, statistics, estimations	A	Gaussian	Evaluation according B.2.3.2

B.5.1.2 Calibration uncertainty of an analytical calibration

In an analytical calibration only the slope can be evaluated. The offset of the signal has to be evaluated by others tests, like several full turns of the nacelle.

The moment can be derived out of the strain in general using the equation (B.11).

$$M = G \times SM_t \times \varepsilon \quad (B.11)$$

The strain can be expressed by a bridge excitation, the sensitivity of the strain gauges and the bridge configuration.

$$\varepsilon = \frac{1}{B} \times \frac{4}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \quad (B.12)$$

In this example two V-rosette strain gauges were chosen as bridge configuration, so the bridge factor is $B = 4$.

Combining the above mention equation the dependency of the moment concerning the given bridge excitation can be expressed with Equation (B.13).

$$M = G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \quad (B.13)$$

The measurement signal as moment can be calculated out of the voltage measurement signal by

$$S_M = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.14)$$

To consider the uncertainties of the orientation of the strain gauges an additional factor will be added to express a possible loss of sensitivity.

$$F_{sens} = 1 - \cos \alpha \quad (B.15)$$

$$S_M = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \times F_{sens}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.16)$$

In the following the partial derivation concerning the uncertainty components are given.

The shear modulus can be calculated out of the Young's modulus and the Poisson ratio by Equation (B.17).

$$G = \frac{E}{2 \times (1 + \nu)} \quad (B.17)$$

So the partial derivation concerning the shear modulus will be like shown in Equation (B.18).

$$\frac{\partial S_M}{\partial E} = \frac{\frac{1}{2 \times (1+\nu)} \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.18)$$

For the Poisson ratio, the partial derivation will be like equation

$$\frac{\partial S_M}{\partial \nu} = \frac{E \times SM_t \times \frac{-1}{2 \times (1+\nu)^2} \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.19)$$

The sensitivity factor concerning the torsion section modulus will be calculated as follows.

$$\frac{\partial S_M}{\partial SM_t} = \frac{G \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.20)$$

The torsion section modulus of the measured tower cross section can be calculated out of the inner and outer diameter using Equation (B.21).

$$SM_t = \pi \frac{D_o^4 - D_i^4}{16 D_o} \quad (B.21)$$

The inner and outer diameter and the wall thickness are depending on each other. In a small range of uncertainty the sensitivity factors concerning the inner diameter and the wall thickness can be assumed as linear. This lead to the following approximated Equation (B.22) and Equation (B.23).

$$\frac{\partial S_M}{\partial D_i} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.22)$$

$$\frac{\partial S_M}{\partial T_w} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.23)$$

The partial derivation concerning the k-factor is:

$$\frac{\partial S_M}{\partial k} = \frac{G \times SM_t \times \frac{-1}{k^2} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.24)$$

Partial derivation concerning the resistance of the strain gauges and shunt are been assumed as linear in the ranges of the uncertainty of the strain gauges resistance of 1 % and the smaller uncertainty of the shunt with 0,1 %.

$$\frac{\partial S_M}{\partial R_{sg}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.25)$$

$$\frac{\partial S_M}{\partial R_{sh}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.26)$$

The partial derivation concerning the sensitivity factor of the strain gauges bridge caused by the misalignment of the strain gauges is given by Equation (B.27).

$$\frac{\partial S_M}{\partial F_{sense}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.27)$$

The uncertainty of the signal is been estimated by combination of the uncertainties of the bridge amplifier, the uncertainty of the measurement device and the quantization noise.

$$u_{siggain}^2 = u_{BAgain}^2 + u_{MDgain}^2 \quad (B.28)$$

The contribution of the uncertainty in the gain of the measured signal is estimated related to the measured value.

$$\frac{\partial S_M}{\partial S_{gain}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times S_V \quad (B.29)$$

The combined uncertainty will be calculated by Equation (B.30).

$$\begin{aligned} u_{cal}^2 = & u_E^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial E} \right)^2 + u_V^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial V} \right)^2 + u_{D_1}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial D_1} \right)^2 + u_{T_W}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial T_W} \right)^2 + u_k^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial k} \right)^2 + \dots \\ & \dots u_{R_{SG}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SG}} \right)^2 + u_{R_{sh}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{sh}} \right)^2 + u_{F_{sens}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial F_{sens}} \right)^2 + u_{siggain}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial S_V} \right)^2 \end{aligned} \quad (B.30)$$

For the uncertainty of the offset of the measurement devices the combination of a rectangular distributed offset uncertainty and the quantization noise is taken into account.

$$u_{sigoffset}^2 = \left(\frac{u_{BAoffset}}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{u_{MDoffset}}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{u_Q}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (B.31)$$

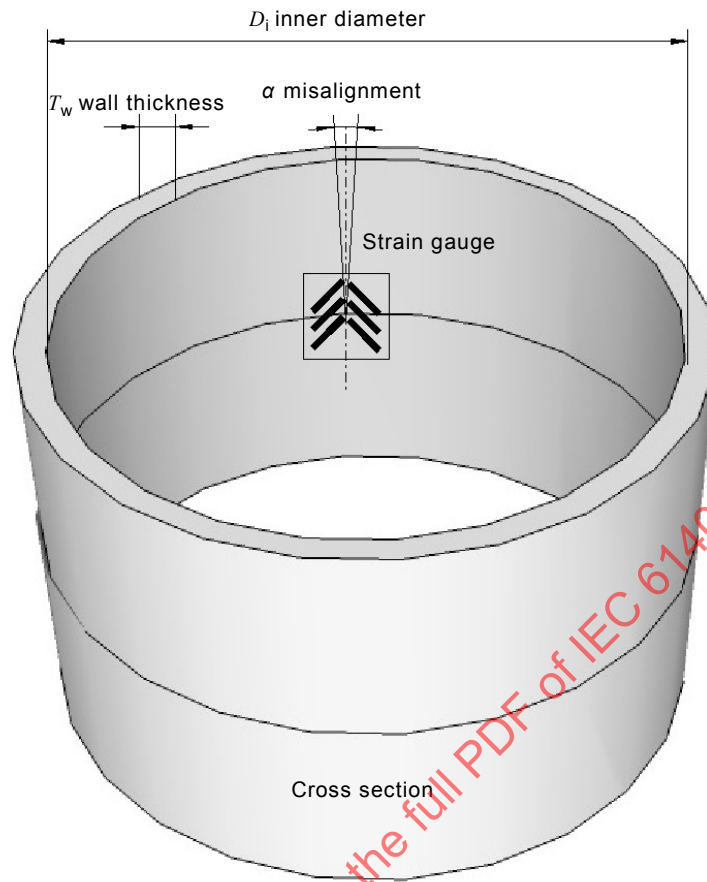
The offset uncertainty of the measurement values will be estimated under consideration of the offset uncertainty of the measurement devices, the slope calibration value and the upper value of the measurement range. Please pay attention, that this offset uncertainty does only reflect the uncertainty given in the digitalization itself.

$$u_{offset}^2 = u_{sigoffset}^2 \times \left(\frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{shunt}} \times R_M \right)^2 \quad (B.32)$$

In Table B.2, the assumed values and corresponding uncertainties are shown.

Table B.2 – Values and uncertainties for the calculation

Quantity	Symbol Quantity	Value	Unit Value	Symbol Uncertainty	Uncertainty	Unit Uncertainty	Comment
Material parameters, cross section geometry and gauges factor in an installation							
Gauges factor	k	2,1	–	u_k	1	%	
Misalignment	α	–	–	$u_{F_{\text{sense}}}$	3	°	See Figure B.1
Inner diameter at cross section	D_i	4	m	u_{D_i}	0,003	m	See Figure B.1
Wall thickness at cross section	T_w	0,03	m	u_{T_w}	0,000 1	m	See Figure B.1
Young modulus	E	210E9	N/m ²	u_E	5	%	
Poisson ratio	ν	0,27	–	u_ν	5	%	
Amplifier calibration							
Amplifier and measurement uncertainty concerning gain	–	–	–	$u_{\text{sig}_{\text{gain}}}$	0,1	%	Measurement value
Amplifier and measurement uncertainty concerning offset	–	10	V	$u_{\text{sig}_{\text{offset}}}$	0,1	%	Upper value of the measurement range 10 V
Quantization resolution	–	±10	V	u_Q	≈0,6	mV	16 Bit D/A converter, measurement range ±10 V
Calibration device	R_{SH}	1 000	Ohm	$u_{R_{\text{sh}}}$	0,1	%	Shunt resistance
Gauges resistance	R_{SG}	350	Ohm	$u_{R_{\text{SG}}}$	1	%	



IEC

Figure B.1 – Explanation of used symbols

Using the above mentioned uncertainty component values of the components and assuming a 7 V measured signal, the following calculations result.

$$u_E^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial E} \right)^2 = \left(10,5 \times 10^9 \frac{N}{m^2} \times -1,78 \times 10^{-5} \frac{m^3}{V} \right)^2 = 3,48 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.33)$$

$$u_v^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial v} \right)^2 = \left(0,0135 \times 2,94 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,57 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.34)$$

$$u_{D_i}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial D_i} \right)^2 = \left(0,125\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 2,18 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.35)$$

$$u_{T_w}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial T_w} \right)^2 = \left(0,3\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,55 \times 10^8 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.36)$$

$$u_k^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial k} \right)^2 = \left(0,021 \times 1,78 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.37)$$

$$u_{R_{SG}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SG}} \right)^2 = \left(1\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.38)$$

$$u_{R_{SH}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SH}} \right)^2 = \left(0,1\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.39)$$

$$u_{F_{sense}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial F_{sense}} \right)^2 = \left(\frac{0,14}{\sqrt{3}} \% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 8,72 \times 10^6 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.40)$$

$$u_{sig_{gain}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial S_V} \right)^2 = \left(0,14\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 2,79 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.41)$$

$$\begin{aligned} u_{cal}^2 &= 3,48 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,57 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 2,18 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,55 \times 10^8 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + \dots \\ &\dots 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,39 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 8,72 \times 10^6 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + \dots \\ &\dots 2,79 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \end{aligned} \quad (B.42)$$

$$u_{cal} = \sqrt{3,94 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2} = 1,99 \times 10^5 \frac{Nm}{V} \quad (B.43)$$

Referred to a slope of $3,73 \times 10^6$ Nm/V the calibration uncertainty given in Equation (B.43) means a percentage uncertainty value of 5,32 %.

To consider the uncertainty in the offset of the measurement devices the following calculation leads to the offset uncertainty.

$$u_{sig_{offset}}^2 = \left(\frac{0,1\%}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{0,1\%}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{0,003\%}{\sqrt{3}} \right)^2 = 8,17 \times 10^{-4} \quad (B.44)$$

$$u_{offset}^2 = 8,17 \times 10^{-4} \left(3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \times 10 V \right)^2 \quad (B.45)$$

The result of Equation (B.45) gives an offset uncertainty of the measurement devices of $3,05 \times 10^4$ Nm, which means 0,82 % referred to the slope.

B.6 Determination and use of calibration matrix

B.6.1 Determination of the calibration matrix

The bending moments in flatwise direction and in edgewise direction of the blade are measured using a flatwise strain gauge bridge and an edgewise strain gauge bridge. The dependency of the two measurement signals on the flatwise and edgewise bending moments is determined by calibration. The possible crosstalk effect of the edgewise bending moment on the flatwise signal and the possible crosstalk effect of the flatwise bending moment on the edgewise signal are also determined by calibration and corrected during the load measurements.

The calibration is performed by applying various well-known bending moments in flatwise direction only and after that in edgewise direction only. At the same time both bridge signals are measured. The dependencies of the signals on the bending moments are determined by linear regression of the signals and the moments. The offset values that result from the linear regressions are not used. The values for the slopes form the calibration matrix:

$$\begin{bmatrix} S_f^c \\ S_e^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 \\ A_3 & A_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} M_f^c \\ M_e^c \end{bmatrix} \quad (\text{B.46})$$

where

- S_f^c is the signal of the strain-gauge bridge in the flatwise direction (in $\mu\text{V/V}$);
- S_e^c is the signal of the bridge in the edgewise direction (in $\mu\text{V/V}$);
- M_f^c is the flatwise bending moment (in Nm);
- M_e^c is the edgewise bending moment (in Nm);
- A_i ($i = 1 \dots 4$) are the calibration coefficients; the coefficients A_2 and A_3 are caused by crosstalk and are zero in the ideal case.

The values of the calibration coefficients and their associated type A uncertainties (s_{A_i}) are derived by linear regression of the data-points obtained by the calibration.

The type B uncertainties of the calibration coefficients (u_{A_i}) are caused by the type B uncertainties in

- the measured signals (uS_f^c and uS_e^c),
- the measured load (uF_f and uF_e),
- the measured distance between strain gauges and applied load (uL_f and uL_e),
- the direction of the applied force w.r.t. the blade axis ($u\alpha_f$ and $u\alpha_e$), and
- the direction of the applied force w.r.t. the blade cord ($u\theta_f$ and $u\theta_e$).

These uncertainties are estimated by the experimenter for the highest applied calibration load. The type B uncertainty in each of the calibration coefficients is determined in the following way:

$$A_1 = s_f^c / m_f^c = s_f^c / (F_f L_f \cos \alpha_f \cos \theta_f) \quad (\text{B.47})$$

$$A_2 = s_f^c / m_e^c = s_f^c / (F_e L_e \cos \alpha_e \cos \theta_e) \quad (\text{B.48})$$

$$A_3 = s_e^c / m_f^c = s_e^c / (F_f L_f \cos \alpha_f \cos \theta_f) \quad (B.49)$$

$$A_4 = s_e^c / m_e^c = s_e^c / (F_e L_e \cos \alpha_e \cos \theta_e) \quad (B.50)$$

Assuming no correlation between the type B uncertainties justifies the application of Equation (B.51):

$$u_{A_1}^2 = u_{s_f^c}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial s_f^c} \right)^2 + u_{F_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial F_f} \right)^2 + u_{L_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial L_f} \right)^2 + u_{\alpha_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial \alpha_f} \right)^2 + u_{\theta_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial \theta_f} \right)^2 \quad (B.51)$$

and similar for $u_{A_2}^2$, $u_{A_3}^2$ and $u_{A_4}^2$.

The combined type A and type B uncertainties in the coefficients are calculated by the following equation.

$$u_{cA_i} = \sqrt{s_{A_i}^2 + u_{A_i}^2}; i = 1 \dots 4 \quad (B.52)$$

B.6.2 Use of the calibration matrix

e) Crosstalk not negligible

The calibration matrix is used for converting the measurement signals into load signals using the inverse of the calibration matrix of B.6.1:

$$\begin{bmatrix} M_f \\ M_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_1 & D_2 \\ D_3 & D_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_f \\ S_e \end{bmatrix} = \frac{1}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \begin{bmatrix} A_4 & -A_2 \\ -A_3 & A_1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_f \\ S_e \end{bmatrix} \quad (B.53)$$

For simplicity reasons the uncertainties in A_1 , A_2 , A_3 and A_4 are assumed to be uncorrelated. With this assumption the uncertainties in the D -coefficients can be determined using the values of A and u_{cA} by application of Equation (B.54):

$$u_{cD_1}^2 = u_{cA_1}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_1} \right)^2 + u_{cA_2}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_2} \right)^2 + u_{cA_3}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_3} \right)^2 + u_{cA_4}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_4} \right)^2 \quad (B.54)$$

$$D_1 = \frac{A_4}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \rightarrow \frac{\partial D_1}{\partial A_1} = \frac{-A_4^2}{(A_1 A_4 - A_2 A_3)^2} \quad (B.55)$$

and similar for D_2 , D_3 and D_4 and their partial derivatives.

The uncertainties in the coefficients D_i are translated to uncertainties in measured loads due to calibration uncertainties ($u_{cal,f}$ and $u_{cal,e}$) by application of equation (B.56):

$$M_f = D_1 \times S_f + D_2 \times S_e \quad (B.56)$$

$$M_e = D_3 \times S_f + D_4 \times S_e \quad (B.57)$$

$$u_{\text{cal},f} = \sqrt{u_{\text{CD}_1}^2 \times S_f^2 + u_{\text{CD}_2}^2 \times S_e^2} \quad (\text{B.58})$$

$$u_{\text{cal},e} = \sqrt{u_{\text{CD}_3}^2 \times S_f^2 + u_{\text{CD}_4}^2 \times S_e^2} \quad (\text{B.59})$$

This uncertainty is assumed to be fully correlated for all time samples of all 10-min series because all measurement data are treated with the results of one calibration run.

f) Crosstalk negligible

In case the crosstalk is negligible, the use of the calibration matrix is simplified very much. In this case, the relative uncertainty in the measured load due to the calibration uncertainty is equal to the relative uncertainty in the calibration coefficient:

$$u_{\text{cal},f} = M_f \times \frac{u_{\text{cA}_1}}{A_1} \quad (\text{B.60})$$

$$u_{\text{cal},e} = M_e \times \frac{u_{\text{cA}_4}}{A_4} \quad (\text{B.61})$$

B.6.3 Time series

The uncertainty in the value of each time sample of the flatwise and the edgewise bending moment consists of an uncertainty due to the applied calibration results ($u_{\text{cal},f}$ and $u_{\text{cal},e}$) and of an uncertainty in the measured signals (u_{Sf} and u_{Se}).

a) Calibration uncertainty

The values of $u_{\text{cal},f}$ and $u_{\text{cal},e}$ are determined per time sample as described in B.6.2.

$$u_{\text{cal},f} = \sqrt{u_{\text{CD}_1}^2 \times S_f^2 + u_{\text{CD}_2}^2 \times S_e^2} \quad (\text{B.62})$$

$$u_{\text{cal},e} = \sqrt{u_{\text{CD}_3}^2 \times S_f^2 + u_{\text{CD}_4}^2 \times S_e^2} \quad (\text{B.63})$$

b) Signal uncertainty

The uncertainty in the measured signals originate from signal noise (for example, from electromagnetic interference) and from zero drift (for example, from temperature effects on the strain gauges). In general terms, the signal uncertainty can be written as $u_{\text{Sf}} = a \times S_f + b$ in which S_f is the value of the flatwise signal and a and b are coefficients to be estimated by the experimenter using his knowledge about the measurement system. The same is done for u_{Se} . The measurement uncertainties in each time sample of the signals are converted to the associated uncertainty in each time sample of the bending moments by the following equations.

$$u_{\text{sig},f} = \sqrt{D_1^2 \times u_{\text{Sf}}^2 + D_2^2 \times u_{\text{Se}}^2} \quad (\text{B.64})$$

$$u_{\text{sig},e} = \sqrt{D_3^2 \times u_{\text{Sf}}^2 + D_4^2 \times u_{\text{Se}}^2} \quad (\text{B.65})$$

c) Total uncertainty

The total uncertainty due to the calibration uncertainty and the signal uncertainty per time stamp of the measured flatwise and edgewise bending moment are calculated by the following equations.

$$U_f = \sqrt{u_{\text{cal},f}^2 + u_{\text{sig},f}^2} \quad (\text{B.66})$$

$$U_e = \sqrt{u_{\text{cal},e}^2 + u_{\text{sig},e}^2} \quad (\text{B.67})$$

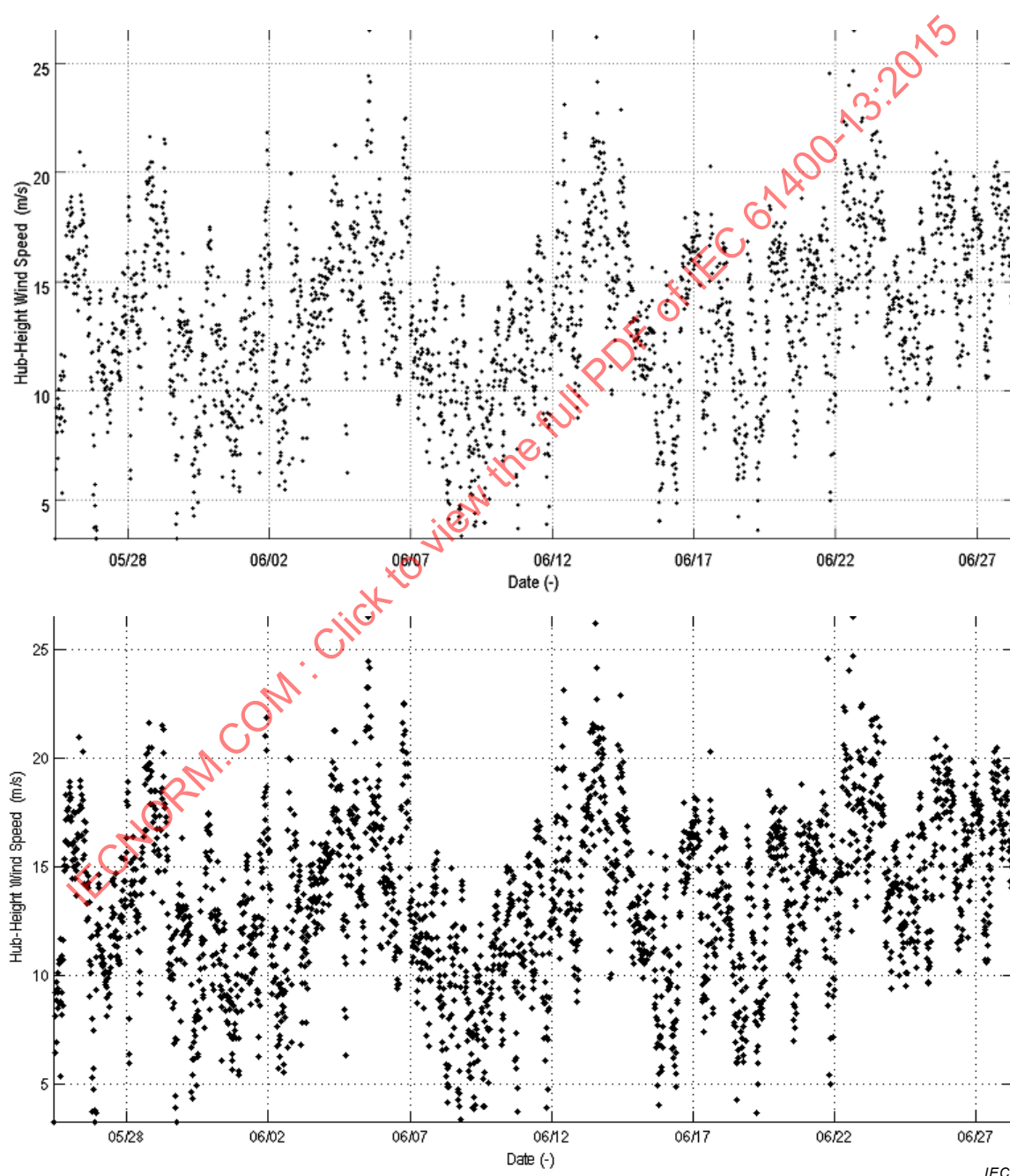
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Annex C (informative)

Sample presentation of mechanical load measurements and analysis

C.1 General

In Annex C, reporting examples for results are provided. Only one example for each type of plot is provided. The requirements for the reporting of the results are specified in Clause 12.



IEC

Figure C.1 – Hub-height wind speed as a function of time

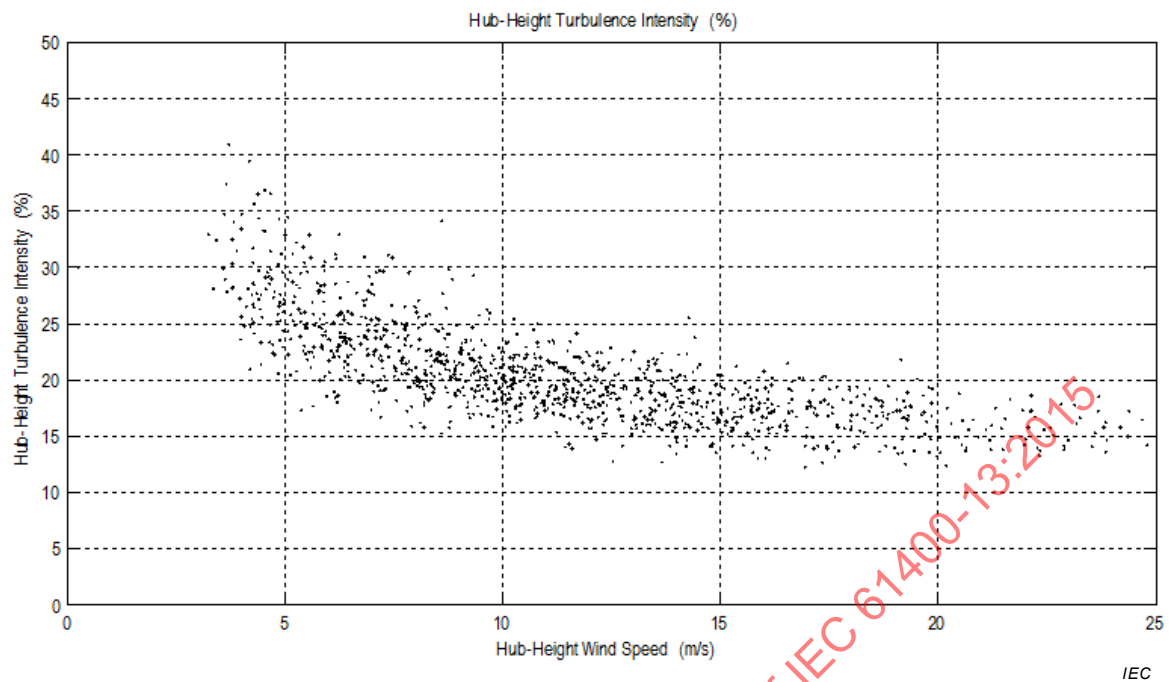


Figure C.2 – Hub-height turbulence intensity as a function of hub-height wind speed

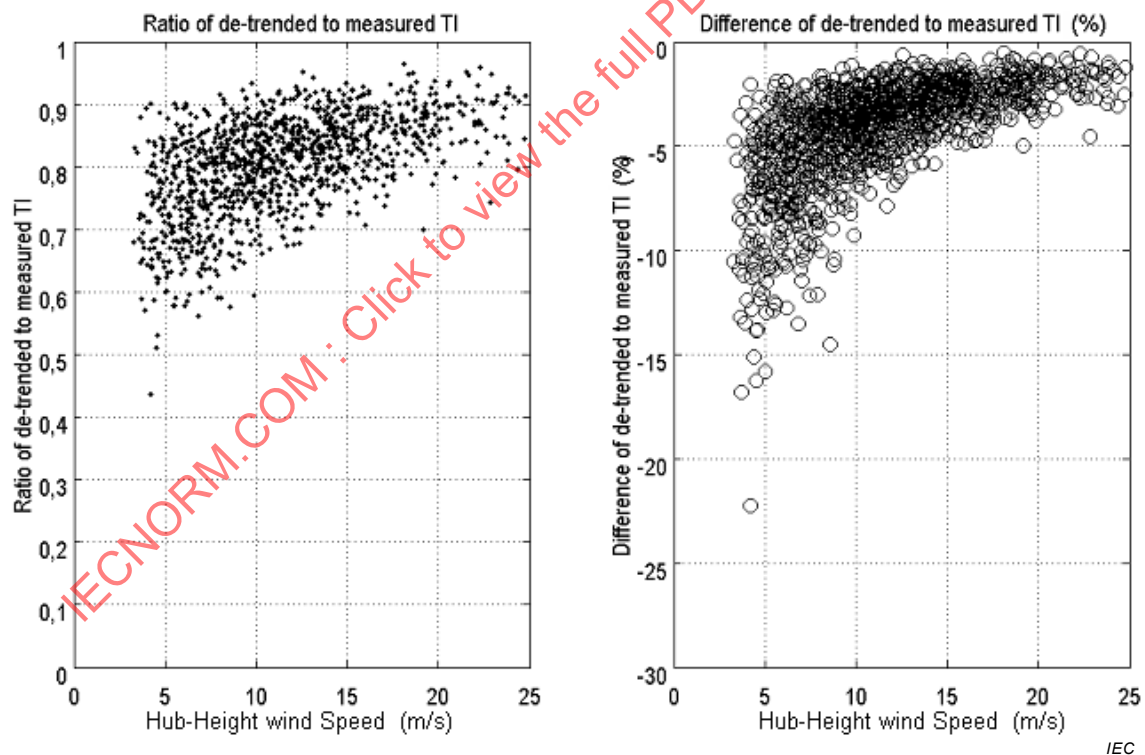
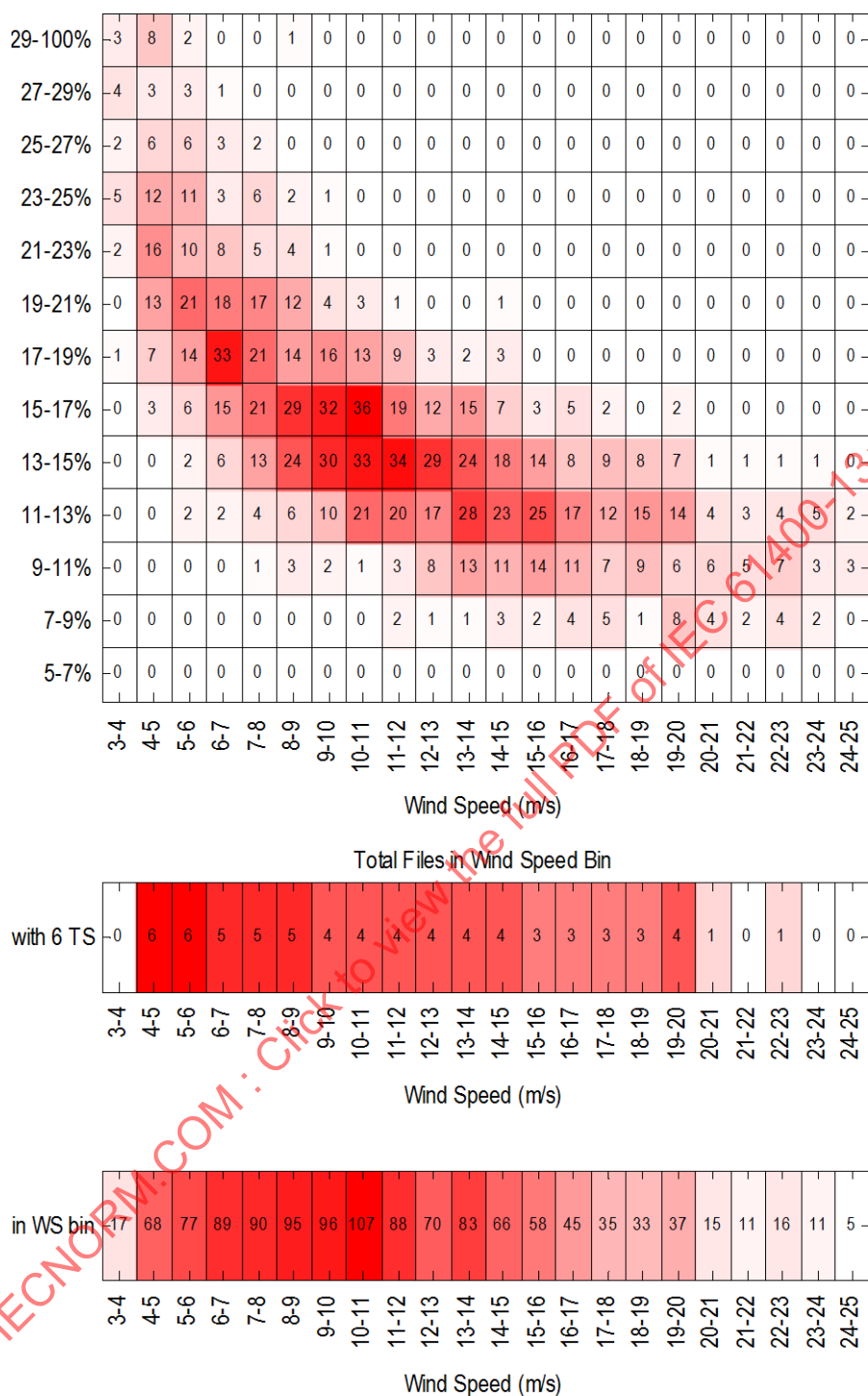
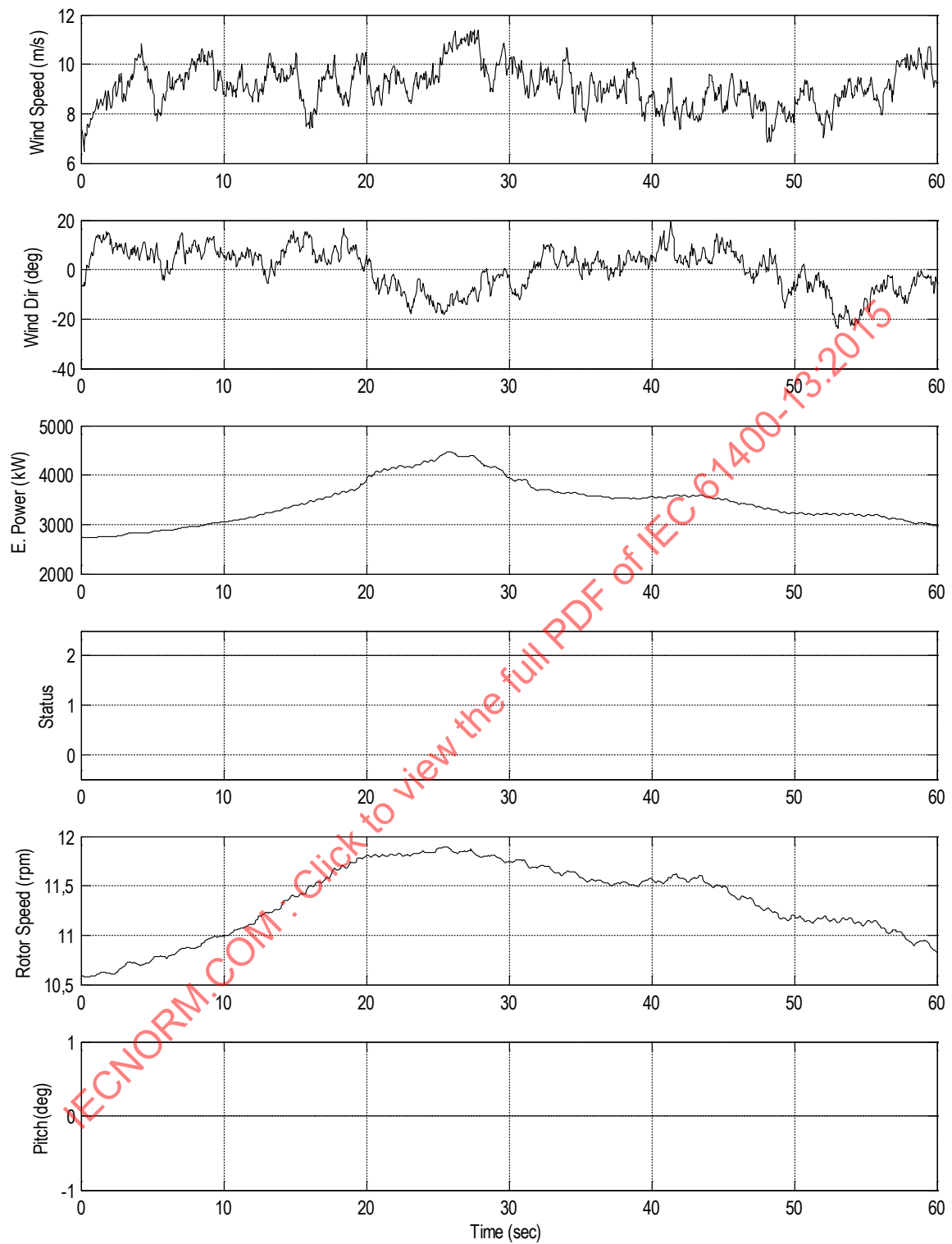


Figure C.3 – Turbulence intensity trending as a function of hub-height wind speed



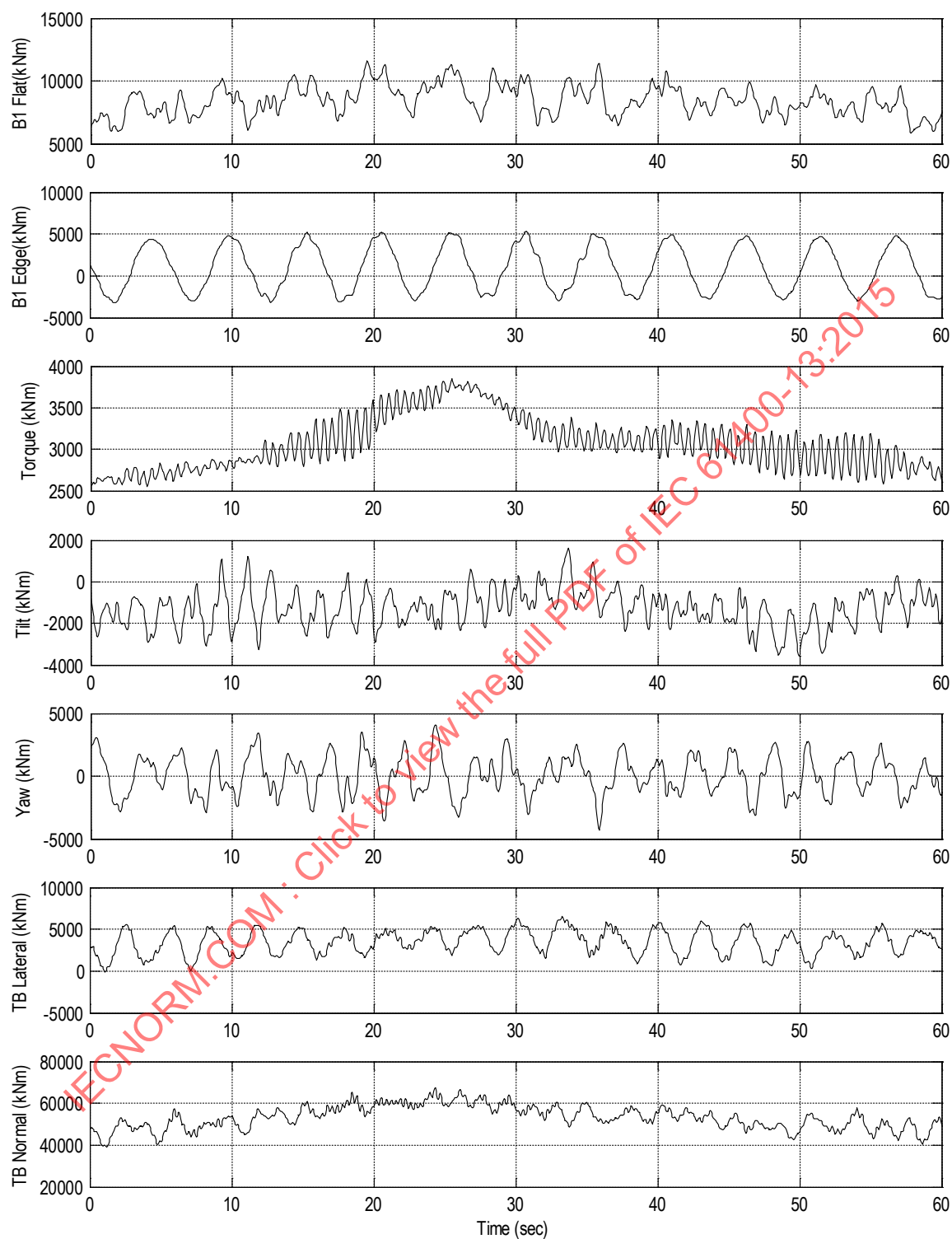
IEC

Figure C.4 – Global capture matrix with all loads channels operating



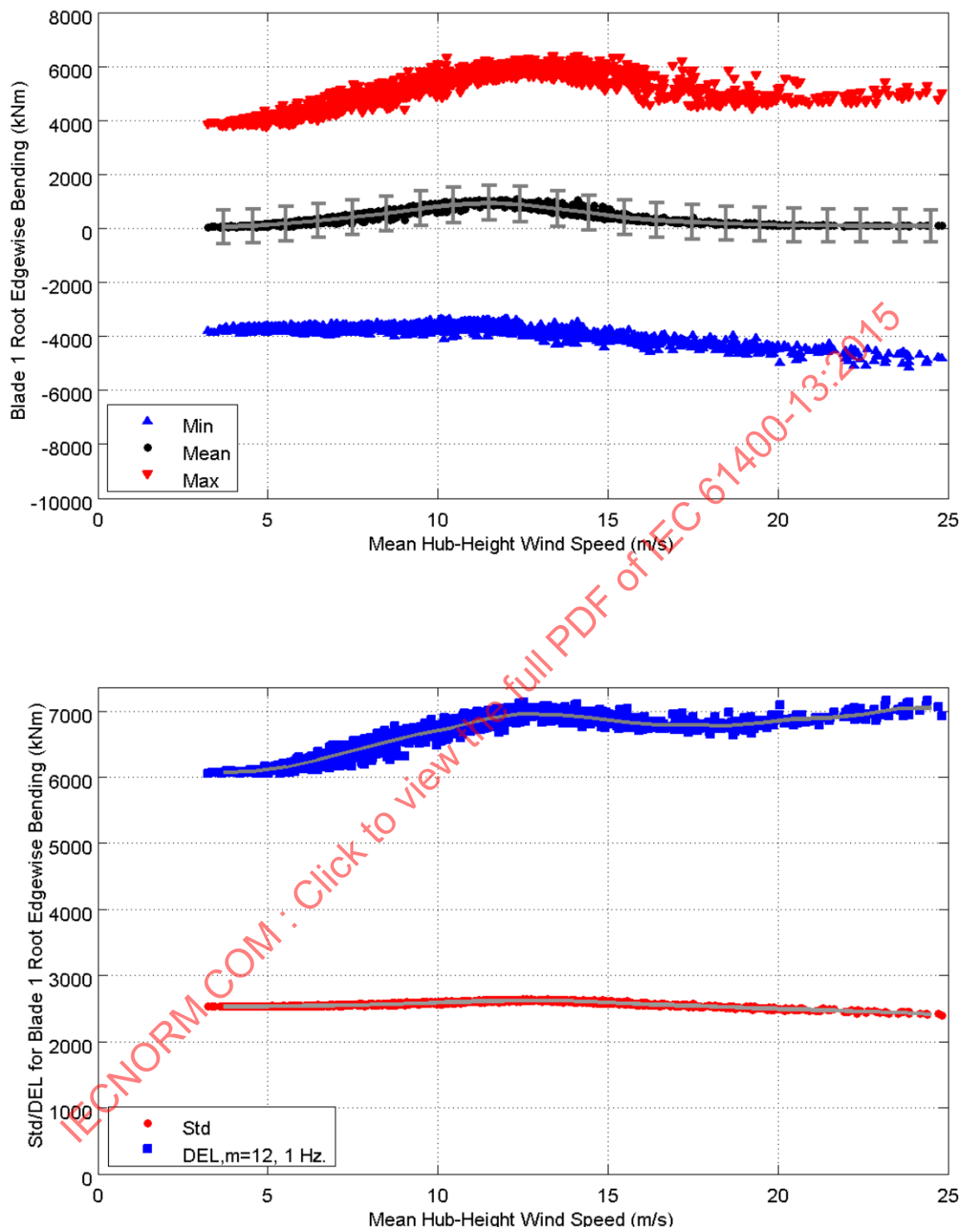
IEC

Figure C.5 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities



IEC

Figure C.6 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Major load components



IEC

Figure C.7 – 10-minute statistics for blade 1 root edge bending

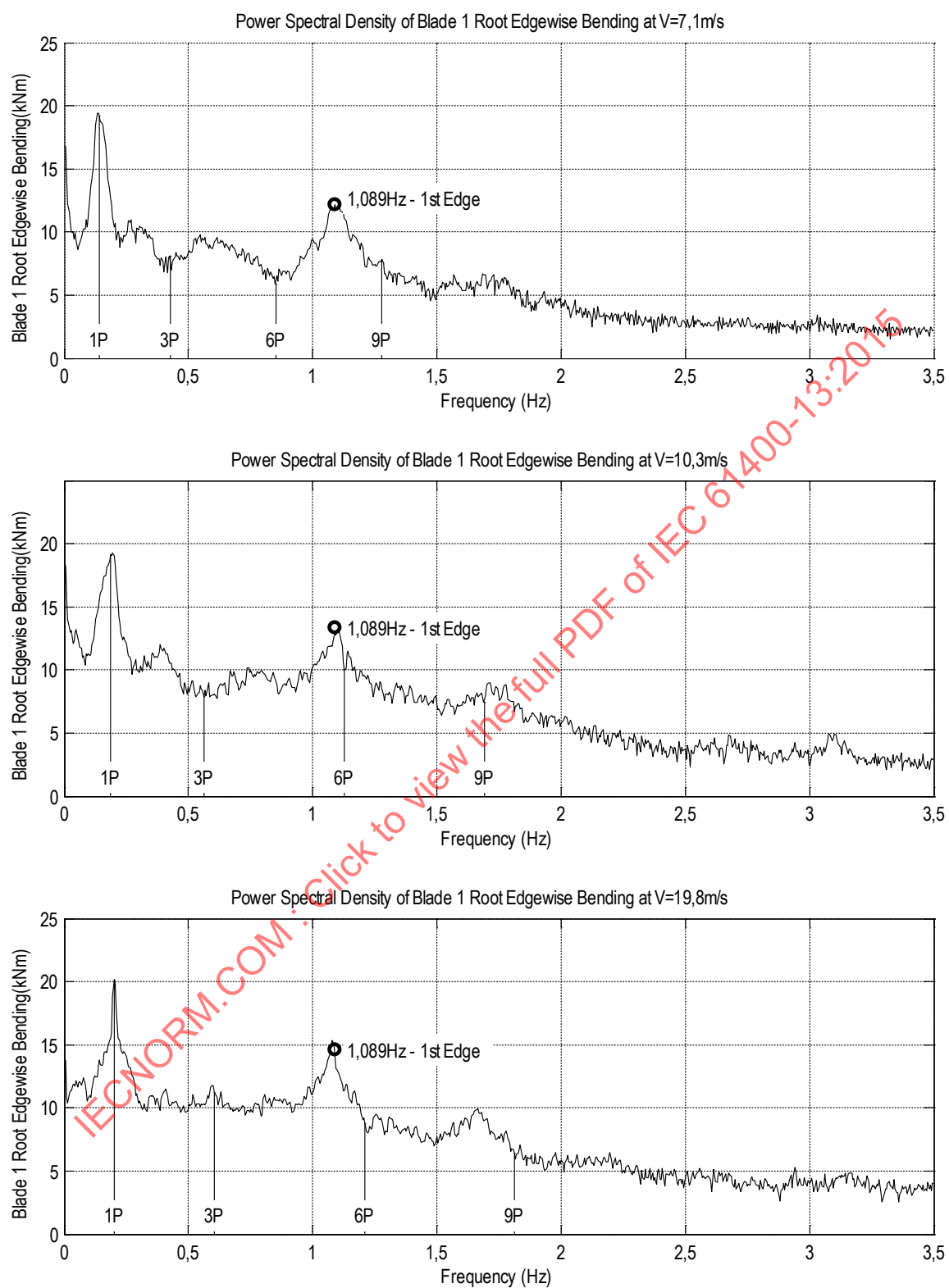
**Figure C.8 – Power spectral density of blade 1 root edge bending**

Table C.1 – Binned data for blade 1 root edge bending

Bin #	Bin WS low	Bin WS high	Mean WS	# files	Min of minimums	Mean of means	Max of maximums	Mean of standard deviation	Mean of DEL (m = 12)
1	3,0	4,0	3,7	17	-3,86e+03	5,65e+01	4,01e+03	2,53e+03	6,07e+03
2	4,0	5,0	4,6	68	-3,88e+03	9,21e+01	4,36e+03	2,53e+03	6,09e+03
3	5,0	6,0	5,5	77	-3,88e+03	1,74e+02	4,68e+03	2,54e+03	6,15e+03
4	6,0	7,0	6,5	89	-3,95e+03	2,86e+02	5,06e+03	2,54e+03	6,26e+03
5	7,0	8,0	7,5	90	-3,92e+03	4,15e+02	5,36e+03	2,55e+03	6,39e+03
6	8,0	9,0	8,5	95	-4,00e+03	5,49e+02	5,61e+03	2,57e+03	6,53e+03
7	9,0	10,0	9,5	96	-3,97e+03	7,32e+02	6,09e+03	2,58e+03	6,66e+03
8	10,0	11,0	10,5	107	-4,11e+03	8,63e+02	6,31e+03	2,60e+03	6,76e+03
9	11,0	12,0	11,5	88	-4,01e+03	9,40e+02	6,21e+03	2,61e+03	6,88e+03
10	12,0	13,0	12,4	70	-3,99e+03	8,83e+02	6,31e+03	2,62e+03	6,96e+03
11	13,0	14,0	13,5	83	-4,29e+03	7,22e+02	6,39e+03	2,62e+03	6,94e+03
12	14,0	15,0	14,4	66	-4,39e+03	5,76e+02	6,38e+03	2,60e+03	6,90e+03
13	15,0	16,0	15,5	58	-4,34e+03	3,97e+02	6,33e+03	2,58e+03	6,83e+03
14	16,0	17,0	16,4	45	-4,56e+03	3,00e+02	6,02e+03	2,56e+03	6,79e+03
15	17,0	18,0	17,5	35	-4,50e+03	2,34e+02	6,17e+03	2,54e+03	6,79e+03
16	18,0	19,0	18,5	33	-4,64e+03	1,78e+02	5,87e+03	2,52e+03	6,77e+03
17	19,0	20,0	19,5	37	-4,68e+03	1,43e+02	5,67e+03	2,50e+03	6,81e+03
18	20,0	21,0	20,5	15	-4,97e+03	1,16e+02	5,55e+03	2,49e+03	6,88e+03
19	21,0	22,0	21,5	11	-4,80e+03	1,02e+02	4,95e+03	2,47e+03	6,90e+03
20	22,0	23,0	22,4	16	-5,09e+03	9,29e+01	5,14e+03	2,46e+03	6,94e+03
21	23,0	24,0	23,6	11	-5,13e+03	8,87e+01	5,40e+03	2,44e+03	7,04e+03
22	24,0	25,0	24,5	5	-4,98e+03	8,80e+01	5,29e+03	2,41e+03	7,05e+03

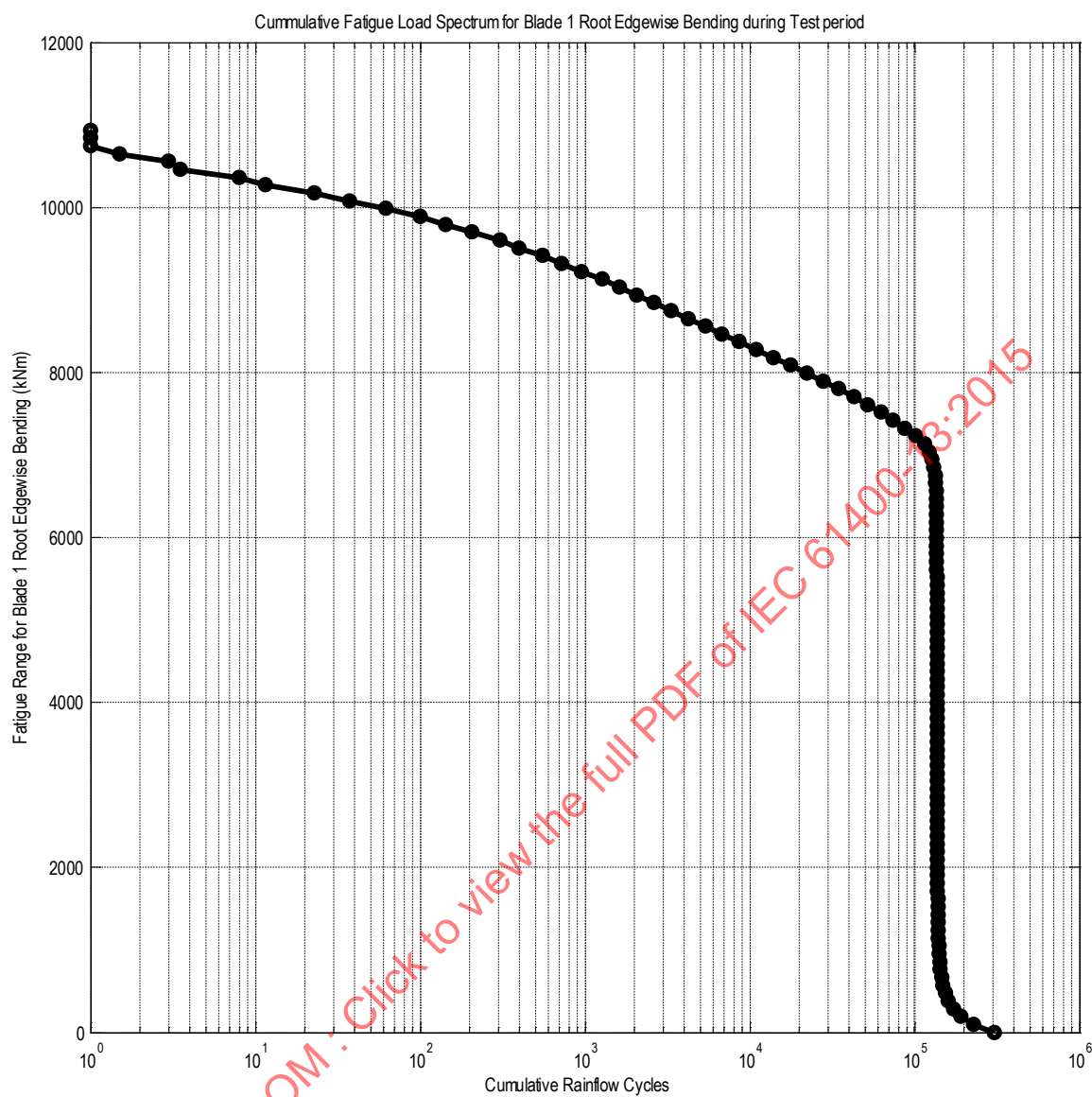


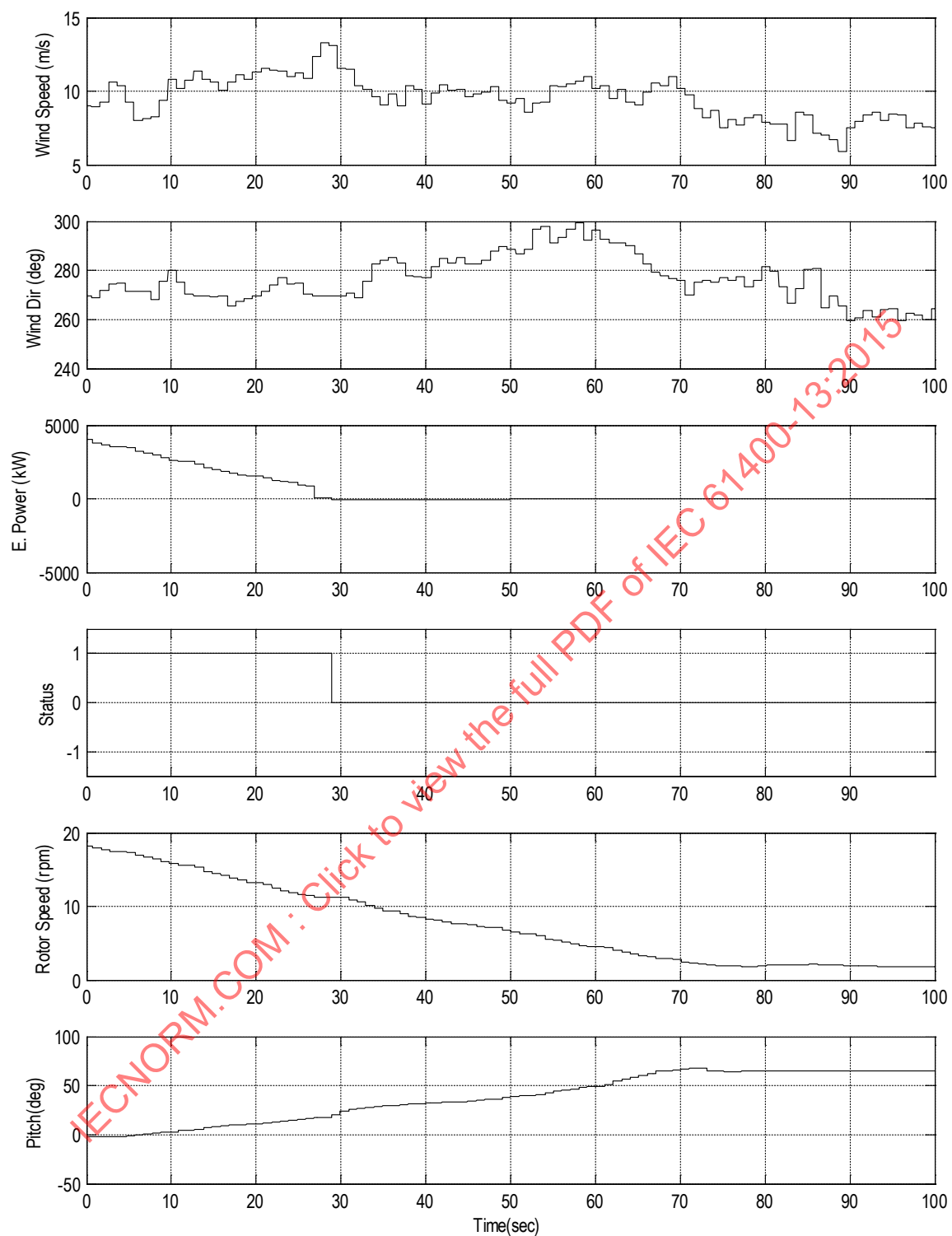
Figure C.9 – Cumulative rainflow spectrum for blade 1 root edge bending during test period

Table C.2 – Transient capture matrix for normal start-up and shutdown

Normal start-up and shutdown events			
Event		(v_{in} to $v_r - 2$)	above $v_r + 2$
Start-up	Minimum required repetitions	3	3
	Filename1	TurbX_2013_06_02_14_10_30_WS_05.dat	TurbX_2013_06_16_05_20_30_WS_15.dat
	Filename2	TurbX_2013_06_02_14_20_30_WS_06.dat	TurbX_2013_06_14_07_10_30_WS_18.dat
	Filename3	TurbX_2013_06_02_14_30_30_WS_08.dat	TurbX_2013_06_10_11_40_30_WS_21.dat
Normal shutdown	Minimum required repetitions	3	3
	Filename1	TurbX_2013_06_02_14_10_30_WS_05.dat	TurbX_2013_06_02_07_30_30_WS_17.dat
	Filename2	TurbX_2013_06_02_14_20_30_WS_06.dat	TurbX_2013_06_14_21_20_30_WS_15.dat
	Filename3	TurbX_2013_06_02_14_30_30_WS_08.dat	TurbX_2013_06_12_13_10_30_WS_21.dat

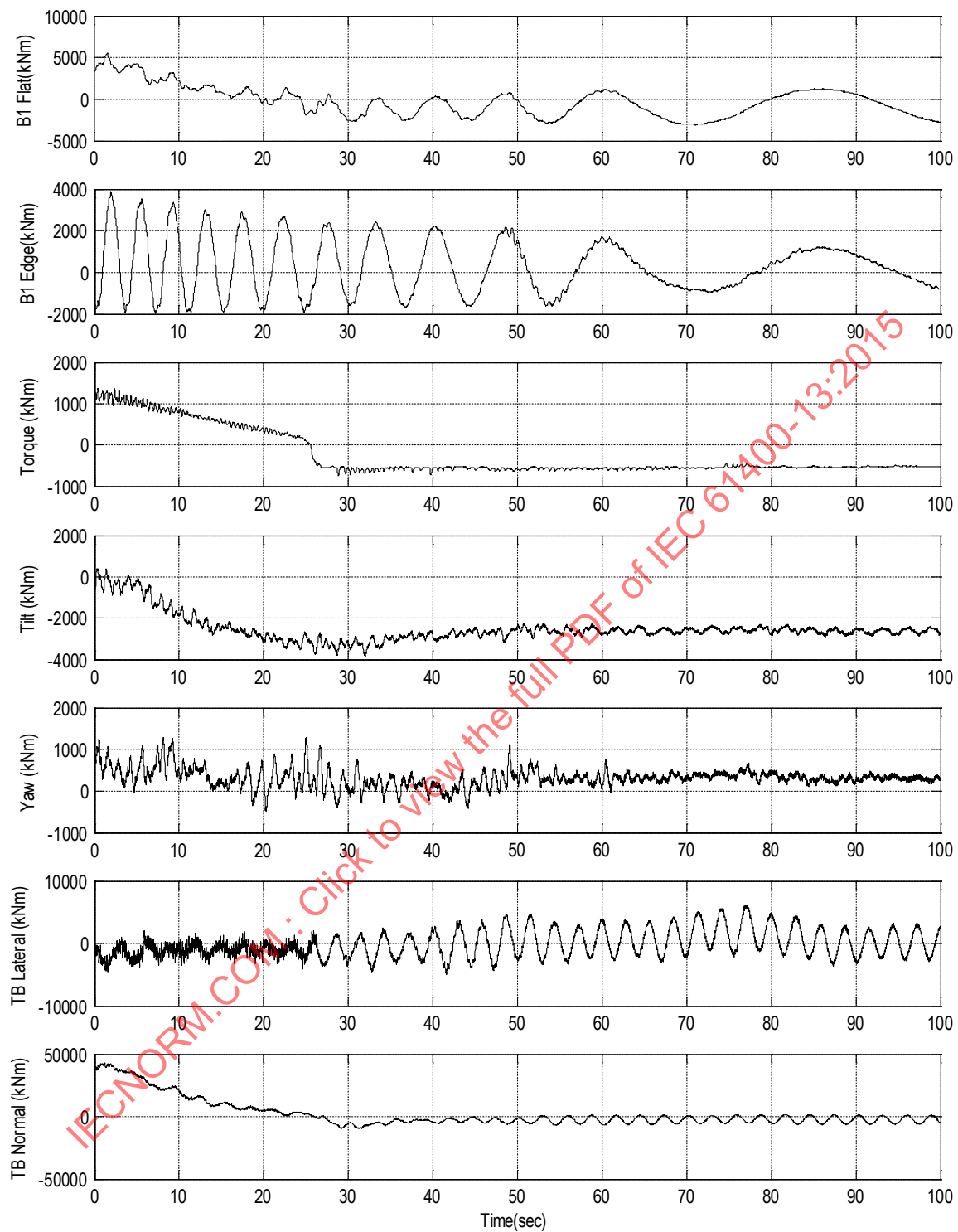
Table C.3 – Brief statistical description for normal shutdown for IEC example turbine at 9,5 m/s

Event description:	Normal shutdown for IEC example turbine at 9,5 m/s			
Filename:	IEC_Turbine_Normal_Shutdown_WS_9.5_YAW_275.tdms			
Date:	2012:06:12 10:50:21			
Measured quantity	mean	stdev	min	max
Wind speed at hub-height (m/s)	9,5	1,4	5,9	13,3
Wind direction at hub-height (deg)	276,6	9,6	259,5	299,5
Air temperature at hub-height (°C)	4,6	0,1	4,4	4,7
Air pressure (kPa)	80,5	0,0	80,5	80,5
Electrical power (kW)	606,2	1 155,1	-61,2	4 020,1
Rotor speed (rpm)	7,6	5,3	1,8	18,2
Pitch angle (deg)	38,4	24,1	-2,0	67,8
Yaw position (deg)	275,1	10,8	267,0	300,0
Blade 1 flatwise bending (kNm)	-2,68e+02	1,80e+03	-3,07e+03	5,51e+03
Blade 1 edgewise bending (kNm)	2,97e+02	1,28e+03	-1,99e+03	3,88e+03
Blade 2 flatwise bending (kNm)	-1,31e+02	1,78e+03	-3,01e+03	5,07e+03
Blade 2 edgewise bending (kNm)	4,76e+02	1,32e+03	-1,83e+03	3,88e+03
Rotor torque (kNm)	-2,38e+02	5,63e+02	-7,54e+02	1,36e+03
Rotor tilt moment (kNm)	-2,51e+03	6,89e+02	-3,83e+03	4,07e+02
Rotor yaw moment (kNm)	3,16e+02	2,30e+02	-5,04e+02	1,29e+03
Tower base lateral (kNm)	-6,74e+01	2,15e+03	-5,01e+03	6,06e+03
Tower base normal (kNm)	2,23e+03	1,12e+04	-9,66e+03	4,29e+04
Tower top torque (kNm)	3,47e+02	2,53e+02	-5,54e+02	1,42e+03



IEC

**Figure C.10 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s –
Wind turbine operational and meteorological quantities**



IEC

Figure C.11 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Major load components

Annex D (informative)

Recommendations for offshore measurements

The following observations are made for the application of this standard to offshore wind turbines. The intention is to comply with as many requirements of this standard as feasible. Any deviations should be carefully evaluated.

- The meteorological tower may be placed further away than for land based testing.
- There may not be a meteorological tower in which case other methods such as remote sensing e.g. nacelle LIDAR or nacelle anemometer (according to IEC 61400-12-2) can be used. Instrument capabilities to measure yaw misalignment, wind speed and turbulence should be verified for example on land installations. An anemometer below hub height may ultimately be used to get an indication of turbulence intensity.
- In some case it may not be possible to fulfil the requirements for data with turbulence intensity greater than 5 %.
- The measurements should be expanded to include the substructure (e.g. jacket or monopile) and the interface (e.g. transition piece) between the tower and support structure.
- The interaction between waves and support structure should be shown (Figure D.1).

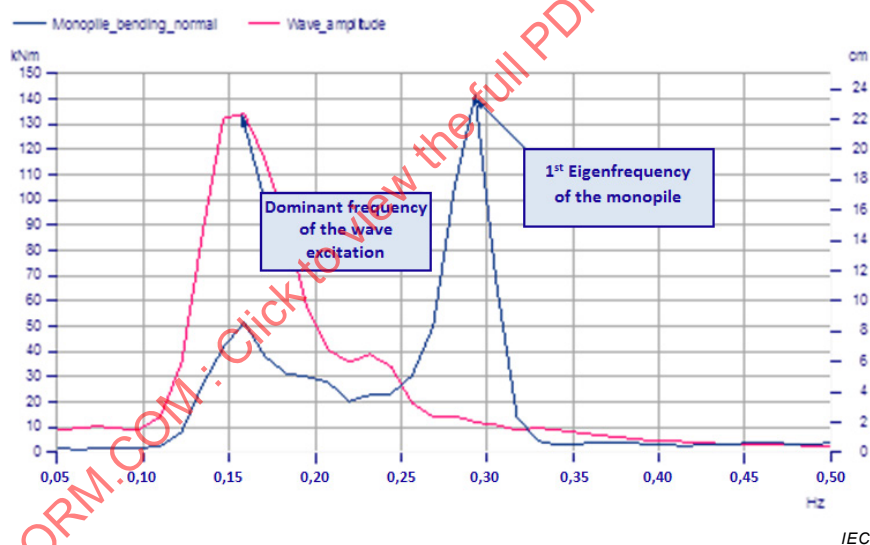


Figure D.1 – Example of wave spectrum and monopile response

- Measurements of external conditions should be expanded to include ocean conditions (significant wave height, period and direction, wave celerity, current speed and direction, water depth, water density, water temperature).
- An incident wave spectrum should be reported (Figure D.2).

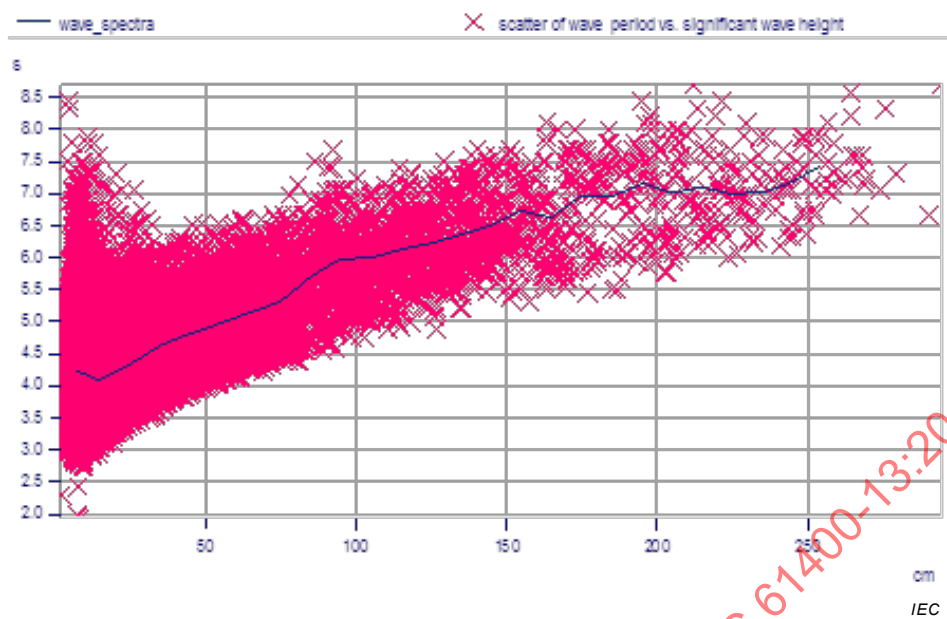


Figure D.2 – Example of wave spectrum

- Loads resulting from ice on the water surface may need to be considered or presence of ice should be detected.
- Capture matrix should be modified to include wave height and direction dimension.
- Wind/wave correlation should be detected.

Annex E (informative)

Load model validation

E.1 General

Annex E provides guidance about the procedure to perform validation of the loads model based on load measurements.

General steps:

- 1) Set validation requirements and acceptance criteria. Specify the conditions for the tests and the acceptance criteria for the results. The acceptance criteria are the maximum allowable differences between the measured loads and the simulated loads for equivalent wind conditions. The acceptance criteria may be different for each load component or test condition.
- 2) Specify the measurement setup which is needed to measure the desired quantities. The starting point is of course the sensors specified in this standard but the specific turbine design could require other sensors or measurement techniques. Also special attention should be given to the inflow conditions where additional sensors could be needed to get a suitable understanding of the wind.
- 3) Assure the model is representative of the real turbine to be tested (main structural data, natural frequencies, controller settings, sensor positions etc.).
- 4) Rerun model for test turbine based on site specific inflow conditions to ensure the structural integrity of the turbine during the test campaign to be done afterwards.
- 5) Perform the load measurements campaign. Collect data about turbine performances, loads and inflow conditions during the tests.
- 6) It is recommended to make a small comparison between measurements and simulations early in the campaign to identify possible errors in the measurements or the model.
- 7) Create a database for model validation by filtering the measured data. Normally a capture matrix is already defined by the measurement Institute, further filtering can be required to: reduce the number data for a certain wind speed, trending in the wind speed, yaw activity, data quality issues etc.
- 8) Reproduce test conditions in simulations, by rerunning the model for test turbine with the inflow conditions measured during the tests. Synthetic wind time series can be created to match measured time history at some grid points.
- 9) Compare simulated loads and measured loads. This comparison can be done based on statistical values, frequency spectral density functions, point by point time series, etc. (see Clause E.2). Besides load magnitudes, it is recommended to compare also other magnitudes as power, rotor speed, pitch activity, control variables, etc.
- 10) If there are differences between simulations and measurements look into potential reasons:
 - a) External conditions not captured in the model: low level jets, wind shear, veer, TI, etc.
 - b) Other external conditions; controller settings, location of measured loads vs. model, etc.
 - c) Measurement issues: calibrations mistakes, spikes, cross talks, etc.
 - d) Model issues: profile data, masses, stiffness's, etc.

E.2 Methods for loads comparison

E.2.1 Statistical binning

This method uses all the data obtained during the measurement campaign and filters it for some specific conditions, for example limited turbulence intensity, air density and wind shear. Aeroelastic simulations are performed with similar wind conditions using several turbulent realizations (seeds). The main 10 minute statistics (mean, max, min, standard deviation) of the simulations are compared with the statistics of the measurements. This can be represented by plotting the corresponding scatter diagrams. The 1 Hz fatigue equivalent loads of each measurement and simulation time history can also be compared for representative slopes of the S-N curve.

A statistical evaluation of the scatter diagrams could be done, for instance, by checking how the simulated data set fits into the measured data set; or by comparing the mean value and standard deviation of each statistical magnitude averaged in wind speed bins (Figure E.1 to Figure E.5).

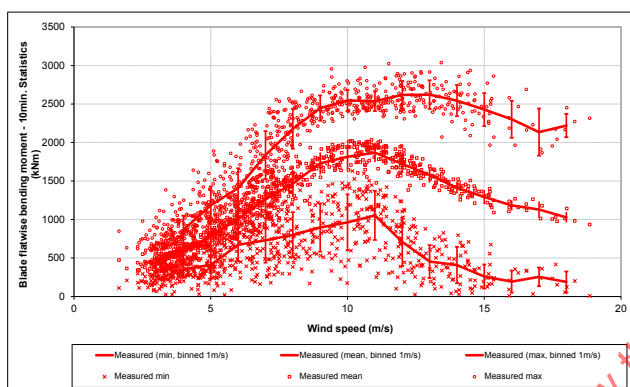


Figure E.1 – Measured data

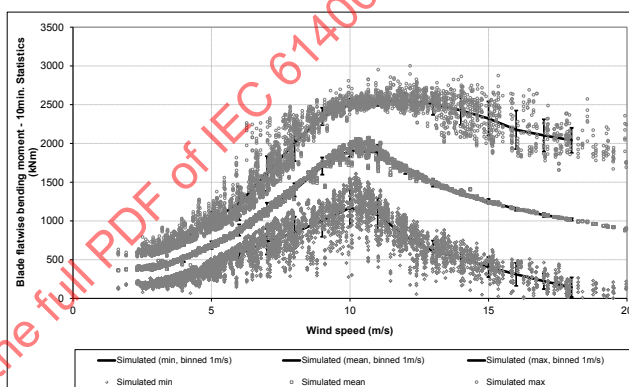


Figure E.2 – Simulated data

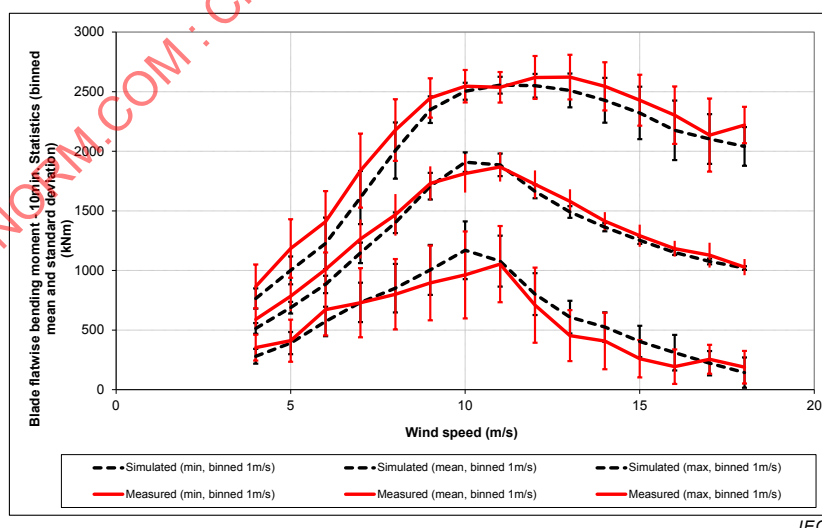
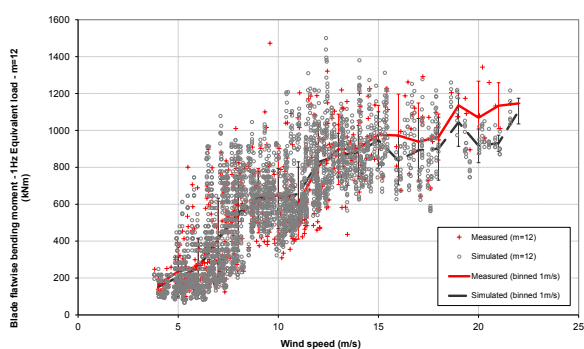
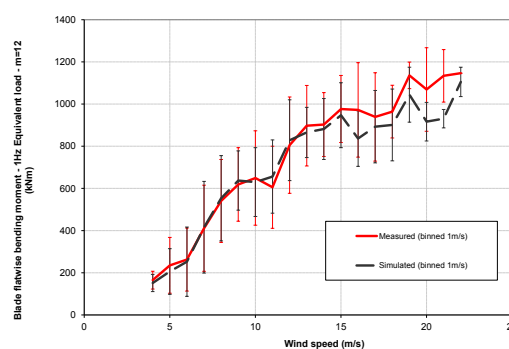


Figure E.3 – Comparison of wind speed binned averaged 10 min. statistics



IEC

Figure E.4 – Comparison of 1 Hz equivalent loads



IEC

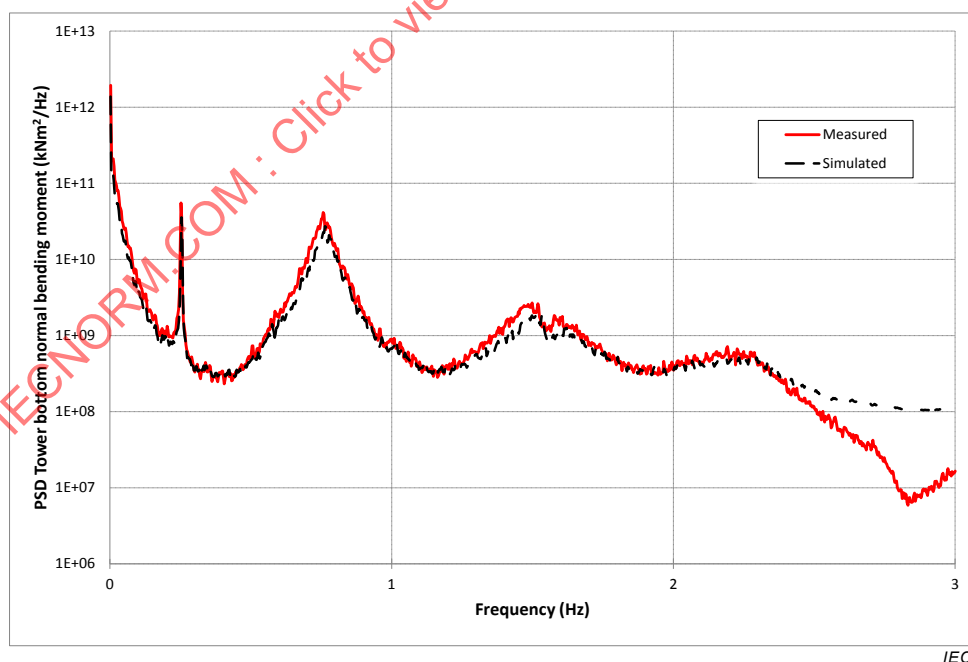
Figure E.5 – Comparison of 1 Hz equivalent loads (wind speed binned)

E.2.2 Spectral functions

The power spectral density functions from measurements and simulation models can also be compared for some specific time series (Figure E.6).

The main indicators for the model validation when looking at PSD are the frequency value and amplitude of the main peaks.

Additional information can also be derived from the spectrum. For instance, the square root of the integral under the PSD curve provides the standard deviation of the time series of the signal, which could be used as an additional variable to compare with simulations.



IEC

Figure E.6 – Comparison of PSD functions

E.2.3 Fatigue spectra

The measured fatigue spectrum for some characteristic load variables is compared with the simulated fatigue spectra for an equivalent total time, typically the duration of the load measurement campaign (see Figure E.7).

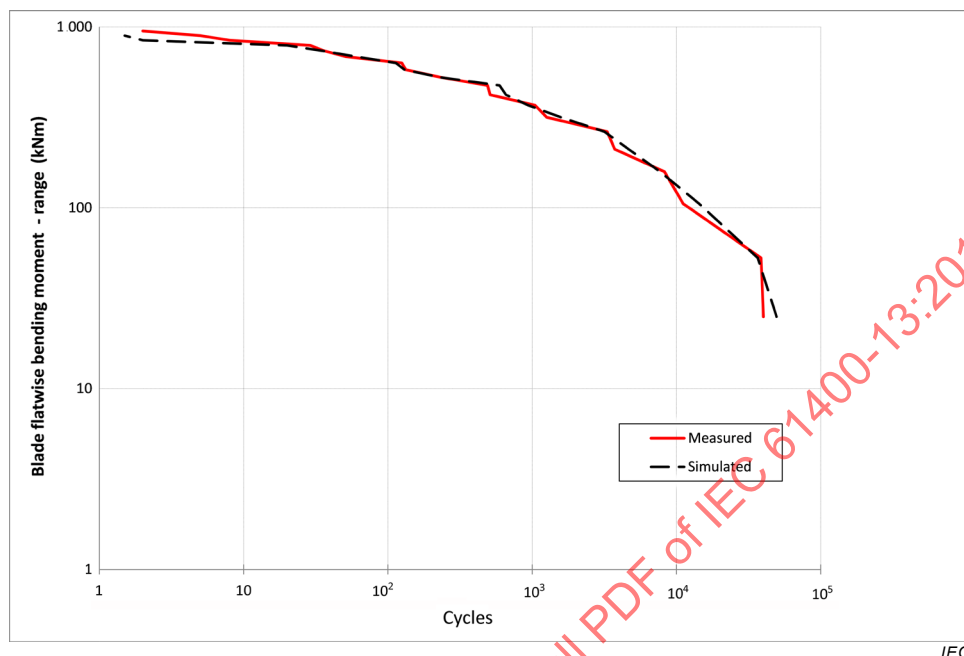


Figure E.7 – Comparison of fatigue spectra

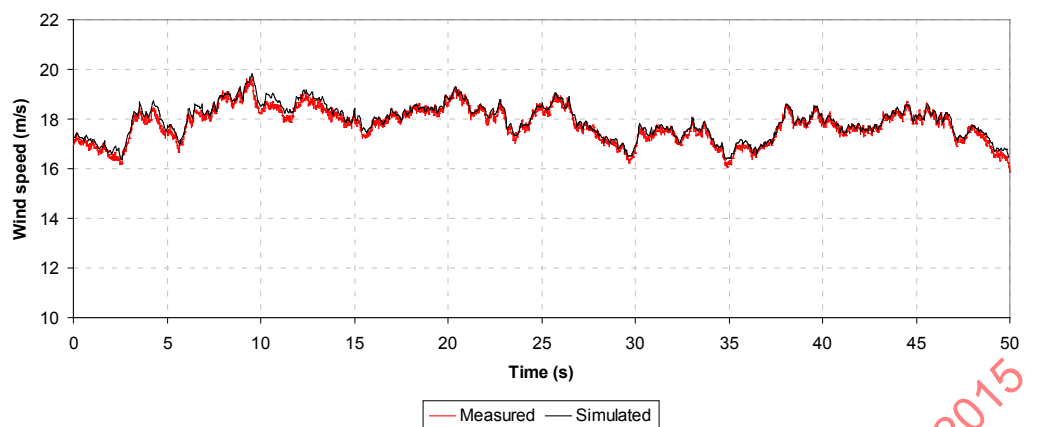
E.2.4 Point by point

In this method the measured inflow conditions will be used to generate a wind field for the simulation model and the model will be run with those external conditions. The results of each simulation will then be compared to the measurements.

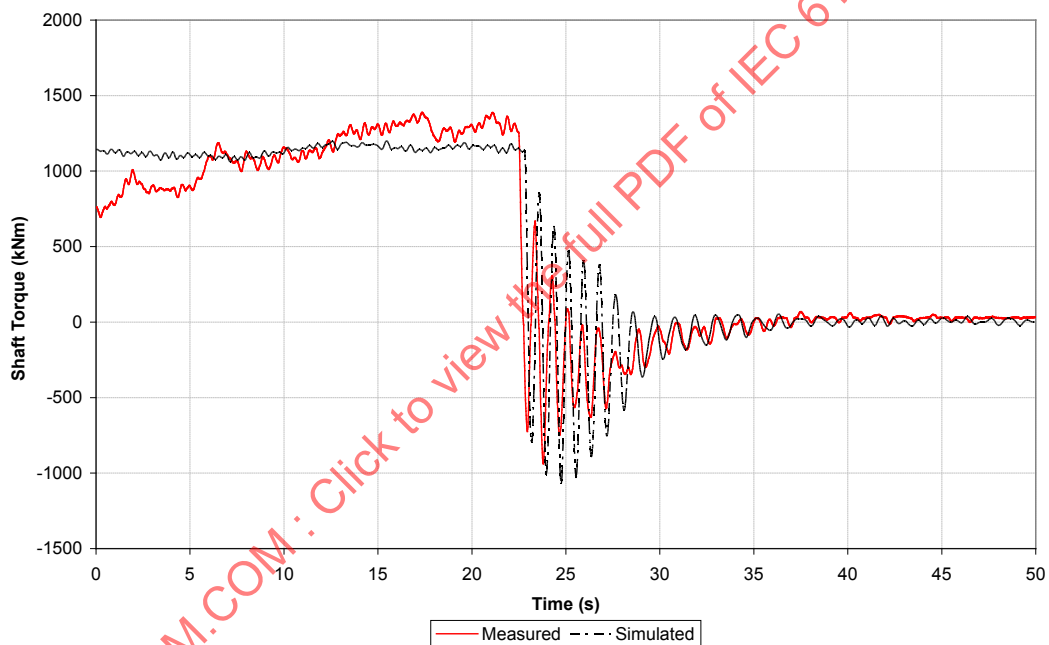
This type of comparison can be especially useful to evaluate transient load cases, as start-ups, shutdowns, failures or special operational events.

For a point to point comparison it is very important to ensure a correct representation of the wind conditions. A synthetic wind field for the simulations shall be created to match as much as possible the measured wind conditions in the test turbine (Figure E.8 and E.9). In this case, the position of the wind turbine relative to the position where the wind speed is measured should be taken into account.

Some caution must be paid to the synchronization of simulation parameters with respect to the real conditions. For instance, the initial rotor azimuth at the simulations shall be adjusted to fit the test conditions.



IEC

Figure E.8 – Point by point comparison of wind speed time histories

IEC

Figure E.9 – Point by point comparison of load time histories

Annex F (informative)

Methods for identification of wind speed trends

F.1 List of symbols

HPF	high pass filter function
LPF	low pass filter function
$\text{mean}(x)$	ten minute mean value of parameter x
SMA	smoothing average function
TI_{meas}	turbulence intensity of measured wind speed
TI_{HP}	turbulence intensity after high-pass filtering
v_{meas}	measured wind speed
v_{HP}	high-pass filtered trend-free wind speed (final result)
v_{filt}	filtered wind speed (if intermediate step is required)
v_{LP}	low-pass filtered wind speed

F.2 General

Annex F gives an overview of different methods to identify data sets affected by wind speed trends. These methods can be used by the measurement institute to highlight data sets which may not be reproducible with standard simulation tools.

All methods are based on some form of high pass filtering the measured wind speed and calculating coefficients comparing the turbulence intensity of the filtered and un-filtered wind speed signal. The magnitude of the coefficients is dependent on the method.

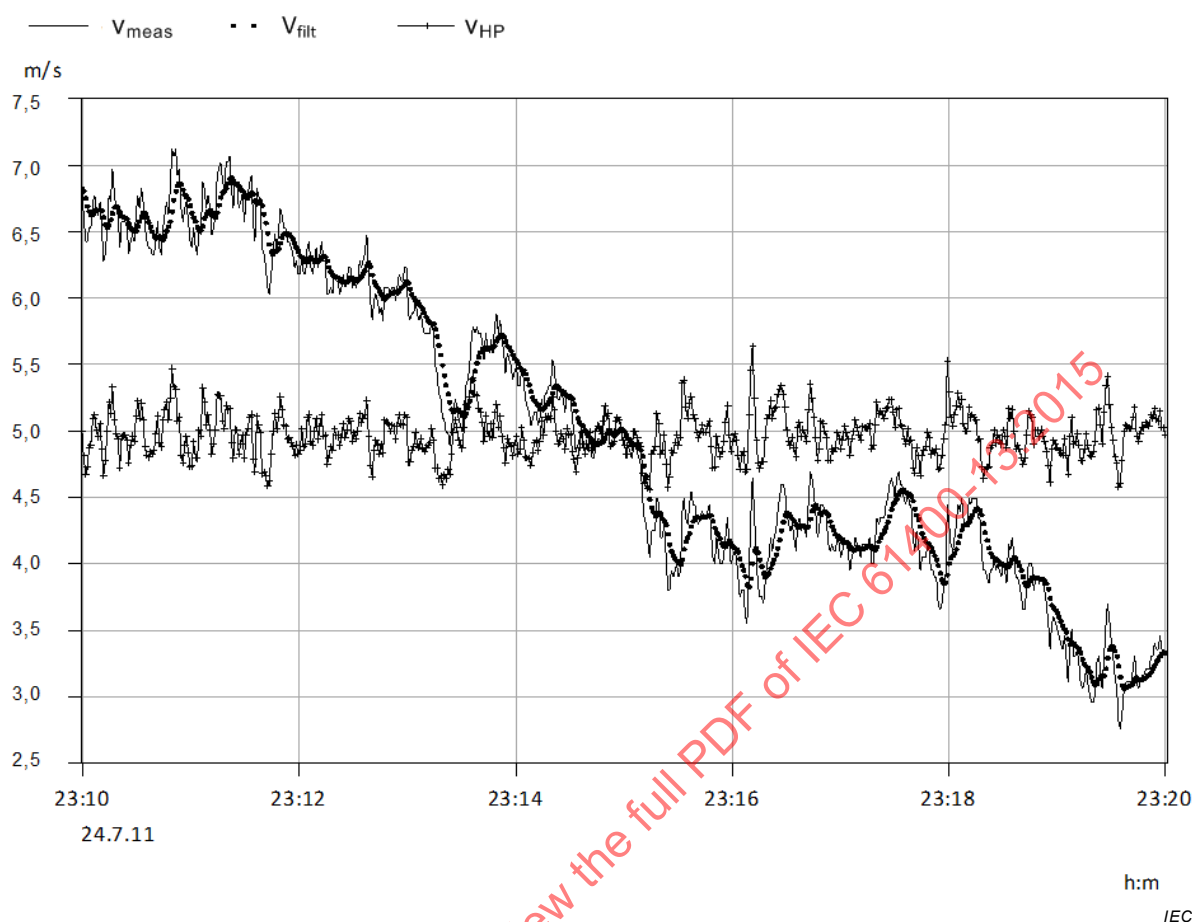


Figure F.1 – Comparison of measured wind speed (v_{meas}), smoothing-filtered wind speed (v_{filt}) and resulting trend-free wind speed (v_{HP})

F.3 Trend identification methods

Three different approaches that can be used to detect wind speed trends are provided below. However these are just provided as example methods, there are many more different methods that would work.

Methods A to C have in common that they filter the measured wind speed. This filtered wind speed is then used to calculate a trend-free turbulence intensity.

Method A – High pass filtering of original wind speed

This method uses a high pass filter to detrend the measured wind speed. In this example (Figure F.1) a 3rd order Butterworth with a cut off frequency of 1/300 Hz.

- 1) $v_{\text{filt}} = \text{HPF}(v_{\text{meas}} - \text{mean}(v_{\text{meas}}))$;
- 2) $v_{\text{HP}} = v_{\text{filt}} - \text{mean}(v_{\text{filt}}) + \text{mean}(v_{\text{meas}})$.

Method B – Low pass filtering and subtraction of low pass filtered signal from original

This method uses a low pass filter to detrend the measured wind speed. Two methods are provided: one using a filter function, and one which uses a smoothing averaging function.

Example B1: Butterworth, 1st Order, Cut-off frequency = 0,033 Hz

$$1) \ v_{\text{filt}} = \text{LPF}(v_{\text{meas}})$$

Example B2: window size = 30 s, Width of reduction interval = 0,02 s

$$1) \ v_{\text{filt}} = \text{SMA}(v_{\text{meas}})$$

$$2) \ v_{\text{HP}} = v_{\text{meas}} - v_{\text{filt}} + \text{mean}(v_{\text{meas}})$$

Method C

- 1) Subdivide a 10-minute-data-set into consecutive smaller periods (e.g. 10 periods)
- 2) Subtract the mean values of each period from the original wind speed signal

For Methods A to C:

- 3) Calculate turbulence intensity TI_{HP} using the trend-free wind speed signal (v_{HP})

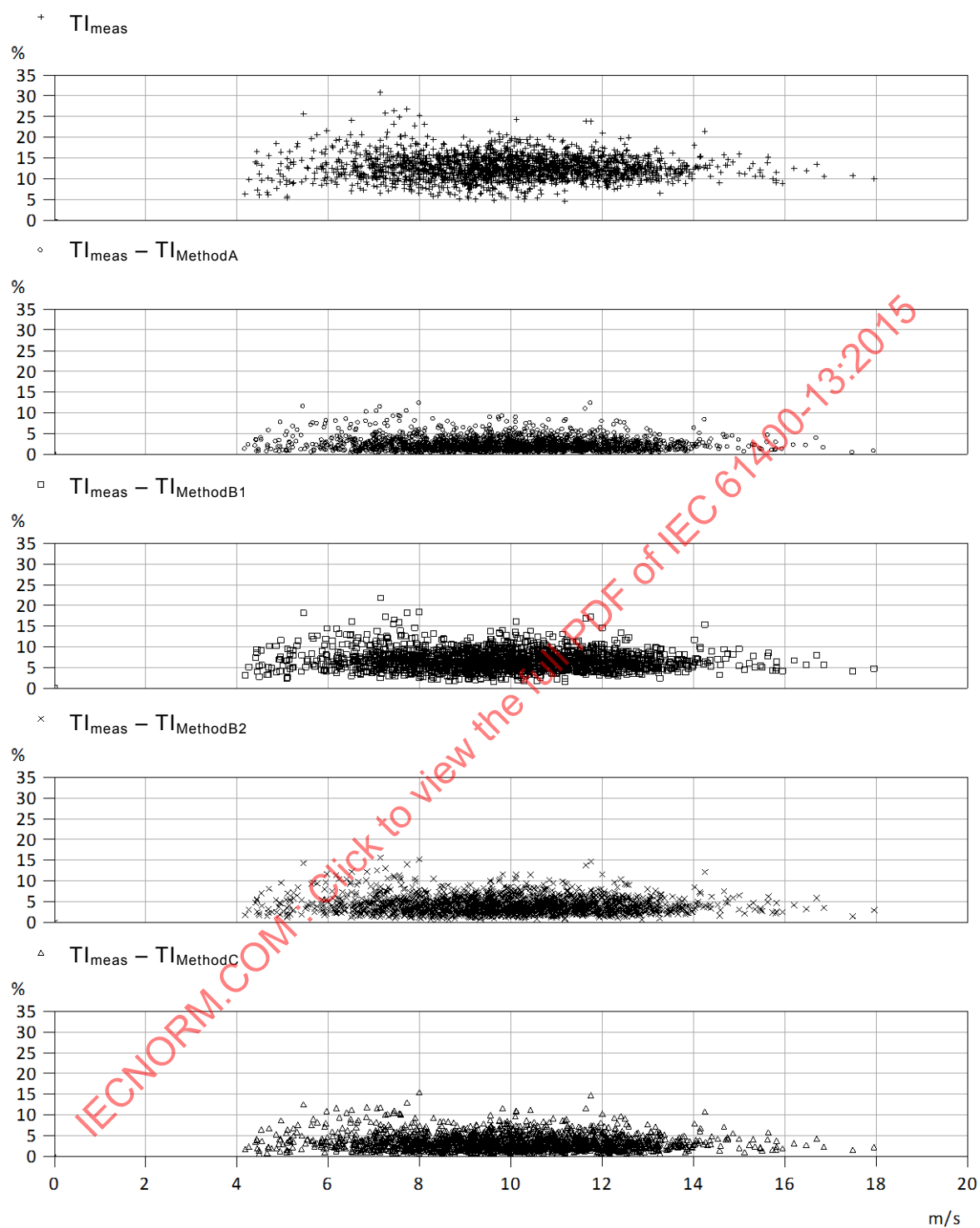
Identifier coefficients

For methods A to C coefficients for identification of trended data can be the difference between the un-filtered and the filtered turbulence intensity or the ratio of both:

$$TI_{\text{diff}} = TI_{\text{meas}} - TI_{\text{HP}}$$

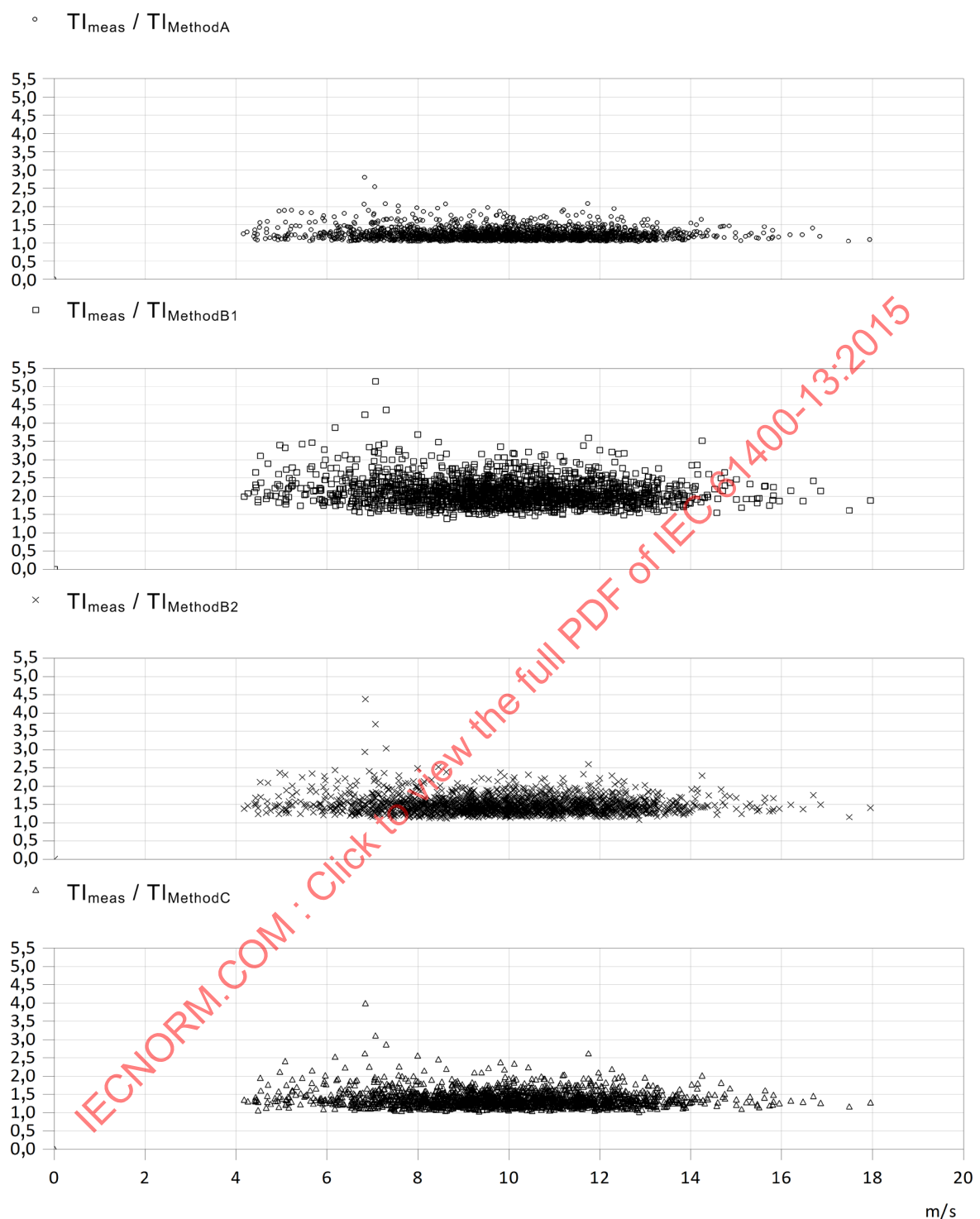
$$TI_{\text{ratio}} = TI_{\text{meas}} / TI_{\text{HP}}$$

These coefficients can be plotted as a function of wind speed to identify which and how many data sets are affected by trend in the wind speed. None of the methods provide absolute criteria for when the data is affected by trends and which are not, those criterion values will be selected by the end user of the data.



IEC

Figure F.2 – Differences of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed



IEC

Figure F.3 – Ratio of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed

Figures F.2 and F.3 show that the different methods largely identify the same data sets as containing wind speed trends, even though the magnitude of the coefficients may be different. The threshold value for deciding which data sets could be considered containing wind speed trends will depend on which method is used, the parameters used for the method but also the test site. As long as the same trend detection method and threshold values are used in the model validation process the exact threshold value is not critical.

Method D

Example window Size = 60 s, width of reduction interval = 0,02 s

- 1) $v_{LP} = \text{SMA}(v_{\text{meas}}, 60)$
- 2) $v_{HP} = v_{\text{meas}} - v_{LP} + \text{mean}(v_{\text{meas}})$

For method D trend is defined when the turbulence intensity coming from low frequency wind speed variations exceeds the turbulence intensity coming from high frequency wind speed variations.

Trend criteria: IF ($TI_{LP} > TI_{HP}$)

F.4 Ongoing procedure

The measurement institute should only highlight data sets identified as trend affected but not exclude them from any further evaluation. Therefore it is necessary to report which method of trend identification is applied and which settings are chosen. The person performing the actual load model validation will eventually decide which the data sets can be properly reproduced by the simulation tools.

Other meteorological quantities could also lead to insufficient correlation between measurement and simulation data, like wind shear or wind veer. The same procedures, as described for wind speed trends, apply for other quantities.

Annex G (informative)

Data acquisition considerations

G.1 Data acquisition system

G.1.1 General

The data acquisition system (DAS) is used to acquire analog signals from one or more sources and convert these signals into digital form for analysis or transmission by end devices such as digital computers, recorders, or communications networks. The ability of the DAS to preserve signal accuracy and integrity is the main measure of the quality of the system.

The basic components required for the acquisition and conversion of analog signals into equivalent digital form are the following:

- analog multiplexer and signal conditioning;
- sample/hold amplifier;
- analog-to-digital converter;
- timing or sequence logic.

Analog errors such as gain, offset, and linearity errors also affect A/D converter accuracy. Usually, gain and offset errors can be trimmed to zero, but linearity error is determined by the DAS electronics.

G.1.2 Resolution

The resolution of the A/D converter is the fundamental measure of system accuracy of the DAS. The number of bits in the A/D converter determines the resolution of the system. System resolution is determined by the channel(s) having the widest dynamic range and/or the channel(s) that require measurement of the smallest data increment. The A/D converter resolution is defined as:

$$\text{resolution} = \text{OneLSB} = \frac{V_{\text{FSR}}}{2^n} \quad (\text{G.1})$$

where

LSB is the least significant bit;

V_{FSR} is the full-scale input voltage range of the A/D;

n is the number of bits.

The DAS cannot be any more accurate than its resolution. The A/D converters used for mechanical loads measurements should have less than $\pm 1/2$ LSB linearity error.

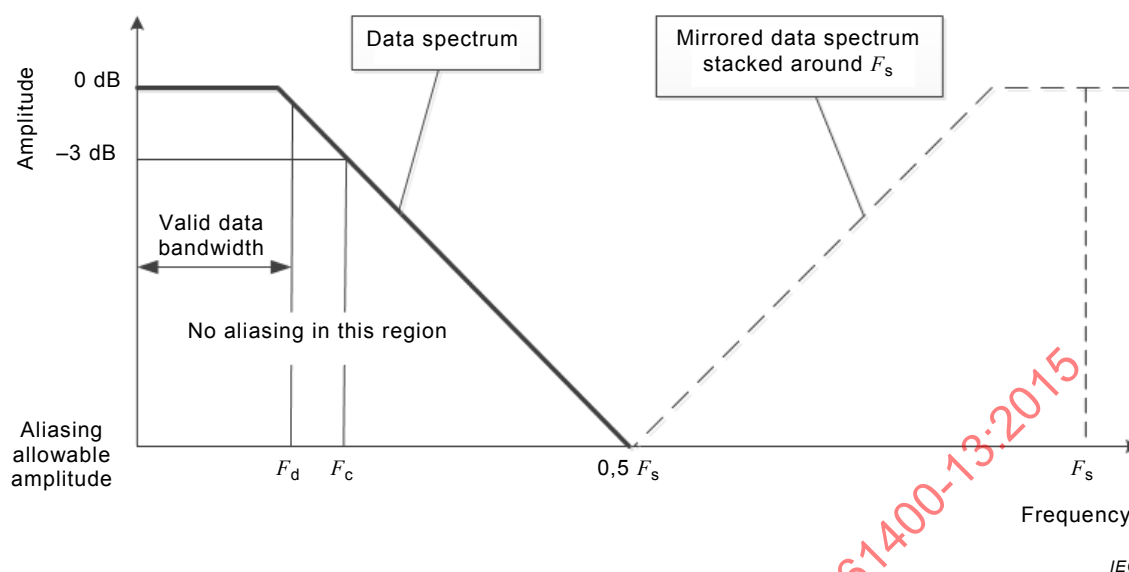


Figure G.1 – Anti-aliasing check

G.1.3 Sampling model and filtering

G.1.3.1 Sampling model components

The sampling model for any digital measurement system has two equally important purposes: the first is to prevent the creation of aliased frequency components in the specified frequency range and the second is to sample input waveforms with sufficient fidelity to support the test objective. The sampling model of the DAS results from three design choices for any sampled measurement system (shown in Figure G.1):

- a decision on the sampling frequency, F_s ;
- a decision on the anti-aliasing filter type;
- a decision on the cut-off frequency setting for the filter, F_c .

The DAS for a mechanical loads measurement campaign must not only reproduce the frequency content of the measured quantity, but the more stringent requirement of waveform reproduction. Waveform reproduction is generally tougher to meet since it requires a measurement system with the additional requirement of linear phase and generally requires higher sampling rates.

G.1.3.2 Valid data bandwidth

The valid bandwidth, F_d , is the maximum frequency at which the data error budget is assured. The valid bandwidth should be three times the highest significant frequency where the significant frequencies are those corresponding to the higher eigenvalues of interest for the measured signals, as described in Table G.1. Prior to the start of the measurement campaign, the wind turbine manufacturer shall deliver the expected eigenfrequencies of the wind turbine; for instance, from the Campbell diagram.

Table G.1 – Wind turbine significant frequencies

Signal	Significant frequencies
Blade flatwise bending	Blade flatwise 2 nd eigenfrequency
Blade edgewise bending	Blade edgewise 2 nd eigenfrequency
Blade torque ^a	Blade torque 1 st eigenfrequency
Main shaft/Rotor torque	Drivetrain torque 1 st eigenfrequency
Main shaft/Rotor bending	The 2 nd assymmetric out-of-plane rotor mode ^b
Mainframe/Rotor bending (tilt and yaw)	The 2 nd assymmetric out-of-plane rotor mode ^b
Tower normal bending moment	Tower normal 2 nd eigenfrequency
Tower lateral bending moment	Tower lateral 2 nd eigenfrequency
Tower torque ^a	Tower torque 1 st eigenfrequency
^a If measured. ^b For pitch controlled turbines, the frequency corresponding to the highest mode, considering all possible pitch positions in operation, should be considered.	

G.1.3.3 Sampling frequency

The process for determining the sampling model process begins by noting the requirements for the valid data bandwidth, F_d , and the allowable undersampling error. Knowing the allowable undersampling error and the target error, one can obtain the necessary sampling ratio. Table G.2 shows the minimal sampling ratio for typical anti-aliasing filter types. With this, the sampling frequency is given by:

$$F_s = (\text{sampling ratio}) \times F_d \quad (\text{G.2})$$

Table G.2 – Sampling ratio

Filter type	Attenuation		
	100/1 (1 % system)	1 000/1 (0,1 % system)	10 000/1 (0,01 % system)
4-pole Bessel	5,67	9,52	16,00
4-pole Butterworth	4,14	6,67	10,86
8-pole Bessel	4,35	5,52	7,10
8-pole Butterworth	2,78	3,38	4,14
8-pole/8-zero Elliptical	2,20	2,34	2,43

G.1.3.4 Anti-aliasing filter type

The anti-aliasing filter shall meet several requirements to reproduce the signal waveform:

- All frequencies of interest shall fall within the flat range of the frequency response portion of the filter transfer function.
- All frequencies of interest shall fall within the linear range of the phase portion of the filter transfer function.
- All amplitudes shall fall within the linear range of the input/output characteristic (linearity).

G.1.3.5 Filter cut-off frequency

The choice for the cut-off frequency, F_c , is determined by the amount of anti-aliasing filter transfer function error within the valid data bandwidth and the amount of attenuation needed

outside the passband for alias-causing higher frequencies. The higher the cut-off frequency, the smaller the passband transfer function errors, but the more high frequency energy will be passed.

G.1.4 Other considerations

In addition, to the errors associated with sampling, there is a second set of errors inherent in the filter and sampler components of the DAS:

- aperture;
- transfer function errors;
- undersampling errors;
- skew errors.

Aperture errors are caused by non-zero time over which the sampler measures the input voltage. If the input voltage changes during this aperture time, there is an error in the measured value.

Aperture error is defined as the amplitude and time errors of the sampled data points due to the uncertainty of the dynamic data changes during sampling. In data acquisition and conversion systems, aperture error can be reduced or made insignificant either by the use of a sample/hold or with a very fast A/D converter.

Errors occur in multichannel sampling systems due to instability in the clock rates governing the sample of each channel. The data channels are therefore not sampled at the exact times thought to be, nor are they sampled at the exact times with which they have been time tagged by the sampling system. For required measured quantities this is not expected to be a major source of error, but for higher bandwidth measurements, like internal gearbox measurements, the effect might be significant.

The measurement system will have its own transfer function error. This is the error for the waveshape reproduction associated with the frequency response of the filter not being perfectly flat and the phase not being perfectly linear. In most cases, transfer function error predominates at the high end and can be a major contributor to error. A 0,1 dB error in the frequency response amplitude is a 1 % of full-scale error at that frequency.

The analog-to-digital converter normally has some form of hold before the sampler. The intent is to hold the input constant during the sample period, preventing reading error. In some multiplexed system all channels are held simultaneously and sampled together, while others hold and sample each channel sequentially. Care should be taken in the latter case to ensure that the time between the acquisition of the first channel and the last channel is not too long. There are many references to determine this skew in the sampling system and will not be covered here, but the system skew should be considered in the DAS specification.

Annex H (informative)

Load calibration

H.1 General

Examples for the 3 most common load calibration methods are given here:

- 1) gravity load (blade, main shaft, tower bending if nacelle overhang moment is sufficient);
- 2) analytical (tower and main shaft if beam theory is applicable);
- 3) external load (blade, main shaft, tower bending especially if the tower is not from steel).

It is recommended to use more than one calibration method.

The method resulting in the lowest uncertainty (which is also a function of the applied load range) shall be preferred.

H.2 Gravity load calibration of the blade bending

Input from turbine manufacturer:

- pitch angle reference in the blade;
- blade mass moment or blade mass and centre of gravity²;
- blade mass distribution³;
- rotor tilt angle;
- rotor cone angle, if complete rotation is used for calibration, not just max. and min. values.

The turbine control must be enabled to idle the rotor at individual blade pitch angles. So two blades can be calibrated e.g. in edgewise bending at 0° pitch angle while the third blade limits the blade tip speed to about 5 m/s.

Input from strain gauge installation:

- radius of instrumented section²;
- gauge location offset angle from pitch angle reference if applied.

Input from calibration trials:

- pitch angle during edgewise bending calibration;
- pitch angle during flatwise bending calibration.

Blade calibration procedure:

- 1) The mean wind speed during calibration shall be below 5 m/s but sufficient to turn the rotor.
- 2) Turn the rotor slowly at about 5 m/s blade tip speed through 5 to 10 revolutions.
- 3) Two blades can be calibrated at the same time. The third blade controls the rotor speed.

² Clarify reference: blade flange or rotor centre.

³ Blade mass moment at the gauge section is calculated using the simulated blade mass distribution supplied by the blade manufacturer.

- 4) The pitch angle of the blades to be calibrated shall be set to align the edge or flat gauge direction about perpendicular to the rotor axis.

Find the sensitivity from the correlation of the gravity moment applied and the gauge output.

If individual blade pitch control is not possible, the edgewise bending calibration can be done in normal power production at cut-in wind speed and low turbulence. Flatwise bending calibration can be based on idling data at high pitch angle below cut-in wind speed.

Some rotors can be slowly turned by a motor to position the rotor lock. This can be helpful for blade calibration as all blades can be calibrated in one test.

Additional testing:

- Verify the edgewise and flatwise strain gauge positions by turning the blade through the full pitch angle range with blade in the horizontal position on both sides of the nacelle. Aerodynamic forces will be minimized if the blade is pointed down wind. This method can also be used as an alternative to the calibration method above.
- Verify the pitch signal e.g. at 0° and 90° using the pitch angle reference mark in the hub.

It may be considered to implement an automatic blade load calibration routine in the controller, in which each individual blade is made to complete a few revolutions while being positioned at 0° or 90° pitch angle. One could go through this routine every first time the wind is low enough after at least 1 month of operation.

H.3 Analytical calibration of the tower bending moments

Input from turbine manufacturer:

- Young's modulus, preferably from material test;
- Poisson ratio, preferably from material test;
- diameter at gauge section, from drawing;
- wall thickness at gauge section, from drawing;
- nacelle overhang moment, nacelle mass, nacelle centre of gravity.

Input from strain gauge installation:

- gauge factor⁴;
- bridge factor;
- gauge cable lengths⁵.

Verify the gauge section geometry:

- measure the inner tower circumference at – or close to – the gauge section to verify the drawing;
- measure the mean tower wall thickness – without coatings – by ultrasonic gauge to verify the drawing.

Calibration procedure:

- Find the gauge offsets by yawing the nacelle several times through 360° at wind speeds below 5 m/s.

⁴ T-gauges may have different gauge factors.

⁵ Measure the cable lengths from gauge to bridge connection terminal to correct gauge desensitization.

- Calculate the sensitivity from gauge factor, bridge factor, cable length, tower diameter, wall thickness and material properties.
- Verify the calibration result by the nacelle overhang moment.

Additional testing:

- Verify the gauge locations from the yaw sweep.
- Check correct strain gauge amplifier function by shunt test or calibrated bridge simulator in the lab.

It may be considered to implement an automatic yaw sweep routine in the controller. One could go through this routine every first time the wind is low enough after at least 1 month of operation.

H.4 External load calibration of the rotor torque

Input from turbine manufacturer:

- maximum permissible edgewise load at the blade yoke;
- maximum permissible flatwise load at the blade yoke rotor radius;
- cone angle;

blade pulling hardware supplied by turbine manufacturer:

- mobile crane;
- blade yoke;
- steel cable;
- chain hoist.

Input from calibration trials:

- distance from blade yoke to blade tip;
- calibration force applied;

blade pulling hardware supplied by measurement institute:

- calibrated load cell;
- calibrated strain gauge amplifier.

Calibration procedure:

- 1) The mean wind speed during calibration shall be below 5 m/s.
- 2) Fasten the blade tip yoke to the blade which is in line with the torque gauges.
- 3) Fasten the steel cable to the yoke and align the blade horizontal.
- 4) Apply the high speed shaft brake to fix the rotor.
- 5) Put all blades in feathered position (90° pitch angle).
- 6) Pull the steel cable perpendicular to the rotor axis and blade pitch axis.
- 7) Record the torque signal and the calibration load in the same measurement system.
- 8) Find the sensitivity from the correlation of the rotor torque applied and the torque gauge output.
- 9) Verify the calibration result by rated torque calculated from power, rotor speed and total efficiency.

Annex I (informative)

Temperature drift

I.1 General

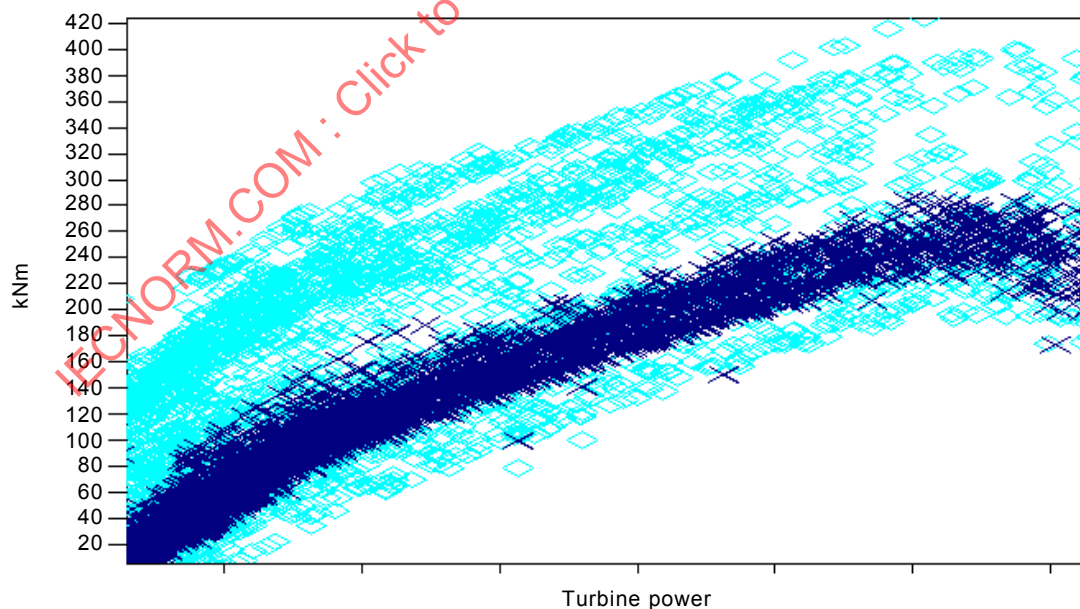
For fatigue loads verification or simple loads comparisons with cumulative rainflow spectra the absolute value of any loads sensor is not essential. This means that the offset from the measured signal can differ without significant effect on the resulting DEL as long as the slope of the calibration stays the same. However, for the remaining load model validation it is important to have reliable absolute values.

I.2 Known issues

All strain gauge measurements are more or less influenced by the temperature of the measured material. In most of the positions in the turbine this can be compensated by choosing the type and configuration of the strain gauges according to the component material. As the blades structure can be a mixture of several different materials like glass fibre, wood, carbon and others, temperature compensation for gauges being bonded on the blade surface can lead to some difficulties:

- unknown temperature coefficient for specific blade material;
- variation in the order of laminated layers;
- differences in temperature from one strain gauge position to the other within one bridge.

Figure I.1 shows in light blue the high observed scatter in the 10-minute average values of the blade edge moment as a function of turbine power.



IEC

Figure I.1 – Observed scatter in the original 10-min average values of the blade edge moment together with the same signal after temperature compensation in dark blue

I.3 Recommendations

In order to avoid high offset variation in the measured signal it is recommended to install a temperature measurement close to the position of each strain gauge. The goal is to get a calibration function including temperature dependencies for the particular measurement bridge.

Several calibration sessions at different ambient temperatures should be executed to establish a proper calibration function. The calibration can be done according to Annex G using slow rolls. The temperature range of the different calibration runs should represent the common site characteristic.

If a sufficient number of zero calibrations are collected, the individual results should be plotted as a function of the temperature at that gage position. A linear regression through the temperature dependent calibration points can be calculated and should be used as the new calibration function together with the corresponding temperature channel, see Figure I.2 as an example. Whenever new calibration runs are available, this procedure can be repeated in order to get the best calibration function at the time when evaluation takes place. The most complete temperature range, and with that the best fitting calibration function, is expected to be present at the end of the campaign.

Figure I.1 points out the possible reduction in scatter for 10-min average values. The dark blue symbols show the same signal after temperature compensation with the extra local temperature gauge.

Especially at sites with a high variety of temperature this procedure can serve as a tool to significantly reduce uncertainty.

One further advantage of having the temperature measured at each individual strain gauge is the possibility to filter for bigger temperature differences between two half bridges. This means additional improvement in accuracy for the resulting signal.

The effort for additional temperature measurements can be reduced to one or two equipped blades. In most instances the temperatures can be considered to be equal in all blades.

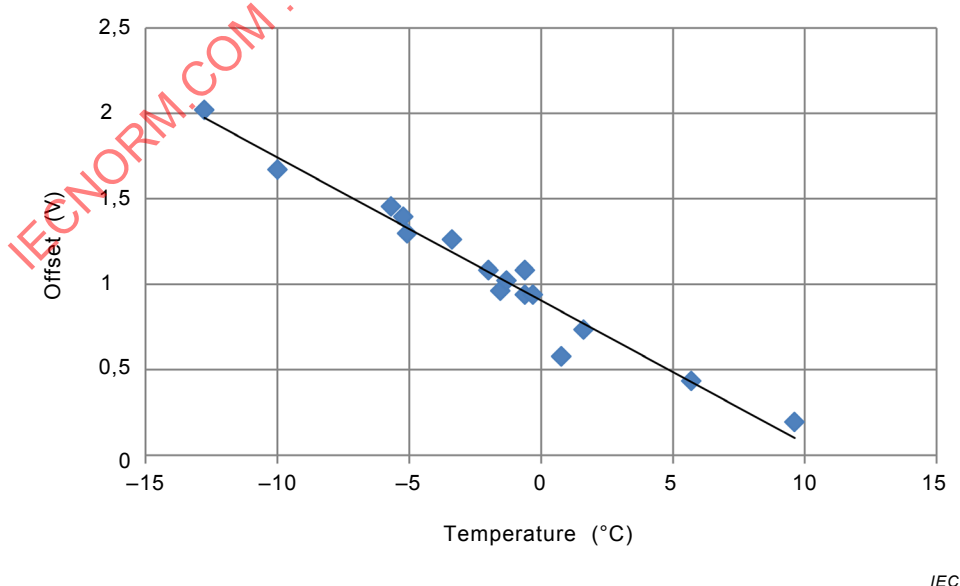


Figure I.2 – Linear regression through the offsets derived from the different calibration runs

Annex J (informative)

Mechanical load measurements on vertical axis wind turbines

J.1 General

As mentioned in the scope, this standard is focused on load measurements on HAWTs. Annex J provides an informative list of quantities that can be used for mechanical loads measurement of Darrieus style VAWTs. The requirements of the main body apply except where additional guidance is provided in this annex. The signals, measurement load cases, capture matrix, and post processing methods should be evaluated and if needed adjusted to fit the wind turbine design.

J.2 Terms and definitions

For the purposes of this annex, the additional definitions related to vertical axis wind turbine systems given below apply.

J.2.1

blade

rotating aerodynamically active part of the rotor

Note 1 to entry: Can be a straight, swept, curved, or helical airfoil (lift-type) or other (drag-type).

J.2.2

connecting strut

structural member connecting the blade with the rotor shaft

Note 1 to entry: May or may not be aerodynamically active. Members of this type are not required in certain VAWT designs.

J.2.3

normal

direction that is parallel to the positive downwind direction

J.2.4

radial

direction that is perpendicular to the chord of the blade at a given elevation

J.2.5

rotor

complete rotating assembly consisting of blades, connecting struts and rotor shaft(s)

J.2.6

rotor shaft

central rotating axis

J.2.7

tangential

direction that is parallel to the chord of the blade at a given elevation

J.3 Coordinate systems

To define the directions of the loads of a vertical axis wind turbine (VAWT), the system of axes shown in Figures J.1 and J.2 are used.

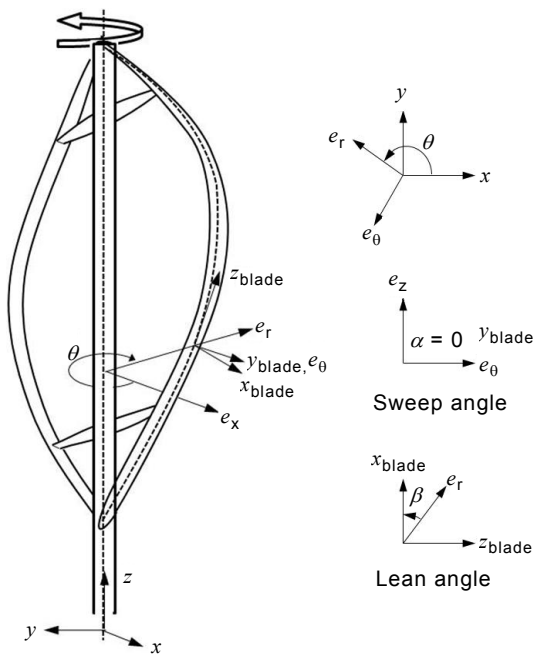


Figure J.1 – Darrieus style VAWT

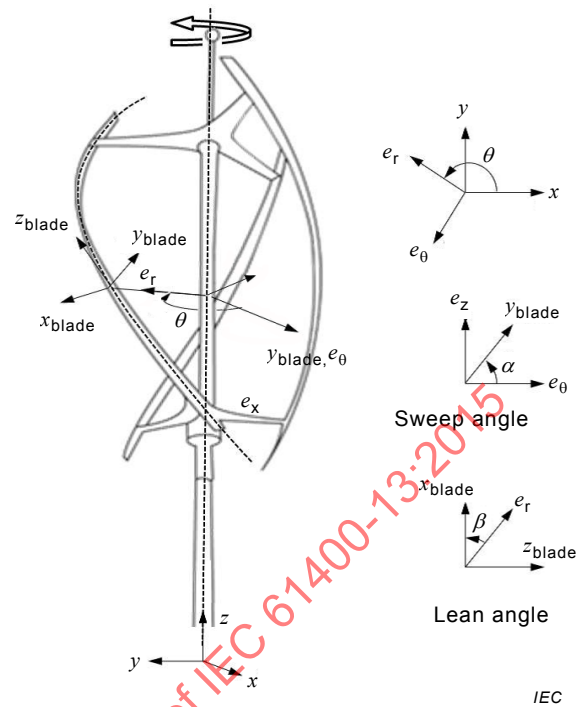


Figure J.2 – Helical Darrieus style VAWT

Tower:

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

Rotor:

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

Blade:

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

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

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

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

J.4 Quantities to be measured

J.4.1 Fundamental loads

The measurements are to determine the fundamental loads on the wind turbine. These are the basic loads on critical locations of the wind turbine construction from which the loading in all the relevant wind turbine structural components can be derived. The fundamental loads to be measured are listed in Table J.1.

**Table J.1 – Minimum recommendations
for VAWT fundamental load quantities**

Load quantities
Blade connecting point tangential bending moment (M_{bct}) on one blade
Blade connecting point vertical bending moment (M_{bcv}) on one blade
Blade midspan tangential bending moment (M_{bmt}) on one blade
Blade midspan vertical bending moment (M_{bmv}) on one blade
Connecting strut tangential bending moment (M_{st}) on one strut
Connecting strut vertical bending moment (M_{sv}) on one strut
Connecting strut axial force (F_{sa}) on one strut
Rotor torque (M_z)
Tower base normal moment (M_{tn})
Tower torque (T_z)

For the blade and struts, it is additionally suggested to instrument a second blade or strut to verify similar behaviour and add measurement redundancy.

Signals to measure the quantities in Table J.1 should be installed and, in case of signal failure, be repaired where practical.

J.5 Measurements

J.5.1 Measurement of blade attachment bending moments

Blade bending moments about the y_{blade} (tangential) and z_{blade} (vertical) directions should be measured at the connecting point to the rotor. For handling, lightning and environmental protection, it is recommended that the sensors be mounted within the blades rather than on the outer surface, where convenient. Linear strain gauge bridges should ideally be applied in the z_{blade} direction at the connecting points to the connecting struts and/or rotor structure. Regardless of the mounting location, cross sensitivity should be measured, and should be addressed. For ease of analysis the set of gauges should be oriented in line with the blade coordinate system.

J.5.2 Blade mid-span bending moment

Blade bending moments about the y_{blade} (tangential) and z_{blade} (vertical) directions should be measured at the location midspan between the connecting points to the connecting struts and/or rotor structure at the mid-span of the blade. For ease of analysis the gauges should be oriented in line with the blade coordinate system.

J.5.3 Blade modal frequency/damping

The blade first modal frequency and damping can be estimated using strain measured with a half or full strain-gauge bridge through operational modal analysis. Since neither the frequency nor the damping rely on absolute magnitude of the measurement, no calibration of this signal is required.

J.5.4 Connecting strut bending moment

Strut bending moments about the y_{blade} (tangential) and z (vertical) directions can be measured using linear strain gauge bridges located near the connecting points to the blade and to the rotor shaft. The gauges should be oriented in the e_r (radial) direction.

J.5.5 Connecting strut axial force

The force in connecting strut in the e_r (radial) direction can be measured using a linear strain gauge bridge located near the connecting points to the rotor shaft. The gauges should be oriented in the e_r (radial) direction.

J.5.6 Connecting strut modal frequency/damping

The connecting strut first modal frequency and damping can be estimated using strain measured with a half or full strain-gauge bridge through operational modal analysis. Since neither the frequency nor the damping rely on absolute magnitude of the measurement, no calibration of this signal is required.

J.5.7 Rotor shaft torque

The strain gauges for measuring the torque of the main rotor shaft should consist of a full bridge with pairs of gauges on opposite sides of the shaft in the location directly above the lower most bearing element. Using the bridge only on one spot of the shaft surface, shear due to bending and transverse load will be interpreted as torque.

J.5.8 Tower normal bending

Measurement of tower normal bending should be conducted as in the main body of the standard. Instead of yaw position wind direction should be used to resolve the measured bending moments in the normal and lateral directions.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Bibliography

- [1] IEC 61400-12-2, *Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry*
- [2] IEC 61400-22, *Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification*
- [3] *WT Load Measurement Uncertainty: Load-Based Versus Analytical StrainGauge Calibration Method*, D. J. Lekou, F. Mouzakis *Journal of Solar Energy Engineering-transactions of The Asme – J SOL ENERGY ENG* 01/2009; 131(1). DOI:10.1115/1.3027508

Sources of information regarding proper strain gauge techniques:

- [4] Vishay Micro measurements technical notes: (viewed 2012-12)6
<<http://www.vishaypg.com/micro-measurements/stress-analysis-strain-gages/technotes-list/>>
- [5] *An Introduction to Measurements using Strain Gages* Karl Hoffman Hottinger Baldwin Messtechnik⁶ GmbH, 1989
<http://www.hbm.com/fileadmin/mediapool/Applications/stressanalysis/refbook/Strain_Gauge_Measurements_Book_2012_01.pdf>

⁶ Micro Measurements and HBM are trade names of strain gauges and are examples of suitable products available commercially. This information is given for the convenience of users of this document and does not constitute an endorsement by IEC of these products"

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	112
INTRODUCTION	114
1 Domaine d'application	115
2 Références normatives	115
3 Termes et définitions	115
4 Symboles, unités et abréviations	119
5 Généralités	120
5.1 Structure du document	120
5.2 Sécurité pendant les essais	121
6 Exigences d'essai	121
6.1 Généralités	121
6.2 Exigences concernant le site d'essai	121
6.3 Cas de charges de mesure	122
6.3.1 Généralités	122
6.3.2 Cas de charges de mesure en fonctionnement stable	122
6.3.3 Cas de charges de mesure lors d'événements transitoires	123
6.3.4 Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique	124
6.3.5 Matrices de capture	124
6.4 Grandeurs à mesurer	128
6.4.1 Généralités	128
6.4.2 Grandeurs de charges	129
6.4.3 Grandeurs météorologiques	131
6.4.4 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne	132
6.5 Modifications de configuration de l'éolienne	132
7 Instruments	133
7.1 Grandeurs de charges	133
7.1.1 Types de capteurs	133
7.1.2 Choix de l'emplacement des capteurs	133
7.1.3 Mesurage des moments de flexion du pied de pale	133
7.1.4 Répartition du moment de flexion des pales	134
7.1.5 Fréquence en torsion/amortissement des pales	134
7.1.6 Mesurage du moment d'orientation et d'inclinaison du rotor	134
7.1.7 Mesurage du couple du rotor	134
7.1.8 Mesurage de la flexion de la base du mât	134
7.1.9 Moments de flexion du sommet du mât	135
7.1.10 Moments de flexion du milieu du mât	135
7.1.11 Couple du mât	135
7.1.12 Accélération du sommet du mât	135
7.1.13 Charges d'activation du pas (côté moyeu du palier de pas)	135
7.2 Grandeurs météorologiques	136
7.2.1 Exigences de mesure et de mise en œuvre	136
7.2.2 Possibilité de givrage	136
7.2.3 Stabilité atmosphérique	136
7.3 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne	136
7.3.1 Puissance électrique	136

7.3.2	Vitesse du rotor ou du générateur.....	136
7.3.3	Désalignement d'orientation	136
7.3.4	Angle azimutal du rotor	136
7.3.5	Position de pas.....	136
7.3.6	Vitesse de pas.....	137
7.3.7	Moment du frein.....	137
7.3.8	État des éoliennes	137
7.3.9	État du frein.....	137
7.4	Système d'acquisition de données	137
7.4.1	Généralités	137
7.4.2	Résolution	137
7.4.3	Lissage.....	137
8	Détermination des facteurs d'étalonnage	138
8.1	Généralités	138
8.2	Étalonnage des voies de charges.....	138
8.2.1	Généralités	138
8.2.2	Moments de flexion des pales.....	139
8.2.3	Moments de l'arbre principal	139
8.2.4	Moments de flexion du mât.....	140
8.2.5	Couple du mât	141
8.3	Étalonnage des voies autres que des voies de charges	141
8.3.1	Angle de pas	141
8.3.2	Angle azimutal du rotor.....	141
8.3.3	Angle d'orientation.....	142
8.3.4	Direction du vent	142
8.3.5	Charges d'activation du pas.....	142
8.3.6	Moment du frein.....	142
9	Vérification des données	143
9.1	Généralités	143
9.2	Contrôles de vérification	143
9.2.1	Généralités	143
9.2.2	Moments des pales.....	144
9.2.3	Arbre principal	145
9.2.4	Mât.....	145
10	Traitement des données mesurées	146
10.1	Généralités	146
10.2	Grandeurs de charges fondamentales.....	146
10.3	Grandeurs de charges pour des éoliennes de plus grande dimension	146
10.4	Détection des tendances de la vitesse du vent.....	147
10.5	Statistiques.....	147
10.6	Comptage des demi-cycles	147
10.7	Spectre cumulé de comptage des demi-cycles	148
10.8	Charge équivalente des dommages	148
10.9	Échantillonnage de la vitesse du vent	148
10.10	Densité spectrale de puissance.....	149
11	Estimation de l'incertitude.....	150
12	Rapport	150
Annexe A	(informative) Exemple de systèmes de coordonnées.....	154

A.1	Généralités	154
A.2	Système de coordonnées de la pale.....	154
A.3	Système de coordonnées du moyeu.....	154
A.4	Système de coordonnées de la nacelle	155
A.5	Système de coordonnées du mât	156
A.6	Désalignement d'orientation	157
A.7	Angle conique et angle d'inclinaison	157
A.8	Angle azimutal du rotor	158
A.9	Angle de pas des pales.....	158
Annexe B (informative) Procédure d'évaluation des incertitudes relatives aux mesurages des charges effectués sur les éoliennes		159
B.1	Liste des symboles	159
B.2	Procédure générale	160
B.2.1	Incertitude-type	160
B.2.2	Combinaison analytique des incertitudes-types.....	161
B.2.3	Incertitude totale.....	162
B.3	Incertainces des valeurs moyennées par échantillonnage.....	163
B.3.1	Généralités.....	163
B.3.2	Incertitude d'étalonnage et de signal	163
B.3.3	Incertitude de la dispersion d'échantillonnage.....	163
B.3.4	Incertitude de la grandeur de l'axe x	163
B.3.5	Incertitude des valeurs moyennes moyennées par échantillonnage	164
B.4	Incertitude-type de la charge équivalente des dommages et des spectres de charges.....	164
B.5	Exemples d'évaluation de l'incertitude	164
B.5.1	Exemple d'étalonnage par dérivation analytique du couple de mât.....	164
B.6	Détermination et utilisation de la matrice d'étalonnage.....	172
B.6.1	Détermination de la matrice d'étalonnage	172
B.6.2	Utilisation de la matrice d'étalonnage	173
B.6.3	Séries temporelles.....	174
Annexe C (informative) Présentation des échantillons des mesurages et de l'analyse des charges mécaniques.....		176
C.1	Généralités	176
Annexe D (informative) Recommandations pour les mesurages en pleine mer		188
Annexe E (informative) Validation des modèles de charge		190
E.1	Généralités	190
E.2	Méthodes de comparaison des charges	191
E.2.1	Échantillonnage statistique	191
E.2.2	Fonctions spectrales.....	193
E.2.3	Spectres de fatigue.....	194
E.2.4	Méthode point par point	195
Annexe F (informative) Méthodes d'identification des tendances de vitesse du vent		197
F.1	Liste des symboles	197
F.2	Généralités	197
F.3	Méthodes d'identification des tendances	198
F.4	Procédure continue.....	202
Annexe G (informative) Considérations relatives à l'acquisition de données.....		203
G.1	Système d'acquisition de données	203

G.1.1	Généralités	203
G.1.2	Résolution	203
G.1.3	Modèle d'échantillonnage et filtrage	204
G.1.4	Autres considérations	206
Annexe H (informative) Étalonnage des charges		208
H.1	Généralités	208
H.2	Étalonnage des charges gravitationnelles de flexion des pales	208
H.3	Étalonnage analytique des moments de flexion du mât	209
H.4	Étalonnage des charges externes du couple du rotor	210
Annexe I (informative) Dérive de température		212
I.1	Généralités	212
I.2	Problèmes identifiés	212
I.3	Recommandations	213
Annexe J (informative) Mesurages des charges mécaniques sur les éoliennes à axe vertical		215
J.1	Généralités	215
J.2	Termes et définitions	215
J.3	Systèmes de coordonnées	216
J.4	Grandeurs à mesurer	217
J.4.1	Charges fondamentales	217
J.5	Mesurages	217
J.5.1	Mesurage des moments de flexion des fixations de pales	217
J.5.2	Moment de flexion de mi-envergure des pales	217
J.5.3	Fréquence modale/amortissement des pales	218
J.5.4	Moment de flexion des entretoises de liaison	218
J.5.5	Force axiale des entretoises de liaison	218
J.5.6	Fréquence modale/amortissement des entretoises de liaison	218
J.5.7	Couple de l'arbre du rotor	218
J.5.8	Flexion normale du mât	218
Bibliographie		219
Figure 1 – Charges fondamentales d'une éolienne: charges de la base du mât, du rotor et des pales		130
Figure A.1 – Système de coordonnées de la pale		154
Figure A.2 – Système de coordonnées du moyeu		155
Figure A.3 – Système de coordonnées de la nacelle		156
Figure A.4 – Système de coordonnées du mât		156
Figure A.5 – Désalignement d'orientation		157
Figure A.6 – Angle conique et angle d'inclinaison		157
Figure B.1 – Explication des symboles utilisés		170
Figure C.1 – Vitesse du vent à hauteur du moyeu en fonction de la durée		176
Figure C.2 – Intensité de turbulence à hauteur du moyeu en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu		177
Figure C.3 – Tendence de l'intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu		177
Figure C.4 – Matrice de capture générale avec toutes les voies de charges en fonctionnement		178

Figure C.5 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne	179
Figure C.6 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Composantes de charges principales	180
Figure C.7 – Statistiques sur 10 min pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1	181
Figure C.8 – Densité spectrale de puissance de la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1	183
Figure C.9 – Spectre cumulé de comptage des demi-cycles pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 pendant la période d'essai	184
Figure C.10 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne	186
Figure C.11 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Composantes de charges principales	187
Figure D.1 – Exemple de spectre de la vague et de réponse du monopieu	188
Figure D.2 – Exemple de spectre de la vague	189
Figure E.1 – Données mesurées	191
Figure E.2 – Données simulées	191
Figure E.3 – Comparaison des statistiques sur 10 min moyennées et échantillonnées de la vitesse du vent	192
Figure E.4 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz	193
Figure E.5 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz (par échantillonnage de la vitesse du vent)	193
Figure E.6 – Comparaison des fonctions DSP	194
Figure E.7 – Comparaison des spectres de fatigue	195
Figure E.8 – Comparaison point par point des historiques de la vitesse du vent	196
Figure E.9 – Comparaison point par point des historiques de charges	196
Figure F.1 – Comparaison de la vitesse du vent mesurée (v_{mes}), de la vitesse du vent filtrée par lissage (v_{filt}) et de la vitesse du vent sans tendance résultante (v_{HP})	198
Figure F.2 – Différences des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne	200
Figure F.3 – Rapport des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne	201
Figure G.1 – Contrôle de lissage	204
Figure I.1 – Observation de la dispersion des valeurs moyennes d'origine sur 10 min du moment de traînée des pales associé au même signal après une compensation de température (en bleu foncé)	212
Figure I.2 – Régression linéaire par les décalages déduits des différentes sessions d'étalonnage	214
Figure J.1 – EAV de type Darrieus	216
Figure J.2 – EAV de type Darrieus hélicoïdale	216
Tableau 1 – Cas de charges de mesure en fonctionnement stable par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1	123
Tableau 2 – Mesurage des cas de charge transitoires par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1	123
Tableau 3 – Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique	124

Tableau 4 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes à pas fixe	126
Tableau 5 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes autres que les éoliennes à pas fixe	127
Tableau 6 – Matrice de capture pour une éolienne immobilisée	128
Tableau 7 – Matrice de capture pour des événements transitoires normaux.....	128
Tableau 8 – Matrice de capture pour des événements autres que des événements transitoires normaux	128
Tableau 9 – Grandeurs de charges fondamentales d'une éolienne	129
Tableau 10 – Grandeurs de charges supplémentaires pour les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m	131
Tableau 11 – Grandeurs météorologiques.....	131
Tableau 12 – Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne	132
Tableau 13 – Résumé des méthodes d'étalonnage appropriées	139
Tableau B.1 – Composantes de l'incertitude	165
Tableau B.2 – Valeurs et incertitudes de calcul.....	169
Tableau C.1 – Données échantillonnées pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1	183
Tableau C.2 – Matrice de capture transitoire pour un démarrage et un arrêt dans des conditions normales	185
Tableau C.3 – Description statistique succincte pour un arrêt normal, dans le cas de l'exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,5 m/s.....	185
Tableau G.1 – Fréquences significatives de l'éolienne	205
Tableau G.2 – Rapport d'échantillonnage	205
Tableau J.1 – Recommandations minimales pour les grandeurs de charges fondamentales d'une EAV	217

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC 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, l'IEC – 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 l'IEC"). 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 l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC 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 l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications. L'IEC 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 l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, 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 l'IEC, 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 l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, 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 l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61400-13 a été établie par le comité d'études 88: Éoliennes, de l'IEC.

Cette norme remplace l'IEC TS 61400-13 parue en 2001. Cette première édition constitue une révision technique, ainsi que la transposition d'une spécification technique en Norme internationale.

Cette première édition inclut les changements suivants par rapport à la spécification technique:

- a) le domaine d'application de ce document se concentre sur les mesurages de charge à des fins de validation de modèle;
- b) un nombre de cas de mesurages de charge est réduit pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;

- c) des exigences sont réduites pour la matrice de capture pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;
- d) des exigences sont mises à jour pour la prise en compte de la technologie de l'état de l'art.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants.

CDV	Rapport de vote
88/511/CDV	88/554/RVC

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

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

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

INTRODUCTION

Dans le processus de conception structurelle d'une éolienne, une connaissance approfondie, ainsi qu'une quantification exacte, des charges sont de première importance.

Dans la phase de conception, les charges peuvent être prévues au moyen de modèles et de codes aéroélastiques. Toutefois, ces modèles ont leurs insuffisances et incertitudes, et il est toujours nécessaire de les valider par un mesurage.

Les mesurages des charges mécaniques peuvent être utilisés à la fois comme base de conception et comme base de certification. Les aspects de conception propres aux éoliennes sont traités par l'IEC 61400-1, tandis que les procédures de certification sont décrites dans l'IEC 61400-22. La présente norme est destinée au laboratoire d'essai, au fabricant d'éoliennes et à l'organisme de certification, et définit clairement les exigences minimales concernant un essai de charges mécaniques qui produit des résultats de grande qualité, cohérents et reproductibles.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 décrit le mesurage des charges structurales fondamentales sur les éoliennes à des fins de validation des modèles de simulation de charges. La norme spécifie les exigences et recommandations concernant le choix du site, la sélection des signaux, l'acquisition des données, l'étalonnage, la vérification des données, les cas de charges de mesure, la matrice de capture, le post-traitement, la détermination de l'incertitude et les rapports d'essai. Des annexes informatives sont également fournies pour améliorer la compréhension des méthodes d'essai.

Les méthodes décrites dans le présent document peuvent également être utilisées pour les mesurages des charges mécaniques à d'autres fins telles que l'obtention d'une représentation statistique mesurée des charges, des mesurages directs des charges pour la conception, les essais relatifs à la sécurité et au fonctionnement ou le mesurage des charges des composants. Lorsque ces méthodes sont utilisées pour un autre objectif ou pour un modèle d'éolienne non classique, il convient d'évaluer les signaux, cas de charges de mesure, matrice de capture et méthodes de post-traitement exigés, et de les ajuster, si nécessaire, pour répondre à cet objectif.

Ces méthodes sont destinées aux éoliennes à axe horizontal (EAH) productrices d'électricité sur terre, avec des surfaces balayées par le rotor supérieures à 200 m². Toutefois, les méthodes décrites peuvent être applicables à d'autres éoliennes (par exemple, petites éoliennes, éoliennes carénées, éoliennes à axe vertical).

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60050 (toutes les parties), *Vocabulaire électrotechnique international* (disponible sur <<http://www.electropedia.org/>>)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements* (disponible en anglais seulement)

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

ISO/IEC Guide 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions relatifs aux aérogénérateurs ou à l'énergie éolienne en général donnés dans l'IEC 60050-415, ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1

pale

partie aérodynamiquement active et tournante du rotor

3.2

pied de pale

partie de la pale qui est connectée au moyeu du rotor

3.3

état du frein

état indiquant l'application ou non du frein

3.4

étalonnage

détermination de la fonction de transfert et de ses coefficients de la sortie du capteur à la valeur physique

3.5

matrice de capture

organisation des séries temporelles mesurées selon leurs vitesses moyennes du vent et intensités de turbulences

3.6

corde

droite imaginaire qui relie les bords d'attaque et de fuite d'une section aérodynamique de pale

3.7

vitesse de démarrage

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

3.8

vitesse de coupure

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

3.9

charges pour la conception

charges de résistance théorique de l'éolienne

Note 1 à l'article: Elles sont obtenues par application des facteurs de charge partielle aux valeurs caractéristiques.

3.10

dans le sens de la traînée

direction parallèle à la corde locale

Note 1 à l'article: Par opposition, la traînée est la direction parallèle au plan de la surface balayée et perpendiculaire à l'axe longitudinal de la pale de rotor non déformée.

3.11

dans le sens de la corde

direction perpendiculaire à la corde locale et à l'axe des pales en envergure

Note 1 à l'article: Par opposition, en battement est la direction perpendiculaire à la surface balayée par l'axe de la pale de rotor non déformée.

3.12**moyeu**

élément servant à attacher les pales ou l'assemblage des pales à l'arbre principal

3.13**nacelle**

carter contenant la transmission et d'autres éléments, placé au sommet du mât d'une éolienne à axe horizontal

3.14**fréquence propre**

fréquence de vibration choisie par une structure soumise à des perturbations et autorisée à vibrer librement

3.15**extérieur**

en direction de l'extrémité de pale

3.16**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

3.17**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 1 à l'article: Puissance électrique de sortie maximale qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence, dans les conditions normales de fonctionnement et dans les conditions externes.

3.18**vitesse du vent assignée**

vitesse du vent minimale à hauteur du moyeu pour laquelle une éolienne atteint sa puissance assignée en cas de vent constant sans turbulence

3.19**vitesse du vent de référence**

paramètre de base de la vitesse du vent utilisé pour définir les classes d'éoliennes

Note 1 à l'article: D'autres paramètres climatiques de conception sont dérivés de la vitesse du vent de référence et d'autres paramètres de classes d'éoliennes de base.

Note 2 à l'article: 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} .

3.20**centre du rotor**

point sur l'arbre principal dans le plan perpendiculaire à l'arbre principal qui contient l'origine des coordonnées de la pale de référence

3.21**plan du rotor**

plan perpendiculaire à l'arbre principal et qui inclut le centre du rotor

3.22

fonctionnement stable

état de fonctionnement stable de l'éolienne tel que l'état de production électrique, de production électrique + condition de défaut, l'état d'immobilisation, et l'état pour lequel les conditions externes restent essentiellement stables

3.23

événement transitoire

événement au cours duquel l'état de fonctionnement de l'éolienne varie, tel que pendant l'arrêt

3.24

intensité de turbulence

rapport entre l'écart-type de la vitesse du vent dans un intervalle de temps donné de dix minutes et la vitesse moyenne du vent dans le même intervalle de temps

Note 1 à l'article: Pour les besoins de la matrice de capture, il est nécessaire que l'intensité de turbulence (IT) soit équivalente à celle qui serait indiquée par un anémomètre à godets en cas d'utilisation d'une technique de détection différente.

3.25

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent horizontal avec la hauteur au-dessus du sol

Note 1 à l'article: Le profil communément utilisé est le profil de la loi exponentielle (Équation (1)).

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (1)$$

où

$V(z)$ est la vitesse du vent horizontal à la hauteur z ;

z est la hauteur au-dessus du sol;

z_r est une hauteur de référence au-dessus du sol, normalement la hauteur du moyeu;

α est l'exposant de cisaillement du vent (ou de la loi exponentielle).

3.26

vent dextrogyre

différence de direction du vent avec la hauteur:

$$\phi(z) - \phi(z_r) \quad (2)$$

où

ϕ est la direction du vent;

z est la hauteur au-dessus du sol;

z_r est une hauteur de référence au-dessus du sol, normalement la hauteur du moyeu.

3.27

désalignement d'orientation

angle horizontal entre la direction du vent et l'axe de l'arbre principal

3.28

position du dispositif d'orientation

angle entre la projection verticale de l'axe de l'arbre principal sur la base du mât et une direction de référence (par exemple, nord géographique, nord magnétique, etc.)

Note 1 à l'article: Le sens de rotation de la position du dispositif d'orientation est un sens de rotation horaire (vue de dessus).

4 Symboles, unités et abréviations

σ	Écart-type	
σ_{xi}	Écart-type de la moyenne de l'échantillonnage de la vitesse du vent i	
φ_F	Angle de désalignement d'orientation	[°]
η	Rendement des composants entre le point de mesure du couple de l'arbre principal et le point de mesure de la puissance	[%]
ϕ	Direction du vent	[°]
Ω	Vitesse du rotor	[rad/s]
$\lceil \rceil$	Arrondi à la valeur entière la plus proche	
B	Nombre de pales	
C	Constante utilisée dans la formulation de la courbe S-N	
C_p	Coefficient de puissance	
C_t	Coefficient de poussée	
F	Fréquence	[Hz]
F_c	Fréquence de coupure de filtre	[Hz]
F_d	Largeur de bande valide	[Hz]
F_s	Fréquence d'échantillonnage	[Hz]
I	Indice d'échantillonnage de la vitesse du vent	
j	Indice du nombre d'ensembles de données dans le $j^{\text{ème}}$ échantillonnage de la vitesse du vent	
L	Nombre de pales instrumentées pour les moments de flexion du pied de pale	
M_{bi}	Moment de flexion dans le plan du pied de pale	[Nm]
M_{be}	Moment de flexion dans le sens de la traînée du pied de pale	[Nm]
M_{bf}	Moment de flexion dans le sens de la corde du pied de pale	[Nm]
M_{tl}	Moment de flexion latéral de la base du mât	[Nm]
M_{tn}	Moment de flexion normal de la base du mât	[Nm]
$M_{\text{inclinaison}}$	Moment d'inclinaison du rotor	[Nm]
M_{ttl}	Moment latéral du sommet du mât	[Nm]
M_{ttn}	Moment normal du sommet du mât	[Nm]
M_{ttt}	Couple du sommet du mât	[Nm]
M_x	Couple de l'arbre principal	[Nm]
$M_{\text{orientation}}$	Moment d'orientation du rotor	[Nm]
M	Pente de la courbe S-N	
n_i	Nombre de cycles dans la $i^{\text{ème}}$ classe du spectre de charges de fatigue	
N	Nombre de cycles avant défaillance	
N_i	Nombre d'ensembles de données sur 10 min dans l'échantillonnage i	
P	Sortie de puissance de l'éolienne	[W]
P_r	Puissance assignée	[W]
R_{ea}	Charge équivalente sur 10 min à 1 Hz	[Nm]
R_i	Charge de la $i^{\text{ème}}$ plage d'échantillonnage du spectre de charges de fatigue	[Nm]
S	Plage de charges	[Nm, N]
IT	Intensité de turbulence	[%]
v_{moveu}	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
v_i	Vitesse du vent moyennée par échantillonnage dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i	[m/s]
$v_{i,j}$	Vitesse du vent moyennée sur 10 min de l'ensemble de données j dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i	[m/s]

$v_{\text{démarrage}}$	Vitesse de démarrage	[m/s]
v_{coupure}	Vitesse de coupure	[m/s]
v_r	Vitesse du vent assignée	[m/s]
v_{ref}	Vitesse du vent de référence	[m/s]
V_{FSR}	Plage pleine échelle du système d'acquisition de données	[V]
x_b, y_b, z_b	Coordonnées de la pale (voir Figure A.1)	
x_h, y_h, z_h	Coordonnées du moyeu (voir Figure A.2)	
x_i	Grandeur d'entrée	
x_n, y_n, z_n	Coordonnées de la nacelle (voir Figure A.3)	
x_t, y_t, z_t	Coordonnées du mât (voir Figure A.4)	
x_i	Variable moyennée par échantillonnage concernée dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i	
$x_{i,j}$	Variable moyennée sur 10 min de l'ensemble de données j dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i	
z	Hauteur au-dessus du sol	[m]
z_r	Hauteur de référence au-dessus du sol, généralement la hauteur du moyeu	[m]
DAS	Data acquisition system (système d'acquisition de données)	
DEL	Damage equivalent load (charge équivalente des dommages)	
DLC	Design load case (cas de charge pour la conception)	
EAH	Éolienne à axe horizontal	
MLC	Measurement load case (cas de charge de mesure)	
DSP	Densité spectrale de puissance	
IT	Intensité de turbulence	
EAV	Éolienne à axe vertical	

5 Généralités

5.1 Structure du document

Le présent document est structuré de manière à suivre le processus général appliqué lors de la réalisation d'un essai de charges mécaniques:

- L'Article 6 contient les exigences concernant le site d'essai, les cas de charges de mesure et les grandeurs à mesurer,
- L'Article 7 contient les exigences concernant les instruments à utiliser,
- L'Article 8 contient les exigences concernant les étalonnages,
- L'Article 9 contient les recommandations concernant la vérification des données (à la fois la vérification des étalonnages et les vérifications à effectuer tout au long de la campagne d'échantillonnage),
- L'Article 10 contient les exigences concernant le post-traitement,
- L'Article 11 contient les exigences concernant l'estimation de l'incertitude, et
- L'Article 12 contient les exigences concernant le compte rendu des résultats.

Outre les sections normatives ci-dessus, le document contient également des annexes informatives pour les sujets suivants:

- Exemple de système de coordonnées
- Méthode d'estimation de l'incertitude
- Exemple de compte rendu des résultats

- Recommandations pour les essais en pleine mer
- Validation des modèles de charge
- Méthodes de détection des tendances de la vitesse du vent
- Considérations relatives à la conception de l'acquisition des données
- Étalonnage des voies de charges
- Dérive de température
- Mesurages des charges sur les EAV

5.2 Sécurité pendant les essais

Certains cas de charges de mesure (MLC) impliquent le fonctionnement délibéré de l'éolienne dans des conditions extrêmes et/ou de défaut d'urgence (par exemple, perte de réseau). L'objet des essais et des mesurages consistant, dans la plupart des cas, à vérifier les charges sur une éolienne prototype, l'hypothèse que celle-ci se comporte et réagisse comme prévu ne doit pas être admise. Par conséquent, ces essais doivent toujours être admis par hypothèse comme dangereux et une attention particulière doit être accordée à la sécurité du personnel. Sur cette base, ces essais doivent être lancés et observés depuis une position protégée, habituellement à une certaine distance en amont du plan du rotor, et il convient de ne pas les réaliser en présence de personnel à l'intérieur ou sur la nacelle, sur le mât ou dans le plan du rotor. Tous les essais et procédures d'essai doivent être convenus avec le fabricant de l'éolienne avant mise en œuvre afin de s'assurer que l'intégrité de l'éolienne, et donc que la sécurité du personnel, ne sont pas compromises. Les exigences des normes de sécurité applicables existantes doivent être suivies.

6 Exigences d'essai

6.1 Généralités

L'Article 6 décrit les exigences d'essai. Celles-ci incluent les exigences concernant

- le site d'essai,
- les cas de charges de mesure (MLC) et le volume de données exigé pour chaque cas,
- les grandeurs à mesurer, et
- les modifications dans la configuration de l'éolienne.

6.2 Exigences concernant le site d'essai

Les conditions du terrain et du vent doivent être capables de satisfaire aux exigences de la matrice de capture. Cela est notamment vrai pour les configurations d'éolienne qui utilisent la matrice de capture donnée dans le Tableau 4. Une évaluation des obstacles et du terrain doit être effectuée conformément à l'IEC 61400-12-1. Le secteur de mesure peut être élargi au-delà de celui déterminé à l'aide des méthodes définies dans l'IEC 61400-12-1 lorsqu'il peut être démontré que la vitesse du vent et l'IT mesurées au niveau du mât météorologique sont représentatives de celles observées par l'éolienne (par exemple, éolienne et mât météorologique sur l'arête). Si le site d'essai ne satisfait pas aux exigences de l'IEC 61400-12-1, il convient de réaliser un étalonnage sur site. Il convient de noter qu'un terrain plat avec des turbulences faibles ne constitue pas un terrain idéal pour un essai de charges mécaniques en raison d'un manque d'excitation potentiel de la dynamique de l'éolienne.

Généralement, l'exigence d'exactitude concernant la vitesse du vent à la hauteur du moyeu dans le cas d'un essai de charges mécaniques n'est pas aussi stricte que celle appliquée dans le cas des essais de performances de puissance. Toutefois, lorsqu'aucun étalonnage sur site n'est réalisé sur un terrain complexe où des facteurs élevés de correction de débit peuvent être prévus, le risque que les données d'essai puissent ne pas être adaptées à la validation du modèle est plus important.

NOTE Lors du choix d'un site d'essai, il convient de tenir compte de la présence de conditions externes qui peuvent altérer la capacité de validation du modèle (par exemple, échelle de longueur, jets faibles, cisaillement du vent négatif...).

6.3 Cas de charges de mesure

6.3.1 Généralités

Le Paragraphe 6.3.1 décrit les cas de charges de mesure exigés minimums, nécessaires pour une validation correcte du modèle. Le cas échéant, les cas de charges de mesure sont définis par rapport aux cas de charges pour la conception, décrits dans l'IEC 61400-1.

Les cas de charges de mesure définissent les principales conditions externes et les conditions de fonctionnement de l'éolienne pendant la campagne de mesure.

Les conditions externes incluent les grandeurs météorologiques telles que la vitesse du vent, l'intensité de turbulence et la densité de l'air.

Les conditions de fonctionnement incluent les grandeurs de fonctionnement telles que la vitesse de rotation, le désalignement d'orientation, la puissance électrique et l'angle de pas des pales. Les conditions de fonctionnement dépendent de la configuration de l'éolienne et doivent être spécifiées pour chaque cas particulier.

En raison du caractère stochastique des conditions externes, les mesurages de certains cas de charges de mesure doivent être répétés afin de réduire l'incertitude statistique. Le nombre minimum de mesurages pour chaque cas de charge de mesure est spécifié dans le présent paragraphe.

Les variations mesurées en fonction du temps sont classées selon deux méthodes différentes: une méthode considère le fonctionnement stable et l'autre méthode considère les événements transitoires. Une durée de dix minutes est associée par défaut à toutes les séries temporelles de fonctionnement stable.

Les Tableaux 1, 2 et 3 présentent les cas de charges de mesure minimums qui doivent être enregistrés. Les cas de charges de mesure définis dans les tableaux peuvent ne pas être complets. Des cas de charges de mesure supplémentaires peuvent s'avérer nécessaires selon le concept de l'éolienne, la stratégie de commande et la stratégie de sécurité.

6.3.2 Cas de charges de mesure en fonctionnement stable

6.3.2.1 Production électrique

Pendant la production électrique, les mesurages doivent être effectués entre les phases de démarrage et de coupure ou $v_r + 4$ m/s (selon la configuration de l'éolienne) (voir Tableau 4 et Tableau 5).

6.3.2.2 Éolienne immobilisée

Les charges appliquées sur l'éolienne immobilisée doivent être mesurées. Il est recommandé d'effectuer les mesurages à des vitesses du vent aussi élevées que possible.

Tableau 1 – Cas de charges de mesure en fonctionnement stable par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1

Numéro de cas de charges de mesure	Cas de charge de mesure (MLC)	Numéro de cas de charges pour la conception (IEC 61400-1)	Remarques
1.1	Production électrique	1.2	Dans ce mode de fonctionnement, l'éolienne fonctionne et est raccordée au réseau
1.2	Éolienne immobilisée	6.4	Lorsque l'éolienne est immobilisée, le rotor peut être à l'arrêt ou au ralenti

6.3.3 Cas de charges de mesure lors d'événements transitoires

6.3.3.1 Démarrage

Ce cas de charge de mesure comprend tous les événements aboutissant à des charges appliquées sur l'éolienne pendant les transitoires depuis une situation d'arrêt ou de ralenti à la production électrique. Le démarrage normal de l'éolienne doit intervenir à la vitesse de démarrage et à une vitesse du vent supérieure à 2 m/s au-dessus de la vitesse du vent assignée. Lorsque l'éolienne fonctionne à une vitesse supérieure à une vitesse fixe, la vitesse de démarrage avec les différentes vitesses de rotation doit être également évaluée.

6.3.3.2 Arrêt normal

Cette situation conceptuelle comprend tous les événements aboutissant à des charges appliquées sur une éolienne pendant les situations transitoires normales occasionnées par la transition d'une situation de production électrique à un état d'immobilisation. L'arrêt normal doit intervenir à la vitesse de démarrage, à la vitesse du vent assignée et à une vitesse au-dessus de cette même vitesse.

6.3.3.3 Arrêt d'urgence

Les charges pendant un arrêt d'urgence doivent être prises en considération. Cet arrêt doit intervenir à la puissance assignée ou à une valeur supérieure à celle-ci.

6.3.3.4 Défaillance du réseau

Les charges pendant une défaillance du réseau doivent être prises en considération. Ce cas de charge de mesure doit être réalisé alors que l'éolienne génère la puissance assignée, en supprimant la puissance externe apportée à l'éolienne, ce qui entraîne son arrêt.

Tableau 2 – Mesurage des cas de charge transitoires par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1

Numéro de cas de charges de mesure	Cas de charge de mesure (MLC)	Cas de charge pour la conception (DLC)	Conditions cibles
2.1	Démarrage	3.1	$v_{\text{démarrage}}$ et $>v_r + 2$ m/s
2.2	Arrêt normal	4.1	$v_{\text{démarrage}}$, v_r et $>v_r + 2$ m/s
2.3	Arrêt d'urgence (par bouton-poussoir)	5.1	P_r
2.4	Défaillance du réseau	2.4	P_r

6.3.4 Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique

Le Tableau 3 donne les cas de charges de mesure recommandés pour la caractérisation dynamique. Le tableau donne également les fréquences ciblées pour chaque cas de charge de mesure.

Tableau 3 – Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique

Numéro de cas de charges de mesure	Cas de charge de mesure	Condition de vent pour le cas de charge de mesure	Fréquences ciblées	Remarque
3.1	Production électrique	$v_{\text{démarrage}} < v_{\text{moyeu}} < v_{\text{coupure}}^a$	Fréquences de la pale, du mât et de la transmission	Fonctionnement normal en dessous de la vitesse du vent assignée et au-dessus de la vitesse du vent assignée avec une vitesse de rotation relativement constante
3.2	Éolienne immobilisée	Vitesse élevée du vent ^a	Fréquences de la pale et du mât	Éolienne immobilisée (à l'arrêt ou au ralenti)
3.3	Arrêt d'urgence	$v_{\text{moyeu}} > v_r$	Fréquences de la pale, du mât et de la transmission	Arrêt d'urgence à partir de la puissance assignée
3.4	Démarrage / arrêt du dispositif d'orientation	Vitesse du vent faible ^b	Fréquences de la pale	Avec une pale instrumentée en position horizontale, l'excitation de la pale s'effectue par le démarrage, puis l'arrêt de la rotation d'orientation de la nacelle. L'essai doit être mené avec les pales en position de fonctionnement normal (en ciblant les fréquences dans le sens de la corde), puis avec les pales croisées (en ciblant les fréquences dans le sens de la traînée)
3.5	Excitation manuelle	Vitesse du vent faible ^b	Fréquences de la pale	
^a Vitesse suffisamment élevée pour obtenir une excitation suffisante, spécifique à l'éolienne.				
^b Vitesse du vent suffisamment faible pour que l'excitation ne soit pas affectée par d'autres charges aérodynamiques.				

6.3.5 Matrices de capture

6.3.5.1 Généralités

Les matrices de capture permettent d'organiser les séries temporelles mesurées. Elles ont un double objectif: elles sont utilisées pour spécifier les données exigées minimales pour chaque cas de charge de mesure et peuvent être utilisées pour consigner la base de données d'essai dans un rapport, afin de démontrer que les exigences minimales concernant les données ont été satisfaites.

Le nombre d'échantillonnages dans les matrices doit être adapté pour chaque campagne de mesure spécifique sur la base des spécifications de l'éolienne (par exemple, $v_{\text{démarrage}}$ et v_r).

6.3.5.2 Production électrique

6.3.5.2.1 Généralités

Pendant la campagne de mesure, il convient de classer les données selon la vitesse du vent et l'intensité de turbulence. Bien qu'il n'existe pas d'exigence concernant l'intensité de

turbulence à des vitesses de vent élevées, les données enregistrées doivent être classées selon les échantillonnages de turbulence.

Pour la production électrique, deux matrices de capture sont données dans le Tableau 4 et le Tableau 5. Ces deux matrices de capture utilisent des échantillonnages de vitesse du vent de 1 m/s et des échantillonnages d'intensité de turbulence de 2 %. Les limites des échantillonnages sont déterminées par les spécifications de l'éolienne ($v_{\text{démarrage}}$, v_r , v_{coupure}). Afin de déterminer les limites d'échantillonnage, il convient d'arrondir $v_{\text{démarrage}}$, v_r et v_{coupure} à la vitesse du vent entière la plus proche (indiquée par $\lceil \cdot \rceil$).

Pour que le comptage des séries temporelles vise à satisfaire aux exigences minimales concernant les données:

- La direction du vent moyenne sur 10 min se situe dans le secteur de mesure (voir 6.2).
- Tous les signaux obligatoires donnés dans le Tableau 9, le Tableau 11 et le Tableau 12 doivent être valides.
- Les données n'ont pas été enregistrées dans des conditions anormales (de l'éolienne ou d'environnement, telles que la présence de glace sur les pales ou un changement de direction extrême du vent).
- L'éolienne doit produire de l'électricité pendant une période complète de dix minutes.

6.3.5.2.2 Production électrique – éoliennes à pas fixe

Le Tableau 4 doit être utilisé pour les éoliennes (passives et actives) à pas fixe. La nature intrinsèque des éoliennes à pas fixe fait que les pales continuent à observer un plus grand angle d'attaque avec une vitesse du vent qui augmente au-dessus des conditions assignées. C'est la raison pour laquelle, outre la plus grande importance d'une aérodynamique instable (calage dynamique, sillage dynamique, aérodynamique de rotation), il est important de recueillir des données sur l'ensemble de l'enveloppe de fonctionnement de l'éolienne, en insistant dans toute la mesure du possible sur les échantillonnages de vent plus élevé.

Noter que les limites des échantillonnages ne dépendent pas de la vitesse du vent assignée de l'éolienne:

- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de $v_{\text{démarrage}}$ et inférieur ou égal à 12 m/s, 20 séries temporelles sur 10 min doivent être recueillies ou au moins un échantillonnage IT doit contenir 6 séries temporelles sur 10 min. Le comptage des seules séries temporelles avec une valeur IT supérieure à 5 % vise à satisfaire à cette exigence.
- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de 12 m/s et inférieur ou égal à 16 m/s, 20 séries temporelles au minimum doivent être recueillies ou au moins chaque échantillonnage IT doit contenir 6 séries temporelles sur 10 min.
- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de 16 m/s et inférieur ou égal à 20 m/s, 8 séries temporelles au minimum doivent être recueillies.
- Pour la plage de vitesses du vent au-dessus de 20 m/s, et inférieure ou égale à $\lceil v_{\text{coupure}} \rceil$, 8 séries temporelles au minimum doivent être recueillies.

Tableau 4 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes à pas fixe

	Production électrique normale Effectif d'échantillonnage de la vitesse du vent: 1 m/s Effectif d'échantillonnage des turbulences: 2 %												
Durée des séries temporelles	10 min												
Plage de vitesses du vent ^b m/s	v _{démarrage} à 12					12 à 16				16 à 20			20 à v _{coupure}
Vent ^b (m/s) ⇒ IT ^b (%) ↓	⌈ v _{démarrage} ⌉ ...	4-5	...	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	...	19-20	20-⌈ v _{coupure} ⌉ ^c	
>29													
27-29													
...													
5-7													
<5...													
Exigence minimale concernant les données	20 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s ^a OU un échantillonnage IT avec 6 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s ^a				20 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s OU un échantillonnage IT avec 6 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s				8 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s			8 séries temporelles (au total, et non pour chaque échantillonnage de 1 m/s)	
^a Les séries temporelles dont le comptage vise à satisfaire aux deux critères ci-dessus doivent avoir IT > 5 %.													
^b Pour tous les échantillonnages de vitesse du vent et d'intensité de turbulence donnés dans ce tableau, la limite supérieure de l'échantillonnage est inclusive (par exemple 4-5 inclut 4 < v ≤ 5 m/s).													
^c Si v _{coupure} est inférieure ou égale à 20 m/s, seuls des mesurages jusqu'à v _{coupure} sont exigés.													

6.3.5.2.3 Production électrique – éoliennes autres que des éoliennes à pas fixe

Le Tableau 5 doit être utilisé pour toutes les éoliennes autres que les éoliennes à pas fixe (telles que les éoliennes de calage et les éoliennes croisées).

- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de $v_{\text{démarrage}}$ et inférieur ou égal à $v_r - 2$, 20 séries temporelles sur 10 min doivent être recueillies ou au moins un échantillonnage IT avec une valeur de plus de 5 % doit contenir 6 séries temporelles sur 10 min.
- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de $v_r - 2$ et inférieur ou égal à $v_r + 2$, 20 séries temporelles au minimum doivent être recueillies.
- Pour chaque échantillonnage de vitesse du vent au-dessus de $v_r + 2$ et inférieur ou égal à $v_r + 4$, 10 séries temporelles au minimum doivent être recueillies.

Tableau 5 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes autres que les éoliennes à pas fixe

	Production électrique normale Effectif d'échantillonnage de la vitesse du vent: 1 m/s Effectif d'échantillonnage des turbulences: 2 %									
Durée des séries temporelles	10 min									
Plage de vitesses du vent ^b	⌈v _{démarrage} ⌉ à ⌈v _r ⌉ - 2				⌈v _r ⌉ - 2 à ⌈v _r ⌉ + 2			⌈v _r ⌉ + 2 à ⌈v _r ⌉ + 4		
Vent ^b (m/s)⇒ IT ^b (%)⇓	⌈v _{démarrage} ⌉-	...	4-5	...	...		...		...	...
>29										
27-29										
...										
...										
7-9										
5-7										
<5										
Exigence minimale concernant les données	20 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s OU un échantillonnage IT avec 6 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s ^a				20 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s			10 séries temporelles pour chaque échantillonnage de 1 m/s		

^a Les séries temporelles dont le comptage vise à satisfaire aux deux critères ci-dessus doivent avoir IT > 5 %.

^b Pour tous les échantillonnages de vitesse du vent et d'intensité de turbulence donnés dans ce tableau, la limite supérieure de l'échantillonnage est inclusive (par exemple 4-5 inclut 4 < v ≤ 5 m/s).

6.3.5.3 Éolienne immobilisée

Le cas de charge de mesure d'une éolienne immobilisée est celui d'une éolienne immobilisée avec des vitesses du vent au-dessus de v_{coupure} (à l'arrêt ou au ralenti). Une série temporelle doit être recueillie avec des valeurs cibles de désalignement d'orientation de 30°, à savoir une valeur de désalignement d'orientation de 0° et une valeur de désalignement d'orientation de -30° (voir Tableau 6).

Lorsqu'un nombre plus important d'ensembles de données est recueilli que le nombre minimum énuméré dans la matrice de capture, il est nécessaire de consigner dans un rapport uniquement le nombre minimum exigé.

Tableau 6 – Matrice de capture pour une éolienne immobilisée

Éolienne immobilisée			
Durée d'enregistrement des séries temporelles	10 min		
Modes d'immobilisation	état d'immobilisation normal de l'éolienne au-dessus de la vitesse de coupure (par exemple, au ralenti, à l'arrêt)		
Désalignement d'orientation cible	–30	0	30
Vitesse moyenne du vent	$> v_r$ m/s	$> v_r$ m/s	$> v_r$ m/s
Exigence minimale concernant les données	1	1	1

6.3.5.4 Événements transitoires

Les matrices de capture pour les événements transitoires sont données dans le Tableau 7 et le Tableau 8. Le nombre minimum de répétitions et la plage de vitesses du vent sont indiqués dans le Tableau 7. La vitesse du vent est la vitesse du vent au début de l'événement transitoire. L'arrêt d'urgence et la défaillance du réseau doivent être réalisés à la puissance assignée.

Tableau 7 – Matrice de capture pour des événements transitoires normaux

Événements de démarrage et d'arrêt dans des conditions normales				
Événement	Vitesse du vent ^{a,b}	($v_{\text{démarrage}}$ à $v_r - 2$)	($v_r - 2$ à $v_r + 2$)	$> v_r + 2$
Démarrage	Répétitions minimales exigées	3	–	3
Arrêt normal	Répétitions minimales exigées	3	3	3

^a La vitesse du vent est la vitesse du vent observée lors du déclenchement de l'événement transitoire.

^b Pour les plages de vitesses du vent, la limite supérieure est inclusive (par exemple, $v_{\text{démarrage}} < v \leq v_r - 2$).

Tableau 8 – Matrice de capture pour des événements autres que des événements transitoires normaux

Autres événements transitoires		
Événement	Conditions cibles	Répétitions minimales exigées
Arrêt d'urgence	P_r	3
Défaillance du réseau	P_r	3

6.4 Grandeurs à mesurer

6.4.1 Généralités

Le principal objectif des mesurages des charges mécaniques est la vérification du modèle de charge pour la conception du type d'éolienne soumis à l'essai. Cette vérification est effectuée par une répétition de l'analyse aéroélastique avec les paramètres de modèle ajustés pour répondre aux conditions mesurées du site. Il est par conséquent essentiel que les grandeurs météorologiques ainsi que les grandeurs de fonctionnement soient bien représentées afin de pouvoir comparer les grandeurs de charges mesurées et simulées.

Les grandeurs physiques correspondantes à déterminer afin de caractériser la charge des éoliennes peuvent être classées en

- grandeurs de charge (par exemple, charges des pales, du rotor et du mât);
- grandeurs météorologiques (par exemple, vitesse et direction du vent, densité de l'air);
- grandeurs de fonctionnement (par exemple, puissance, vitesse de rotation, angles de pas, désalignement d'orientation, angle azimutal du rotor).

Une spécification plus détaillée des différentes catégories de grandeurs de mesure est donnée en 6.4.2.

Les mesurages obligatoires et recommandés énumérés dans le Tableau 9, le Tableau 10, le Tableau 11 et le Tableau 12 s'avèrent nécessaires à la validation du modèle. Le fait de sauter les voies recommandées présente un risque. Les voies recommandées peuvent être utiles pour l'explication des différences entre les données simulées et les données mesurées.

Le Tableau 9, le Tableau 11 et le Tableau 12 décrivent les exigences minimales concernant les mesurages. Ces exigences sont valides pour une éolienne à pas contrôlé avec un mât tubulaire d'acier et des pales simples. Dans le cas de conceptions spéciales, comme les mâts hybrides, les pales hybrides ou les pales à double raccordement, les commandes aérodynamiques actives des pales, les moyeux à balancier, etc., des mesurages supplémentaires (par exemple, état de déploiement des volets, angle de balancement) peuvent être exigés pour la validation du modèle.

6.4.2 Grandeurs de charges

Les charges fondamentales à mesurer sont énumérées dans le Tableau 9. Il s'agit des charges de base appliquées sur les emplacements critiques de l'éolienne à partir desquelles la charge appliquée sur tous les composants structurels correspondants de l'éolienne peut être déduite. Les composantes des charges fondamentales sont également données à la Figure 1.

Tableau 9 – Grandeurs de charges fondamentales d'une éolienne

Grandeurs de charges	Niveau d'importance
Moment de flexion dans le sens de la corde du pied de pale (M_{bf})	1 pale obligatoire pale supplémentaire recommandée
Moment de flexion dans le sens de la traînée du pied de pale (M_{be})	1 pale obligatoire pale supplémentaire recommandée
Moment d'inclinaison du rotor ($M_{inclinaison}$)	Obligatoire
Moment d'orientation du rotor ($M_{orientation}$)	Obligatoire
Couple du rotor (M_x)	Obligatoire
Moment normal de la base du mât (M_{tn})	Obligatoire
Moment latéral de la base du mât (M_{tl})	Obligatoire

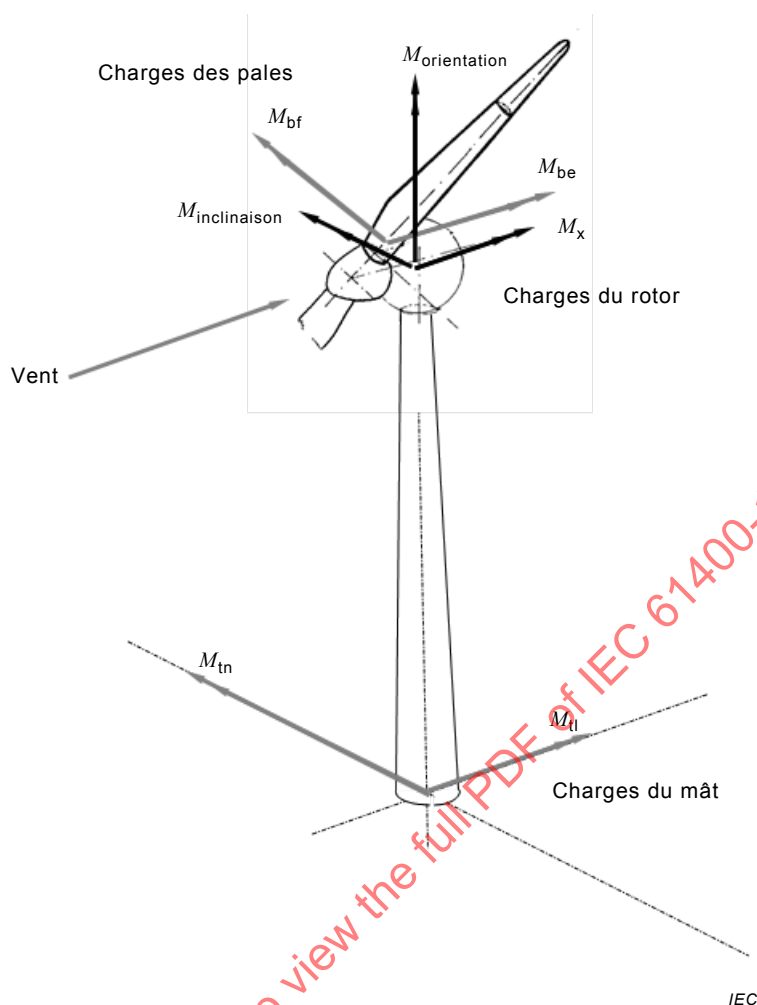


**Figure 1 – Charges fondamentales d'une éolienne:
charges de la base du mât, du rotor et des pales**

Pour les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m, des grandeurs supplémentaires sont exigées comme indiqué dans le Tableau 10. Des signaux de mesure des grandeurs données dans le Tableau 10 doivent être mis en place et, en cas de défaillance d'un ou plusieurs signaux, doivent être réparés lorsque la pratique le permet.

Le mesurage d'une deuxième pale est exigé pour vérifier le comportement similaire des pales et des étalonnages corrects. Il peut ne pas être nécessaire que ce mesurage couvre une matrice de capture entière si cela peut être démontré.

**Tableau 10 – Grandeurs de charges supplémentaires pour
les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure
à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m**

Grandeurs de charges	Niveau d'importance
Répartition du moment de flexion dans le sens de la corde des pales	2 pales obligatoires pale supplémentaire recommandée
Répartition du moment de flexion dans le sens de la traînée des pales	2 pales obligatoires pale supplémentaire recommandée
Moment de flexion dans le sens de la corde du pied de pale	2 pales obligatoires autre pale recommandée
Moment de flexion dans le sens de la traînée du pied de pale	2 pales obligatoires autre pale recommandée
Fréquence en torsion et amortissement des pales	Recommandé
Charges d'activation du pas	Une pale obligatoire
Accélération du sommet du mât dans le sens normal	Obligatoire lors de l'utilisation pour la réaction du régulateur
Accélération du sommet du mât dans le sens latéral	Obligatoire lors de l'utilisation pour la réaction du régulateur
Moment normal du milieu du mât	Recommandé
Moment latéral du milieu du mât	Recommandé
Moment normal du sommet du mât	Obligatoire
Moment latéral du sommet du mât	Obligatoire
Couple du mât	Obligatoire

6.4.3 Grandeurs météorologiques

Le Tableau 11 énumère les grandeurs météorologiques à mesurer dans les programmes de mesure des charges.

Tableau 11 – Grandeurs météorologiques

Grandeur	Niveau d'importance
Vitesse du vent à la hauteur du moyeu	Obligatoire
Cisaillage du vent vertical (en dessous de la hauteur du moyeu)	Obligatoire
Cisaillage du vent vertical (au-dessus de la hauteur du moyeu)	Recommandé
Vent dextrogyre vertical	Recommandé
Angle de courant ascendant / angle d'inclinaison du débit à proximité de la hauteur du moyeu	Recommandé
Intensité de turbulence (horizontale) à la hauteur du moyeu	Obligatoire
Direction du vent à la hauteur du moyeu	Obligatoire
Densité de l'air	Obligatoire
Intensité de turbulence (3D) à la hauteur du moyeu	Recommandé
Possibilité de givrage	Recommandé
Stabilité atmosphérique	Recommandé

6.4.4 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne

Le Tableau 12 énumère les grandeurs de fonctionnement à mesurer.

Tableau 12 – Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne

Grandeur	Niveau d'importance
Puissance électrique	Obligatoire
Vitesse du rotor ou du générateur	Obligatoire
Désalignement d'orientation	Obligatoire
Angle azimutal du rotor	Obligatoire
Position de pas de la sortie du régulateur d'éolienne à pales instrumentées	Obligatoire pour toutes les pales instrumentées Recommandé pour toutes les pales
Vitesse de pas	Obligatoire
État du frein	Obligatoire
Moment du frein (si ce n'est pas possible, pression du frein) ^a	Recommandé
État des éoliennes	Obligatoire
NOTE La vitesse de pas peut être déduite de la position de pas.	
^a Si le dispositif de freinage mécanique fait partie du système de freinage principal (par exemple, avec des éoliennes à pas fixe), le mesurage du moment du frein est obligatoire.	

Les informations sur l'état de l'éolienne (par exemple, raccordement au réseau, arrêt d'urgence, activation du système de protection, etc.) sont nécessaires pour une catégorisation correcte des données enregistrées.

Les signaux d'état de l'éolienne doivent indiquer les conditions d'activation/désactivation et de panne/absence de panne. Dans les cas où plusieurs modes de fonctionnement (par exemple, mode de bruit réduit, régulation de charge) sont déployés pendant la campagne de mesure des charges, il est recommandé d'obtenir également un signal pour permettre la détection automatique de ces modes différents.

6.5 Modifications de configuration de l'éolienne

Il convient, pendant l'essai, de n'effectuer aucune modification sur l'éolienne en essai qui influe sur les résultats d'essai. Toute modification effectuée sur l'éolienne doit être consignée dans un rapport par le fabricant et doit être incluse dans le rapport d'essai.

Le fabricant doit classer les modifications dans les catégories suivantes:

1) Modifications sans impact significatif sur les charges

Les données qui précèdent et qui suivent la modification peuvent être utilisées dans la même base de données.

2) Modifications avec impact significatif sur les charges

- Modifications provisoires: ces données doivent être exclues de la base de données.
- Modifications persistantes, bien qu'elles puissent faire l'objet d'une simulation croisée avec le même modèle de simulation après mise en œuvre de la même modification dans le modèle. Ces périodes doivent être réparties dans une base de données distincte.
- Modifications qui résolvent un problème et qui conduisent effectivement à un état de l'éolienne qu'il convient que celle-ci ait adopté auparavant. Cela doit conduire à une nouvelle campagne de mesure.

Les exigences concernant la matrice de capture (voir 6.3.5) doivent être satisfaites avec au moins une configuration lorsqu'aucune modification avec un impact significatif sur les charges n'est effectuée.

7 Instruments

7.1 Grandeurs de charges

7.1.1 Types de capteurs

Un capteur de charge est un dispositif qui mesure directement ou indirectement la charge que subit un système ou un composant. Les dispositifs types incluent, sans toutefois s'y limiter:

- les ponts de mesure de déformations;
- les cellules de mesure/tubes de couple (y compris les cellules piézoélectriques).

Pour les éoliennes, il est rarement possible de placer une cellule de mesure sur une trajectoire de charge principale. C'est la raison pour laquelle les extensomètres appliqués sur la structure sont choisis comme étant le type de capteur recommandé, et ainsi, les paragraphes suivants se concentrent sur l'utilisation d'extensomètres électriques. Si d'autres capteurs de charges sont utilisés, les exigences doivent être ajustées en conséquence. L'étalonnage des capteurs de charges s'effectue par l'application de charges quasi statiques. Il est important de bien considérer que le comportement dynamique de la structure ou du composant peut modifier cette relation de sorte que l'extensomètre indique les charges internes brutes et non les charges d'application externe. Dans l'application des extensomètres, il est particulièrement important d'éviter les effets de température des fils et la sensibilité transverse, et d'assurer une compensation de température correcte. La sensibilité transverse est la caractéristique non souhaitable d'un système de mesure à être sensible à différentes sources de charges, rendant difficile, voire impossible, la différenciation de ces sources par ce même système. Les ponts de mesure de déformations complets offrent la possibilité de réduire les sensibilités transverses et les effets de température et sont préférables pour la plupart des applications d'éoliennes. Pour permettre l'évaluation et la correction des effets de température, il est recommandé de mesurer la température superficielle à proximité des emplacements des extensomètres (voir Annexe I).

7.1.2 Choix de l'emplacement des capteurs

Dans le processus de sélection des positions des capteurs pour le mesurage des charges structurelles brutes, il est recommandé de choisir un emplacement qui

- présente une déformation élevée par niveau de charge unitaire;
- prévoit une relation linéaire entre la contrainte et la charge;
- se situe dans une zone de contrainte uniforme (c'est-à-dire non soumise à des gradients de contrainte/déformation élevés, qui évite les zones de concentrations de contraintes ou les concentrations de contraintes localisées);
- dispose d'un espace pour l'application des capteurs;
- permet une compensation de température;
- est constitué d'un matériau isotrope (par exemple, l'acier est préférable aux matériaux composites);
- est constitué d'un matériau auquel les dispositifs de mesure peuvent être fixés ou attachés facilement.

7.1.3 Mesurage des moments de flexion du pied de pale

Les moments de flexion dans le sens de la corde et dans le sens de la traînée doivent être mesurés.

Pour la protection contre les manipulations et contre la foudre, ainsi que pour la protection de l'environnement, il est recommandé de monter les capteurs à l'intérieur des pales et non sur la surface extérieure, si cela est approprié.

Il convient théoriquement d'appliquer les ponts de mesure de déformations perpendiculairement à un pied de pale quasi cylindrique, de manière à réduire au minimum les sensibilités transverses. Indépendamment de l'emplacement de montage, la sensibilité transverse doit être mesurée et doit être traitée (c'est-à-dire par une correction ou une incertitude accrue). Pour la facilité d'analyse, il convient d'orienter le jeu d'extensomètres conformément au système de coordonnées des pales.

7.1.4 Répartition du moment de flexion des pales

Elle peut être mesurée à l'aide de jeux d'extensomètres supplémentaires situés au droit d'une section placée au moins à 30 % du rayon du rotor ou aussi loin que possible jusqu'à une distance de 50 % de ce dernier. Les autres exigences de 7.1.2 et 7.1.3 s'appliquent également. Pour la répartition du moment de flexion, le système de coordonnées utilisé doit être clairement défini.

7.1.5 Fréquence en torsion/amortissement des pales

La première fréquence en torsion et l'amortissement des pales peuvent être estimés par le biais des déformations mesurées au moyen d'un pont de mesure de déformations soumis à une demi-torsion ou une torsion complète dans le cadre d'une analyse des modes de fonctionnement. La fréquence et l'amortissement ne reposant pas sur une amplitude absolue du mesurage, aucun étalonnage de ce signal n'est exigé.

7.1.6 Mesurage du moment d'orientation et d'inclinaison du rotor

Les charges de rotor asymétriques doivent être mesurées sur la trajectoire de charge principale le plus près possible du rotor.

La méthode de mesure préférentielle des moments d'orientation et d'inclinaison du rotor utilise deux ponts de flexion perpendiculaires placés sur l'arbre principal, conjointement au mesurage de la position azimutale du moyeu. Il est recommandé de positionner les extensomètres de l'arbre principal conformément à la pale de rotor instrumentée.

Sur certaines machines, il peut ne pas être possible d'appliquer les extensomètres sur l'arbre. Dans ces cas, il est nécessaire d'installer des extensomètres pour moments de flexion sur le système non tournant, sur le support de l'arbre ou au sommet du mât.

7.1.7 Mesurage du couple du rotor

Les extensomètres de mesure du couple de l'arbre principal doivent se composer d'un pont complet comportant des paires d'extensomètres placés sur les côtés opposés de l'arbre. En utilisant le pont sur un seul point de la surface de l'arbre, le cisaillement dû à la charge de flexion et à la charge transversale est interprété comme étant un couple. Lorsque les mesurages du couple sur l'arbre ne sont pas possibles, des extensomètres de flexion placés sur le sommet du mât et une position du dispositif d'orientation de la nacelle sont admis. La puissance et la vitesse du rotor ne doivent pas être utilisées comme éléments de remplacement pour mesurer le couple du rotor.

7.1.8 Mesurage de la flexion de la base du mât

Les moments de flexion à la base du mât doivent être mesurés dans deux directions perpendiculaires pour un mât tubulaire. Les moments de flexion de la base du mât doivent être mesurés au moyen de ponts de mesure de déformations complets montés à un niveau égal à 20 % de la partie inférieure de la hauteur du mât le plus près possible de la bride de fixation à la base, tout en évitant les perturbations dues aux effets de l'introduction de

charges pour la bride de fixation, les portes, etc. En règle générale, il convient de placer les extensomètres de la base du mât au moins à une distance égale à un diamètre de mât par rapport à l'emplacement de toute bride.

Dans le cas d'un mât soutenu par des haubans, des mesurages réalisés au-dessus du point de fixation des haubans peuvent se substituer aux mesurages de la base du mât. Lorsque les haubans constituent les principaux éléments structurels, il convient alors de surveiller la force de chaque câble.

Un pylône à treillis exige le mesurage des déformations sur toutes les jambes d'appui pour obtenir la charge résultante de la base du mât pour toutes les directions du vent. Une évaluation spéciale du modèle de déformation du pylône et de la conséquence pour les mesurages doit être effectuée.

7.1.9 Moments de flexion du sommet du mât

Les moments de flexion du sommet du mât doivent être mesurés au moyen de ponts de mesure de déformations complets montés à un niveau égal à 20 % de la partie supérieure du mât le plus près possible de son sommet tout en évitant les perturbations dues aux effets de l'introduction de charges. En règle générale, il convient de placer les extensomètres du sommet du mât au moins à une distance égale à un diamètre de sommet du mât en dessous de la bride correspondante. Lorsque les moments de flexion du sommet du mât permettent de déduire le couple du rotor et le moment d'inclinaison du rotor, le moment de flexion doit être mesuré au point le plus élevé possible où des mesurages fiables peuvent être effectués.

7.1.10 Moments de flexion du milieu du mât

Il convient de mesurer les moments de flexion du milieu du mât au moyen de ponts de mesure de déformations complets montés à un niveau compris entre 30 % et 70 % de la hauteur du mât. Il convient d'accorder une attention particulière aux mesurages à effectuer à une distance égale à un diamètre de mât de toute bride correspondante ou à la prise en compte des effets de la bride sur les mesurages, tels que les concentrations de contraintes ou la contrainte de la dilatation thermique du matériau de paroi du mât.

7.1.11 Couple du mât

Le couple du mât doit être mesuré au moyen de ponts de mesure de déformations complets montés à un niveau égal à 20 % de la partie supérieure du mât le plus près possible de son sommet tout en évitant les perturbations dues aux effets de l'introduction de charges. En règle générale, il convient de placer les extensomètres du sommet du mât au moins à une distance égale à un diamètre de sommet du mât en dessous de la bride correspondante.

7.1.12 Accélération du sommet du mât

Il convient d'utiliser des accéléromètres pour le mesurage de l'accélération du sommet du mât. Les accéléromètres doivent être montés sur la partie de la nacelle dont l'orientation suit celle du rotor. Il convient d'accorder une attention particulière au choix des accéléromètres afin de tenir compte de leurs caractéristiques de déphasage et d'amplitude à basse fréquence.

7.1.13 Charges d'activation du pas (côté moyeu du palier de pas)

La charge (couple ou force) qui active le pas des pales doit être mesurée côté moyeu du palier de pas. La charge peut être mesurée directement (c'est-à-dire des extensomètres ou des cellules de mesure) ou indirectement (c'est-à-dire puissance électrique et tours/minute des actionneurs ou puissance hydraulique).

7.2 Grandeurs météorologiques

7.2.1 Exigences de mesure et de mise en œuvre

Les exigences données dans l'IEC 61400-12-1 doivent être suivies pour le mesurage et la mise en œuvre de toutes les grandeurs météorologiques. L'intensité de turbulence est définie comme si elle était mesurée au moyen d'un anémomètre installé sur la hauteur du moyeu (sonique ou à godets). Si d'autres techniques de détection de la vitesse du vent sont utilisées, l'IT déduite doit être équivalente à celle mesurée par un anémomètre sonique ou à godets.

7.2.2 Possibilité de givrage

Elle peut être mesurée par mesurage de la température de l'air seule ou éventuellement combinée avec le mesurage de l'humidité relative.

7.2.3 Stabilité atmosphérique

Elle peut être mesurée par la différence entre deux mesurages de température à séparation verticale outre le mesurage de cisaillement du vent vertical. Étant donné que la différence de température est faible, il est préférable de mesurer la différence de température directement au lieu de mesurer deux températures de façon indépendante.

7.3 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne

7.3.1 Puissance électrique

La puissance électrique de sortie d'une éolienne peut être mesurée en tout point correctement décrit. Il est recommandé de mesurer la puissance électrique conformément à l'IEC 61400-12-1. La puissance de sortie du régulateur de l'éolienne est acceptable.

7.3.2 Vitesse du rotor ou du générateur

La vitesse du rotor peut être mesurée sur l'arbre lent ou l'arbre rapide. Lorsque la vitesse du rotor est mesurée sur l'arbre lent, il convient également de réaliser une résolution de vitesse suffisamment élevée. Lorsque la vitesse du rotor est mesurée sur l'arbre rapide, il convient également de s'assurer que la fréquence d'échantillonnage est suffisamment élevée pour obtenir le signal. La puissance de sortie du régulateur de l'éolienne est acceptable.

7.3.3 Désalignement d'orientation

Il doit être déduit de la direction du vent et de la position du dispositif d'orientation. La position du dispositif d'orientation peut provenir du régulateur uniquement si des vérifications par étalonnage sont effectuées de manière régulière. Il convient d'accorder une attention particulière à la transition $360^\circ - 0^\circ$ et à l'emplacement de la plage d'insensibilité, lorsqu'il existe. D'autres techniques de mesure peuvent être utilisées, lorsqu'il est documenté que l'exactitude et l'incertitude de la technique de mesure sont équivalentes ou meilleures que celles du mesurage effectué à partir de la direction du vent et de la position du dispositif d'orientation.

7.3.4 Angle azimutal du rotor

Il doit être mesuré sur l'arbre lent, l'arbre rapide (avec réinitialisation de l'arbre lent) ou fourni par le régulateur de l'éolienne. Lorsque le signal du régulateur est utilisé, la latence doit être évaluée et traitée. Il convient d'accorder une attention particulière à la transition $360^\circ - 0^\circ$.

7.3.5 Position de pas

L'angle de pas des pales doit être mesuré directement par un codeur ou fourni par le régulateur de l'éolienne. Lorsque le signal du régulateur est utilisé, la latence doit être évaluée et traitée.

7.3.6 Vitesse de pas

Elle doit être mesurée directement ou déduite de la position de pas au cours du post-traitement des données.

7.3.7 Moment du frein

La méthode de mesure du moment du frein dans les meilleures conditions dépend de la configuration de l'éolienne. Exemples: vérification de la pression du frein (pression hydraulique ou pression de ressort) avec le coefficient de frottement admis par hypothèse, mesurage du bras de réaction du couple, par le mesurage du couple de l'arbre des deux côtés du frein ou par une analyse du temps de décélération.

7.3.8 État des éoliennes

L'état de l'éolienne peut être mesuré au moyen des signaux du régulateur (c'est-à-dire le raccordement au réseau, l'arrêt d'urgence, l'activation du système de protection).

7.3.9 État du frein

Il doit être mesuré directement (c'est-à-dire capteur de proximité) ou indirectement (pression du frein ou régulateur d'éolienne, auquel cas il est nécessaire d'évaluer la latence).

7.4 Système d'acquisition de données

7.4.1 Généralités

Il permet d'obtenir des signaux analogiques provenant d'une ou de plusieurs sources et de les convertir en signaux numériques pour analyse ou transmission par des dispositifs terminaux tels que des calculateurs numériques, des enregistreurs ou des réseaux de communications. La capacité du système d'acquisition de données à préserver l'exactitude et l'intégrité des signaux constitue la principale mesure de la qualité du système. Les détails de configuration du système d'acquisition de données sont donnés à l'Annexe G.

7.4.2 Résolution

La résolution du convertisseur A/N constitue la mesure fondamentale de l'exactitude du système d'acquisition de données. Le nombre de bits de ce convertisseur détermine la résolution du système. Pour le mesurage des charges mécaniques appliquées sur les éoliennes, la résolution minimale du convertisseur A/N du système d'acquisition de données doit être de 12 bits.

7.4.3 Lissage

Le système d'acquisition de données doit comporter une protection contre le repliement sur toutes les voies de charges. La protection contre le repliement a deux objectifs d'importance équivalente: le premier objectif consiste à empêcher la création de composantes de fréquence repliées dans la plage de fréquences spécifiée et le second objectif consiste à échantillonner les formes d'ondes d'entrée avec une fidélité suffisante pour soutenir l'objectif d'essai. Les détails des méthodes de lissage analogiques sont donnés à l'Annexe G.

Pour chaque voie analogique de la campagne de mesure, les éléments suivants doivent être consignés dans un rapport:

- résolution A/N;
- fréquence d'échantillonnage, F_s ;
- type de filtre de lissage ou stratégie de lissage (si numérique);
- réglage de la fréquence de coupure pour le filtre, F_c .

8 Détermination des facteurs d'étalonnage

8.1 Généralités

En règle générale:

- La norme considère la réalisation d'étalonnages linéaires. Pour la plupart des situations, ce principe s'applique. L'application de coefficients d'étalonnage non linéaires ou l'ajout d'une certaine incertitude liée aux mesurages permet de traiter tout comportement non linéaire.
- Tous les éléments de la chaîne de mesure doivent être étalonnés.
- Il convient de réaliser les étalonnages avec les mêmes instruments qui servent à enregistrer les données d'essai.

Différentes méthodes sont utilisées pour déterminer le décalage et la sensibilité de plusieurs capteurs.

Le processus d'étalonnage représente la caractérisation de la chaîne de mesure (capteur, câblage, électronique, etc.) par rapport à un étalon externe connu. Le choix de la méthode d'étalonnage est en grande partie déterminé par le choix de l'étalon externe et doit tenir compte des facteurs suivants. Il convient que la méthode d'étalonnage:

- couvre la plus grande partie possible de l'étendue de mesure;
- réduise les perturbations au minimum;
- puisse être répétée;
- permette de déterminer à la fois la pente, le décalage et, si nécessaire, la diaphonie du signal.

Le meilleur moyen d'assurer l'exactitude de mesure consiste à mesurer la réponse de voie complète directement en utilisant une référence externe qui produit un résultat connu. Cette technique permet l'étalonnage commun de toutes les composantes le long du chemin de données, et l'exactitude du chemin de données complet peut aussi être déterminée. Pour de nombreux types de mesurages, il n'est pas possible d'étalonner directement le chemin de mesure complet de façon simultanée. Une variante exige un étalonnage séparé des composantes du système.

Le reste du présent article décrit les exigences concernant les étalonnages uniques pour les essais de charges mécaniques.

8.2 Étalonnage des voies de charges

8.2.1 Généralités

Le Paragraphe 8.2 décrit les méthodes d'étalonnage propres aux capteurs de charges dans le Tableau 13. Des détails supplémentaires concernant l'étalonnage des voies de charges sont donnés à l'Annexe H.

Il existe plusieurs méthodes d'étalonnage des capteurs de charges, et il est recommandé d'utiliser deux méthodes ou plus afin de vérifier les résultats d'étalonnage. Les méthodes d'étalonnage appropriées sont les suivantes:

- utilisation de charges gravitationnelles;
- étalonnage analytique;
- application de charges externes.

La méthode préférentielle utilisée pour l'étalonnage est celle qui génère l'incertitude globale la plus faible et qui représente un facteur:

- d'exactitude des informations utilisées;
- de la plage de charges couverte par l'étalonnage.

De plus, la faisabilité et le coût des méthodes influent sur le choix de la méthode d'étalonnage à utiliser.

Tous les étalonnages doivent être réalisés à des vitesses du vent faibles afin de réduire au minimum la charge aérodynamique de l'éolienne, et à une vitesse de rotation faible et constante afin de réduire au minimum les effets d'inertie et les forces aérodynamiques.

Dans le cas où les charges gravitationnelles servent à l'étalonnage d'un capteur de charge, les informations utilisées pour déduire les charges appliquées doivent être fournies par le fabricant.

Tableau 13 – Résumé des méthodes d'étalonnage appropriées

Grandeur mesurée	Méthode analytique	Charge externe	Gravité
Moments de flexion des pales		S	S, O
Couple de l'arbre principal ^a	S	S	
Flexion de l'arbre principal	S	S	S, O
Moments de flexion du mât	S	S	S, O
Couple du mât ^a	S	S	
S = convient à la pente			
O = convient au décalage			
^a Pour les méthodes appropriées à la détermination du décalage, voir 8.2.3.4 et 8.2.5.			

8.2.2 Moments de flexion des pales

8.2.2.1 Étalonnage analytique

Généralement, l'étalonnage analytique n'est pas réalisable pour l'étalonnage des moments de flexion des pales étant donné que les propriétés des matériaux ne sont pas bien connues.

8.2.2.2 Charges gravitationnelles

L'étalonnage gravimétrique des capteurs de flexion des pales exige de connaître le moment massique des pales au niveau de la section instrumentée. Cela est réalisé par l'exposition du capteur à un moment bien défini occasionné par la gravité. Cela peut être effectué par la mise au ralenti du rotor à différents angles de pas, ou par la fixation de la pale en position horizontale et son inclinaison longitudinale selon différents angles de pas.

8.2.2.3 Charges externes

Pendant l'étalonnage des capteurs des moments de flexion des pales avec une charge externe, une charge connue est appliquée à un emplacement connu le long de la pale et dans une direction également connue.

8.2.3 Moments de l'arbre principal

8.2.3.1 Étalonnage analytique

Il est effectué par une mise à l'échelle de la sortie du capteur avec les déformations des matériaux via le coefficient de traction, la configuration du pont et la chaîne de mesure, puis par une mise à l'échelle des déformations mesurées avec les moments en utilisant la géométrie des sections et les propriétés des matériaux.

Tout étalonnage analytique peut être réalisé sur des arbres avec des propriétés de sections quasi constantes, et ainsi uniquement pour les surfaces avec des facteurs de concentration de contraintes peu élevés.

8.2.3.2 Charges gravitationnelles (flexion uniquement)

Avec les arbres tournants, les facteurs de mise à l'échelle peuvent être déterminés à partir du moment de surplomb occasionné par le rotor au niveau de la section de calibrage au cours d'une rotation lente du rotor. La sensibilité du signal peut être déterminée à partir de la plage de signaux. Le décalage du signal peut être déterminé à partir des signaux moyennés azimutaux au cours de la rotation lente du rotor. Comme indiqué en 8.2, la plage de moments prévue à l'emplacement de mesure au cours d'une rotation lente du rotor doit être fournie par le fabricant de l'éolienne.

8.2.3.3 Charge externe

Lors d'un étalonnage par application d'une charge externe, les facteurs de mise à l'échelle sont déterminés par l'application du moment connu sur l'arbre principal (par exemple, par la mise en place d'une pale à l'aide d'une cellule de mesure étalonnée) et par l'enregistrement de la réponse du capteur aux moments appliqués.

Si la charge externe ne peut être appliquée que dans une seule direction et si la structure est géométriquement symétrique, les facteurs de mise à l'échelle obtenus peuvent également être utilisés pour d'autres directions (par exemple, en appliquant le moment d'inclinaison sur un arbre non tournant afin d'étalonner le moment d'orientation sur ce même arbre).

8.2.3.4 Étalonnage du couple par la puissance et la vitesse du rotor

Outre les méthodes, mentionnées précédemment, d'application d'une charge externe ou de réalisation d'un étalonnage analytique, le couple du rotor peut également être étalonné par le mesurage de la puissance de sortie et de la vitesse du rotor, en tenant compte du rendement de la transmission et de la puissance consommée de l'éolienne.

Le décalage du signal du couple de l'arbre peut être déterminé par des rotations lentes à une vitesse du vent faible inférieure à $v_{\text{démarrage}}$.

8.2.4 Moments de flexion du mât

8.2.4.1 Charges gravitationnelles

Généralement, le centre de gravité de la nacelle et du rotor ne se situe pas directement au-dessus de l'axe neutre du mât. Ce décalage génère un moment communément appelé moment de surplomb qui peut être utilisé pour l'étalonnage des capteurs de flexion du mât.

L'étalonnage gravimétrique des capteurs de flexion du mât exige de connaître le moment massique de la tête de la machine (nacelle et rotor) par rapport à l'axe du mât. Des rotations d'orientation à 360 degrés¹ de la nacelle exposent chaque capteur au moment gravimétrique négatif et positif intégral au cours d'une révolution.

Cette méthode est principalement utile pour les capteurs de sommet du mât. Au bas du mât, le moment gravimétrique est habituellement trop faible par comparaison avec les charges opérationnelles à utiliser pour l'étalonnage. Dans ce cas, la méthode doit servir uniquement à la vérification de l'étalonnage.

¹ Le moment gravimétrique peut dépendre de l'angle de pas des pales.

8.2.4.2 Étalonnage analytique

Il est effectué par une mise à l'échelle de la sortie du capteur avec les déformations des matériaux via le coefficient de traction et la configuration du pont de mesure de déformations, puis par une mise à l'échelle des déformations mesurées avec les moments en utilisant la géométrie des sections et les propriétés des matériaux.

8.2.4.3 Charges externes

En variante, le mât peut être chargé au moyen d'une charge externe connue à un emplacement et dans une direction définis.

8.2.4.4 Décalage

Le décalage des capteurs de flexion du mât doit être déduit des rotations d'orientation à 360° dans des conditions de très faible vitesse du vent. La valeur moyenne de la sortie des capteurs au cours de la rotation d'orientation est la valeur de décalage.

8.2.5 Couple du mât

8.2.5.1 Étalonnage analytique

Il est effectué par une mise à l'échelle de la sortie du capteur avec les déformations des matériaux via le coefficient de traction, la configuration du pont et la chaîne de mesure, puis par une mise à l'échelle des déformations mesurées avec les moments en utilisant la géométrie des sections et les propriétés des matériaux. Un étalonnage analytique peut être réalisé uniquement pour les surfaces avec des facteurs de concentration de contraintes peu élevés.

8.2.5.2 Charges externes

Lors d'un étalonnage par application d'une charge externe, le mât peut être chargé par la mise en place d'une pale avec une force connue à un emplacement et dans une direction définis.

8.2.5.3 Décalage

Le décalage du capteur de couple du mât peut être déduit des données acquises dans des conditions de vent faible avec l'éolienne immobilisée, ou peut également être déduit des rotations d'orientation à 360° dans des conditions de faible vitesse du vent.

8.3 Étalonnage des voies autres que des voies de charges

8.3.1 Angle de pas

L'étalonnage de l'angle de pas est réalisé par rapport à un repère de référence au niveau du pied de pale (normalement 0°), qui peut également être utilisé comme référence pour la mise en place des capteurs de flexion des pales. Toutes les pales instrumentées doivent être inclinées longitudinalement en au moins 2 positions bien définies auxquelles la sortie du signal et l'angle réel peuvent être corrélés. Il convient que les deux positions soient éloignées l'une de l'autre d'au moins 80°. Il convient également de réaliser l'étalonnage du repère de référence par rapport à un point d'origine physique ou, en variante, cela doit être étalonné par rapport à la documentation disponible. Lorsque l'angle de pas est mesuré via le régulateur de l'éolienne, des contrôles doivent être effectués de manière régulière afin de vérifier la pente et le décalage.

8.3.2 Angle azimutal du rotor

La pente du signal est déduite généralement en effectuant quelques rotations lentes de l'arbre et par la mise à l'échelle de la plage de signaux du signal en dents de scie ou du

nombre d'impulsions afin de correspondre à la plage de 360 degrés, ou en comptant le nombre d'impulsions au cours d'une révolution du rotor.

Pour la dérivation du décalage, il existe quelques méthodes qui utilisent:

- un niveau sur une surface définie de l'arbre ou du moyeu,
- un inclinomètre sur une surface définie de l'arbre ou du moyeu,
- des positions azimutales du rotor définies par l'application du verrou du rotor,
- les signaux des moments de flexion des pales et la localisation des valeurs maximales et minimales au cours d'une rotation lente du rotor.

8.3.3 Angle d'orientation

La position du dispositif d'orientation de la nacelle peut être étalonnée par pointage de l'arbre principal (qui est souvent aligné sur la nacelle) à des points de repère éloignés et en utilisant les coordonnées des points de repère et de l'éolienne pour calculer le palier du rotor. Il convient d'utiliser un compas magnétique avec le plus grand soin. La même référence externe et la même méthode (par exemple points de repère utilisant une carte, points de repère utilisant un système mondial de navigation par satellite, nord magnétique) et le même système de coordonnées doivent être utilisés pour l'étalonnage de la direction du vent et de l'angle d'orientation.

8.3.4 Direction du vent

Elle peut être étalonnée par pointage de la girouette à des points de repère éloignés et en utilisant les coordonnées des points de repère et de la girouette pour calculer le palier de cette dernière, ou par alignement de la girouette sur la flèche et détermination de la direction de cette même flèche après l'installation définitive. Il convient d'utiliser un compas magnétique avec le plus grand soin. La même référence externe et la même méthode (par exemple points de repère utilisant une carte, points de repère utilisant un système mondial de navigation par satellite, nord magnétique) et le même système de coordonnées doivent être utilisés pour l'étalonnage de la direction du vent et de l'angle d'orientation.

8.3.5 Charges d'activation du pas

La méthode d'étalonnage des charges d'activation du pas dépend de la méthode de mesure utilisée. Si la charge est mesurée par:

- des extensomètres, un étalonnage analytique doit permettre de dériver la sensibilité. Pour la dérivation de la valeur de décalage, des mesurages doivent être effectués dans des conditions de vent faible avec l'éolienne à l'arrêt et la pale pointant à la verticale vers le bas;
- le courant, des instruments étalonnés doivent être utilisés pour déterminer la sensibilité et le décalage;
- la pression, des instruments étalonnés doivent être utilisés en combinaison avec la géométrie des actionneurs pour dériver la sensibilité et le décalage;
- les signaux du régulateur, la sensibilité utilisée par le régulateur doit être appliquée. La valeur de décalage doit être déduite dans des conditions de vent faible, avec l'éolienne à l'arrêt et la pale pointant à la verticale vers le bas.

8.3.6 Moment du frein

La méthode d'étalonnage applicable au moment du frein dépend de la méthode de mesure utilisée. Si la charge est mesurée par:

- des extensomètres, un étalonnage analytique doit permettre de dériver la sensibilité. Pour la dérivation de la valeur de décalage, des mesurages doivent être utilisés lorsque le frein n'est pas appliqué;

- la pression, des instruments étalonnés doivent être utilisés en combinaison avec un coefficient de frottement admis par hypothèse.

9 Vérification des données

9.1 Généralités

La vérification des données a un double objectif:

- S'assurer du mesurage correct des signaux (par exemple, facteur d'étalonnage correct appliqué, etc.). Les résultats de cette vérification doivent être consignés dans le rapport d'essai.
- Vérifier que les données acquises restent valides et que les problèmes sont identifiés rapidement. Pour ces contrôles, seuls les contrôles de vérification appliqués (et non leurs résultats) et leur fréquence doivent être consignés dans le rapport d'essai.

La validité des grandeurs mesurées et des grandeurs calculées, par exemple les charges de rotor résultantes issues des mesurages des moments de flexion de l'arbre, doit être vérifiée afin d'exclure les enregistrements erronés éventuels. Seules les données valides doivent être utilisées dans une analyse ultérieure.

Généralement, les données doivent être rejetées si elles ne satisfont pas aux critères relatifs à l'étalonnage et aux plages opérationnelles des capteurs, ainsi qu'au bruit.

Il convient d'effectuer la vérification de première phase des séries temporelles mesurées au cours de la mise en service du programme de mesure, cette vérification étant basée sur des enregistrements aux fréquences d'échantillonnage spécifiées ou à des fréquences plus élevées. Il est recommandé d'effectuer des contre-vérifications par rapport aux résultats de simulation à cette étape.

Si des données valides ont été enregistrées dans des conditions anormales (de l'éolienne ou d'environnement, telles que la présence de glace sur les pales ou un changement extrême de direction du vent), il convient de les répartir dans une catégorie spéciale en vue d'une analyse ultérieure éventuelle et il convient par ailleurs qu'elles ne fassent pas partie de la matrice de capture pour un fonctionnement normal.

Tout filtre de données ou les critères de rejet éventuels doivent être clairement documentés dans le rapport de mesure des charges.

Pendant la période de mesure, les données doivent faire l'objet d'une vérification régulière afin d'assurer une grande qualité et la répétabilité des résultats d'essai.

9.2 Contrôles de vérification

9.2.1 Généralités

Le Paragraphe 9.2 fournit les exigences et les recommandations concernant les contrôles de vérification qui peuvent être utilisés pour satisfaire aux exigences de vérification des données.

Les contrôles suivants sont applicables à toutes les grandeurs mesurées:

- Les valeurs de mesure hors des limites de fonctionnement des capteurs, et le système de transmission et d'acquisition de données doivent être exclus.
- Il convient d'accorder une attention particulière aux conditions climatiques ou de fonctionnement extrêmes.

- Les données valides doivent être basées sur des étalonnages appropriés tels que décrits à l'Article 8. La première partie de la vérification des données consiste en un contrôle formel de la bonne exécution des étalonnages.
- La dérive des capteurs peut être identifiée à partir des statistiques de données mesurées. En cas de dérive du décalage d'un capteur, les données de fonctionnement normal peuvent être dispersées ou présenter deux droites de tendance ou plus lors du traçage des valeurs moyennes sur 10 min en fonction de la vitesse du vent. La dérive du zéro due à la température doit être vérifiée, documentée et prise en compte. En cas d'application d'une correction des données, celle-ci doit être consignée dans un rapport et prise en compte lors des estimations de l'incertitude. La meilleure méthode d'identification de la dérive consiste à contrôler les niveaux de signaux dans des conditions de faible vitesse du vent (voir également Annexe I).
- Application erronée des constantes d'étalonnage des capteurs: il convient d'accorder une attention particulière aux changements apportés aux capteurs et aux paramètres d'amplification ou d'acquisition pendant la période de mesure.
- Il convient de vérifier le contenu de fréquence des signaux afin de s'assurer que les fréquences correctes se manifestent (fréquences propres, fréquences relatives à la vitesse de rotation) et d'obtenir une indication du rapport signal/bruit et de la source de bruit le cas échéant.
- Présence de bruit: il convient que les données valides ne soient pas affectées par le bruit à un degré tel que la relation signal/bruit cible n'est pas satisfaite pour toute fréquence significative du signal correspondant. Des actions correctives peuvent être essentielles pour compenser la présence de bruit.
- Les données doivent être vérifiées pour déterminer la présence de pics. Pour chaque voie de mesure, un seuil doit être défini qui caractérise un pic affecté au bruit. Les pics isolés peuvent être recouverts par l'application des deux mesurages valides adjacents et l'utilisation d'une formule d'interpolation. Il convient de rejeter les enregistrements contenant de nombreux pics isolés ou pics adjacents non recouvrables. Lorsque les pics sont supprimés des séries de données, la procédure doit être enregistrée. Les ensembles de données où des pics ont été détectés ne doivent pas être utilisés pour les statistiques sommaires de cette voie, à moins que les pics n'aient été corrigés.
- Les données doivent être examinées pour déterminer la présence de méplats/désexcitations. Les critères de rejet varient pour chaque signal.
- Différences non réalistes entre des grandeurs comparables: dans plusieurs cas, les enregistrements des deux jeux de capteurs indépendants doivent être comparés. Si des différences inexplicables sont observées, les instruments doivent faire l'objet d'une nouvelle vérification et il convient d'exclure les données suspectes.
- Les séries temporelles de données peuvent être acceptées comme valides bien que certaines voies ne le soient pas, à condition que ces autres voies ne soient pas mentionnées comme grandeurs obligatoires dans le Tableau 9, le Tableau 11 et le Tableau 12. Ces ensembles de données peuvent ainsi être utilisés pour satisfaire aux exigences concernant la matrice de capture.

9.2.2 Moments des pales

Des exemples de contrôles de vérification des moments des pales sont donnés ci-dessous:

- Il convient que les moments de flexion correspondent aux moments gravimétriques lorsque l'éolienne est au ralenti à une vitesse du vent faible.
- Lorsque le moment de flexion de deux pales ou plus est mesuré, il convient que les moments de flexion des différentes pales à un même rayon d'éloignement par rapport au centre du moyeu aient la même moyenne et le même écart-type sur 10 min.
- En dessous de la vitesse du vent assignée, il convient que la somme des valeurs moyennes sur 10 min des moments de flexion dans le plan au niveau des pieds de pales multipliée par un facteur qui dépend du diamètre du rotor et de l'emplacement des extensomètres soit proche du couple de l'arbre principal:

$$M_x \approx \frac{R}{R - 1,5 \cdot R_g} \cdot \frac{B}{L} \cdot \sum_{i=1}^L M_{bi,i} \quad (3)$$

où

M_x est le couple moyen sur 10 min de l'arbre principal (Nm);

$M_{bi,i}$ est le moment de flexion dans le plan moyen sur 10 min du pied de la pale i (Nm);

B est le nombre de pales de l'éolienne;

L est le nombre de pales instrumentées pour les moments de flexion du pied de pale;

R est le rayon du rotor (m);

R_g est le rayon de l'emplacement des extensomètres (m).

Cette équation part de l'hypothèse que le centre de la force aérodynamique agit à $2/3R$.

- Au cours d'une rotation lente du rotor, il convient que la phase du signal des pales corresponde à la séquence de ces mêmes pales.
- Lors d'un balayage de pas, il convient que la synchronisation des signaux de pales corresponde à la position circonférentielle des extensomètres utilisés pour les mesurages.

9.2.3 Arbre principal

Des exemples de contrôles de vérification des signaux de l'arbre principal sont donnés ci-dessous:

- La puissance de sortie peut être vérifiée par rapport au signal du couple de l'arbre principal à la puissance assignée. À l'aide de l'équation suivante:

$$P = M_x \cdot \Omega \cdot \eta \quad (4)$$

où

M_x est le couple de l'arbre principal (Nm);

Ω est la vitesse du rotor (rad/s);

η est le rendement des composants entre le point de mesure du couple de l'arbre principal et le point de mesure de la puissance.

- Il convient que les deux moments de flexion de l'arbre principal, éloignés d'une phase azimutale de 90° aient la même moyenne et la même amplitude lorsque l'éolienne est au ralenti à une vitesse du vent faible. Il convient que les valeurs moyennes des deux moments de flexion de l'arbre principal soient proches de zéro lorsque l'éolienne est au ralenti à une vitesse du vent faible. Il convient que le déphasage entre les signaux du cadre tournant corresponde à l'angle entre les deux ponts de mesure de déformations.
- Il convient que le moment d'orientation au niveau de l'arbre principal et le couple du sommet du mât soient proches l'un de l'autre. Il convient, respectivement, que le moment d'inclinaison au niveau de l'arbre principal et le moment d'inclinaison équivalent au niveau du sommet du mât suivent les mêmes tendances tandis qu'il convient que le moment latéral du sommet du mât soit proche du signal de couple de l'arbre principal.

9.2.4 Mât

Des exemples de contrôles de vérification des signaux du mât sont donnés ci-dessous:

- Il convient d'effectuer une rotation d'orientation à une vitesse du vent faible (< 4 m/s) à des intervalles définis. Il convient que les moments de flexion du mât au même niveau affichent des données approximativement sinusoïdales (décalage selon un certain angle) dont il convient qu'elles aient la même moyenne et la même amplitude lorsque l'éolienne est inclinée longitudinalement à un angle de 360° à une vitesse du vent faible. Il convient que l'amplitude représente le moment de surplomb du rotor de la machine. Il convient que

les valeurs moyennes des deux moments de flexion du mât soient proches de zéro lorsque l'éolienne est inclinée longitudinalement à un angle de 360° à une vitesse du vent faible. Il convient que la position du dispositif d'orientation à laquelle se produit chaque signal de flexion maximum et minimum corresponde à l'emplacement circonférentiel des extensomètres.

Une série temporelle contenant une rotation d'orientation peut être utilisée pour vérifier le caractère approprié de la transformation des coordonnées des moments de flexion du mât. Il convient que tous les moments de flexion du cadre de coordonnées de la nacelle soient relativement constants, de même qu'il convient qu'un signal transformé soit proche de zéro et que l'autre signal soit égal au moment de surplomb du rotor de la machine.

- La courbe de C_t par rapport à la vitesse du vent peut être vérifiée pour déterminer les valeurs réalistes.

10 Traitement des données mesurées

10.1 Généralités

L'Article 10 décrit les exigences de post-traitement qui permettent de déduire les résultats qui doivent être consignés dans un rapport. Les éléments suivants sont plus particulièrement traités: analyse des séries temporelles, statistiques de charges, sommaires, spectres de charges basés sur les plages de comptage des demi-cycles et estimation des charges équivalentes.

Une des premières étapes du traitement des données peut consister à calculer les grandeurs de mesure exigées issues des signaux mesurés (c'est-à-dire densité de l'air issue de la température et de la pression ou charges de rotor non tournant issues de signaux tournants). Le post-traitement qui est décrit ci-dessous est effectué sur les grandeurs mesurées exigées et pas nécessairement les signaux mesurés.

10.2 Grandeurs de charges fondamentales

Les données de séries temporelles étalonnées et validées constituent la matière première d'une campagne de mesure de charges. Toutefois, ces séries temporelles doivent faire l'objet d'un post-traitement afin de fournir des statistiques sommaires, des charges équivalentes des dommages et des spectres cumulés de comptage des demi-cycles afin d'associer un indice aux ensembles de données réels.

Pour les grandeurs de charges fondamentales (Tableau 9), les éléments suivants doivent être calculés pour tous les ensembles de données de fonctionnement normal:

- les statistiques enregistrées sur 10 min (valeurs minimale et maximale, moyenne et écart-type);
- les statistiques étalonnées sur 10 min pour chaque échantillonnage de la vitesse du vent de la matrice de capture;
- la charge équivalente des dommages sur 10 min pour un exposant de fatigue unique;
- le spectre cumulé de comptage des demi-cycles pour tous les ensembles de données de fonctionnement normal.

10.3 Grandeurs de charges pour des éoliennes de plus grande dimension

Pour les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m, il est également nécessaire que les grandeurs de mesure supplémentaires données dans le Tableau 10 fassent l'objet d'un post-traitement. Pour les grandeurs de charges supplémentaires, l'analyse exigée présentée en 10.2 doit être appliquée.

Étant donné que les grandeurs autres que les grandeurs de charges telles que la fréquence en torsion et l'amortissement des pales, l'accélération normale du sommet du mât (également communément appelée accélération longitudinale ou sous le vent), l'accélération latérale du sommet du mât (également communément appelée accélération juxtaposée ou perpendiculaire au vent) portent principalement sur la dynamique, le post-traitement peut donc se limiter à:

- l'écart-type sur 10 min du signal,
- la moyenne des écarts-types étalonnés sur 10 min pour chaque échantillonnage de la vitesse du vent de la matrice de capture,
- l'identification des fréquences propres de l'éolienne qui utilisent la DSP des ensembles de données fournis comme exemples dans des conditions de fonctionnement ou de ralenti, ou lors d'un événement transitoire.

10.4 Détection des tendances de la vitesse du vent

Une variation lente de la vitesse du vent, par exemple une augmentation constante de la vitesse du vent dans un ensemble de données sur 10 min, ne fait pas partie des modèles de champs de vent simulés communs et génère une intensité de turbulence élevée non représentative. Dans ce cas, la corrélation entre les charges et l'intensité de turbulence peut être trompeuse. Les ensembles de données de tendances ne doivent pas être rejetés, de même que la vitesse du vent ne doit pas être exonérée de tendances. Les paramètres qui indiquent le degré de tendance de la vitesse du vent doivent être consignés dans un rapport.

Les méthodes de détection de données de tendances doivent être basées sur un filtrage de type passe-haut afin de détecter l'influence sur l'intensité de turbulence occasionnée par les variations de la vitesse du vent à basse fréquence. Toute méthode de détection utilisée doit être décrite de manière détaillée dans le rapport.

L'Annexe F fournit des exemples des différentes méthodes de détection de tendances, ainsi que les paramètres qui peuvent être calculés pour indiquer si les ensembles de données contiennent des tendances de vitesse du vent.

Des effets similaires peuvent également apparaître pour d'autres grandeurs météorologiques (telles que le cisaillement du vent, un vent dextrogyre). D'autres données qui ne sont pas reproductibles en simulation telles que l'activité du dispositif d'orientation, etc. doivent être prises en compte. Le fabricant doit inclure tous ces effets pour une corrélation correcte entre les données de mesure et les données de simulation lors de la validation des modèles.

10.5 Statistiques

Pour chaque fichier sur 10 min, les statistiques correspondantes (moyenne, valeurs maximale et minimale et écart-type) doivent être calculées pour tous les signaux.

Pour les signaux qui constituent des mesurages angulaires utilisant la transition $360^\circ - 0^\circ$ (position du dispositif d'orientation de la nacelle, position azimutale du moyeu, direction du vent), il convient d'utiliser la direction de la moyenne du vecteur unitaire pour calculer la moyenne du signal, et il convient de s'assurer qu'aucun point de donnée n'est échantillonné au cours de la transition $360^\circ - 0^\circ$.

10.6 Comptage des demi-cycles

Pour déterminer les charges équivalentes des dommages (DEL) et les spectres cumulés de comptage de demi-cycles, les séries temporelles de grandeurs de charges doivent faire l'objet d'un comptage des demi-cycles. Pour la présente norme, seules les plages doivent être utilisées et les moyennes doivent être ignorées dans le post-traitement ultérieur.

La méthode utilisée doit être consignée clairement dans un rapport avec les paramètres utilisés, y compris:

- la référence à la méthode de comptage des demi-cycles appliquée,
- le nombre d'échantillonnages de plages utilisés,
- l'utilisation et la valeur du seuil de plage minimum.

Le nombre de divisions de la plage de charges doit être au moins égal à 100 afin d'obtenir une résolution suffisante. Les demi-cycles restants doivent être comptés comme une valeur de 0,5.

10.7 Spectre cumulé de comptage des demi-cycles

Les comptages des demi-cycles d'enregistrements individuels sur 10 min doivent être regroupés afin de former un spectre cumulé de comptage des demi-cycles unique pour la production électrique propre à chaque grandeur de charge. Le spectre cumulé de comptage des demi-cycles est déterminé par la somme de tous les comptages des demi-cycles individuels de chaque fichier dans la matrice de capture de la production électrique. Ce spectre n'est pas destiné à estimer la durée de vie en fatigue de l'éolienne, et ainsi aucune pondération de la vitesse du vent ou de la turbulence n'est appliquée, et la durée de vie théorique de l'éolienne n'est pas utilisée.

10.8 Charge équivalente des dommages

La charge équivalente est la plage de comptage des demi-cycles moyenne pondérée, la pente de la courbe S-N, m , pour le matériau correspondant étant l'exposant de pondération. Il est admis par hypothèse que les propriétés de fatigue des matériaux sont décrites par une formulation bilogarithmique telle que

$$N = C \cdot S^{-m} \quad (5)$$

où

N est le nombre de cycles avant défaillance au niveau de la plage de charges S ;

C et m sont les propriétés des matériaux.

Il convient que la pente de la courbe S-N, m , représente les matériaux correspondants, par exemple, les valeurs de 3 ou 5 pour l'acier soudé, 6 ou 8 pour la fonte nodulaire et 10 ou 12 pour le plastique renforcé avec de la fibre de verre.

La charge équivalente des dommages à 1 Hz pour une série temporelle sur 10 min est définie par l'expression:

$$R_{eq} = \left(\sum R_i^m \cdot n_i / 600 \right)^{1/m} \quad (6)$$

où

R_{eq} est la charge équivalente des dommages sur 10 min à 1 Hz;

R_i est la charge du $i^{\text{ème}}$ échantillonnage de plage du spectre de charges de fatigue;

n_i est nombre de cycles du $i^{\text{ème}}$ échantillonnage de plage du spectre de charges de fatigue;

m est la pente de la courbe S-N pour le matériau correspondant.

10.9 Échantillonnage de la vitesse du vent

Les données statistiques peuvent faire l'objet d'un traitement ultérieur par l'application de la "méthode des échantillonnages", en utilisant des échantillonnages de 1,0 m/s et par calcul

des valeurs moyennes de la vitesse du vent et des paramètres concernés pour chaque échantillonnage de la vitesse du vent selon les équations:

$$v_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} v_{i,j}$$

$$x_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} x_{i,j} \quad (7)$$

où

v_i est la vitesse du vent moyennée par échantillonnage dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i ;

$v_{i,j}$ est la vitesse du vent moyennée sur 10 min de l'ensemble de données j dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i ;

x_i est la variable moyennée par échantillonnage concernée dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i ;

$x_{i,j}$ est la variable moyennée sur 10 min de l'ensemble de données j dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données sur 10 min dans l'échantillonnage de la vitesse du vent i .

L'écart-type des moyennes est calculé par:

$$\sigma_{x_i} = \sqrt{\frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} (x_{i,j} - x_i)^2} \quad (8)$$

où

σ_{x_i} est l'écart-type de la moyenne de l'échantillonnage de la vitesse du vent i .

La valeur minimale absolue est calculée en prenant la valeur minimale sur 10 min la plus basse de tous les ensembles de données de l'échantillonnage.

La valeur maximale absolue est calculée en prenant la valeur maximale sur 10 min la plus élevée de tous les ensembles de données de l'échantillonnage.

10.10 Densité spectrale de puissance

Les calculs de la DSP doivent être effectués avec les grandeurs de charges données dans le Tableau 9 pour les cas de charges de mesure dynamique. Les informations suivantes portant sur l'analyse doivent être consignées dans un rapport:

- référence à l'algorithme DSP utilisé;
- résolution de fréquence;
- nombre de raies spectrales;
- type de fenêtrage;
- longueur de la fenêtre appliquée;
- calcul de la moyenne et/ou recouvrement.

11 Estimation de l'incertitude

Les incertitudes relatives à toutes les grandeurs consignées doivent être évaluées et consignées dans un rapport. L'évaluation de l'incertitude doit prendre en considération toutes les sources d'incertitude correspondantes qui apparaissent dans les résultats de mesure.

Selon le signal considéré, les incertitudes peuvent être introduites par le capteur lui-même, les effets liés à l'installation, l'étalonnage, le conditionnement de signaux, le système d'acquisition de données ou d'autres sources.

Il convient d'accorder une attention particulière aux voies calculées qui combinent plusieurs signaux. Dans le cas présent, tous les signaux associés doivent être pris en compte, et il convient de considérer leur incertitude composée.

Des lignes directrices concernant la méthode d'estimation des incertitudes, ainsi qu'un exemple de cette méthode, sont fournis à l'Annexe B.

Il convient d'évaluer les incertitudes des grandeurs météorologiques et de la puissance électrique conformément à l'IEC 61400-12-1.

12 Rapport

Les résultats de l'essai des charges mécaniques doivent être consignés dans un rapport contenant les informations suivantes:

- 1) Introduction comportant:
 - a) l'objectif de l'essai;
 - b) la période d'essai.
- 2) Une identification et une description de la configuration d'éolienne spécifique en essai, incluant:
 - a) la marque, le type, le numéro de série et l'année de fabrication de l'éolienne;
 - b) le diamètre du rotor;
 - c) la vitesse du rotor ou la plage de vitesses du rotor;
 - d) les données relatives aux pales: marque, type, numéros de série, nombre de pales, pas fixe ou variable, angle(s) de pas, présence de générateurs de tourbillons, de bandes d'arrêt, d'arêtes de flanc dentées, etc.;
 - e) la hauteur du moyeu et le type de mât;
 - f) la description du système de commande (dispositif et version du logiciel);
 - g) une photographie de l'éolienne d'essai;
 - h) les modifications éventuelles apportées à l'éolienne d'essai pendant la période d'essai classées selon 6.5.
- 3) Une description du site d'essai, incluant:
 - a) les photographies de tous les secteurs de mesure, prises de préférence depuis l'éolienne à la hauteur du moyeu;
 - b) l'emplacement géographique avec des informations suffisamment détaillées pour permettre au lecteur de localiser la machine en essai;
 - c) une carte du site d'essai montrant la zone environnante qui couvre une distance radiale égale à au moins 20 fois le diamètre du rotor de l'éolienne et indiquant la topographie, l'emplacement de l'éolienne, le mât météorologique, les obstacles importants, d'autres éoliennes et le secteur de mesure;
 - d) si le secteur de mesure s'étend au-delà de celui déterminé à l'aide des méthodes décrites dans l'IEC 61400-12-1 selon 6.2, fournir des preuves qui attestent que la

- vitesse du vent et l'IT mesurées au niveau du mât météorologique sont représentatives de celles observées par l'éolienne;
- e) si un étalonnage sur site est réalisé, les résultats de cet étalonnage y compris les limites du secteur de mesure final et les justifications des changements éventuels par rapport aux résultats de l'évaluation sur site.
- 4) La liste des voies.
- 5) Le système de coordonnées utilisé pour l'essai.
- 6) Les instruments
- a) une description du système d'acquisition de données (fréquence d'échantillonnage, filtres, synchronisation, le cas échéant)
 - b) pour chaque voie:
 - i) les détails des instruments (marque, modèle, numéro de série);
 - ii) les détails concernant le conditionnement de signaux;
 - iii) pour chaque instrument, son emplacement et son orientation réels, ainsi que les détails de montage;
 - iv) la pente, le décalage, ainsi que leurs méthodes de dérivation et calcul;
 - v) les données d'étalonnage (données mesurées réelles ou page de couverture de la fiche d'étalonnage, contrôles de bout en bout); pour les voies de charges, également les entrées utilisées pour l'étalonnage et leurs sources (par exemple, fabricant ou entrées mesurées);
 - vi) les changements éventuels apportés aux instruments ou à l'étalonnage pendant la période d'essai couverte dans le rapport;
- 7) Les contrôles de vérification des données selon les exigences de 9.1.
- 8) Les critères de rejet des données (secteur de mesure, signaux d'état de l'éolienne)
La classification des données (critères d'intégration des données dans des matrices de capture différentes).
- 9) Les méthodes de post-traitement telles que:
- a) le filtrage lors du post-traitement;
 - b) la suppression des pics;
 - c) la description des voies calculées (déplacement longitudinal du mât à partir de sa position de flexion et de la position du dispositif d'orientation, etc.);
 - d) la méthode de comptage des demi-cycles;
 - e) la méthode de détection des tendances de la vitesse du vent;
 - f) tout traitement supplémentaire de données.
- 10) Les résultats. Au minimum, les résultats suivants doivent être inclus dans le rapport d'essai (sauf lorsqu'ils sont signalés comme facultatifs):
- a) pour la période d'essai:
 - i) les diagrammes des conditions météorologiques en fonction de la durée (moyennes sur dix minutes);
 - a) la vitesse du vent (par exemple, Figure C.1);
 - b) la direction du vent;
 - c) l'IT;
 - d) la densité de l'air;
 - e) le cisaillement du vent;
 - ii) l'IT en fonction de la vitesse du vent (telle que mesurée, par exemple à la Figure C.2);
 - iii) l'IT sans tendance et telle que mesurée en fonction de la vitesse du vent (rapport, différence ou les deux; par exemple Figure C.3);

- iv) le diagramme de dispersion des conditions météorologiques en fonction de la direction du vent (moyennes sur dix minutes);
 - a) la vitesse du vent;
 - b) l'IT;
 - c) le cisaillement;
- b) pour la production électrique normale:
 - i) la matrice de capture selon 6.3.5 (exemple donné à la Figure C.4);
 - ii) les séries temporelles sur 60 s des grandeurs météorologiques (signaux obligatoires du Tableau 11), des grandeurs de fonctionnement de l'éolienne (signaux obligatoires du Tableau 12) et 7 charges essentielles identifiées dans le Tableau 9 avec une charge partielle proche de v_r et au-dessus de v_r (par exemple, voir Figure C.5 et Figure C.6);
 - iii) les diagrammes de dispersion (valeurs maximales, minimales, moyenne, écart-type et charges équivalentes des dommages (charges uniquement) sur 10 min en fonction de la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu) des conditions météorologiques (signaux obligatoires du Tableau 11), des données de fonctionnement de l'éolienne (signaux obligatoires du Tableau 12) et des charges fondamentales (Tableau 9), avec positionnement des valeurs moyennées par échantillonnage au sommet des diagrammes de dispersion (moyenne des moyennes) (exemple donné à la Figure C.7);
 - iv) les spectres de fréquences indiquant les valeurs des fréquences des crêtes établies du spectre (voir 10.10 et Figure C.8) avec indication des tours/minute ou de 1P;
 - v) le spectre cumulé de comptage des demi-cycles pour les charges fondamentales du Tableau 9 (exemple donné à la Figure C.9);
 - vi) un tableau contenant la moyenne des moyennes, la valeur maximale des valeurs maximales sur 10 min, la valeur minimale des valeurs minimales sur 10 min et les charges équivalentes des dommages moyennées par échantillonnage pour la vitesse du vent dans des échantillonnages de 1 m/s pour tous les signaux météorologiques (signaux obligatoires du Tableau 11, toutes les grandeurs de fonctionnement de l'éolienne), les signaux obligatoires du Tableau 12 et toutes les grandeurs de charges fondamentales (Tableau 9) (facultatif) (exemple donné dans le Tableau C.1);
 - vii) les diagrammes des valeurs de C_t et C_p échantillonnées en fonction de la vitesse du vent (facultatif);
 - viii) les éléments susmentionnés pour les autres signaux obligatoires éventuels donnés dans le Tableau 10;
- c) pour les événements transitoires:
 - i) les matrices de capture, y compris la référence à l'identifiant de fichier contenant les événements (exemple donné dans le Tableau C.2);
 - ii) pour chaque type d'événement: les séries temporelles des grandeurs météorologiques et de fonctionnement de l'éolienne obligatoires, ainsi que les grandeurs de charges fondamentales identifiées dans les Tableaux 9, 11 et 12 (exemple donné dans les Figures C.10 et C.11);
 - iii) un tableau avec les statistiques de chaque voie au cours de l'événement transitoire (recommandé) (exemple donné dans le Tableau C.3);
- d) les conditions d'immobilisation:
 - i) la matrice de capture de liaison aux noms de fichiers;
 - ii) les séries temporelles (600 s au lieu de 60 s), avec un exemple pour chaque désalignement d'orientation cible.
- e) les cas de charge de mesure dynamique:

- i) les spectres pour chaque cas de charge pour la conception pour les grandeurs de charges ciblées;
- f) pour les éoliennes dont la puissance de sortie assignée est supérieure à 1 500 kW et le diamètre du rotor est supérieur à 75 m, les exigences de compte rendu concernant les grandeurs de charges obligatoires supplémentaires sont identiques à celles concernant les grandeurs identifiées ci-dessus pour les signaux du Tableau 9.

11) Incertitude selon les exigences de l'Article 11

- a) pour les grandeurs mesurées:
 - i) un tableau des valeurs des sources d'incertitude utilisées dans l'estimation de l'incertitude-type totale de la grandeur (par exemple, voir le Tableau B.1 à l'Annexe B);
 - ii) un énoncé de l'incertitude-type totale de la grandeur mesurée (pourcentage et constante).
- b) pour les résultats échantillonnés:
 - i) un tableau contenant l'incertitude-type totale de la valeur moyennée par échantillonnage de la grandeur mesurée en fonction de la vitesse du vent moyennée par échantillonnage;
 - ii) un tableau contenant l'incertitude-type totale de la valeur moyennée par échantillonnage de la charge équivalente des dommages de la grandeur mesurée en fonction de la vitesse du vent moyennée par échantillonnage.
- c) pour les charges équivalentes des dommages et les spectres cumulés de comptage des demi-cycles:
 - i) l'énoncé de l'incertitude-type totale de la charge équivalente des dommages sur 10 min pour la grandeur mesurée (pourcentage uniquement);
 - ii) l'incertitude du spectre cumulé de comptage des demi-cycles (pourcentage des plages).

12) Les écarts par rapport à la norme.

13) Les références.

Il est recommandé que les informations des points 4) à 6) soient disponibles dès le début de la campagne de mesure dans un rapport de mesure et d'étalonnage.

Annexe A (informative)

Exemple de systèmes de coordonnées

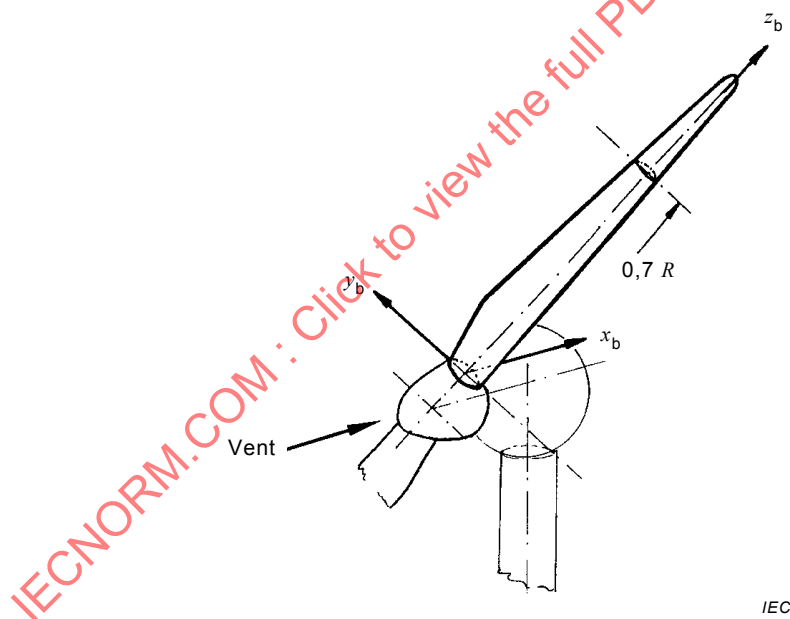
A.1 Généralités

Tous les systèmes de coordonnées sont des systèmes cartésiens à droite.

A.2 Système de coordonnées de la pale

Il est fixé à la pale. Généralement, son origine est le centre de la bride de pale (voir Figure A.1).

- axe z_b Axe parallèle à l'axe de pas (pale longitudinale), pointant en direction de l'extrémité de pale.
- axe y_b Axe parallèle à la ligne de pas nul au niveau du pied de pale, fourni par le fabricant de pales et pointant en direction du bord de fuite. En l'absence de cette ligne, l'axe y_b est alors parallèle à la corde à une position égale à 70 % de l'envergure de la pale, pointant en direction du bord de fuite.
- axe x_b Axe défini de sorte que le système x_b, y_b, z_b soit à droite.



IEC

Figure A.1 – Système de coordonnées de la pale

A.3 Système de coordonnées du moyeu

Pour transformer les coordonnées de la pale en système de coordonnées du moyeu, l'angle conique et l'angle de pas, ainsi que la distance entre la bride de pale et le centre du rotor doivent être pris en compte. Il convient de choisir une pale comme pale de référence.

Le système de coordonnées du moyeu tourne avec l'arbre principal. L'origine se situe sur l'arbre principal dans le plan perpendiculaire à l'arbre principal qui contient l'origine des coordonnées de la pale de référence (voir Figure A.2).

- axe x_h Axe parallèle à l'arbre principal, positif dans le sens sous le vent.
- axe z_h Axe parallèle au plan de disque du rotor passant par l'origine de la pale de référence.
- axe y_h Axe défini de sorte que le système $x_h y_h z_h$ soit à droite.

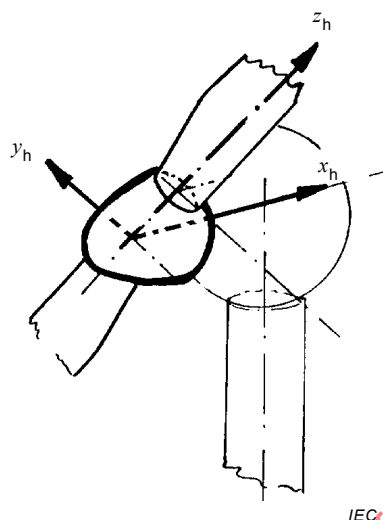


Figure A.2 – Système de coordonnées du moyeu

A.4 Système de coordonnées de la nacelle

Lors de la transformation des coordonnées du moyeu en système de coordonnées de la nacelle, l'angle azimutal et l'angle d'inclinaison du rotor et la position relative des origines du moyeu et de la nacelle doivent être pris en compte.

L'origine du système de coordonnées de la nacelle se situe sur l'axe d'orientation au point le plus proche de l'axe central de l'arbre principal (voir Figure A.3).

- axe x_n Axe parallèle à la projection horizontale de l'axe du rotor.
- axe y_n Axe horizontal, défini de sorte que x_n , y_n et z_n forment un système à droite.
- axe z_n Axe vertical pointant vers le haut.

L'orientation du système de coordonnées de la nacelle suit l'orientation de celle-ci.

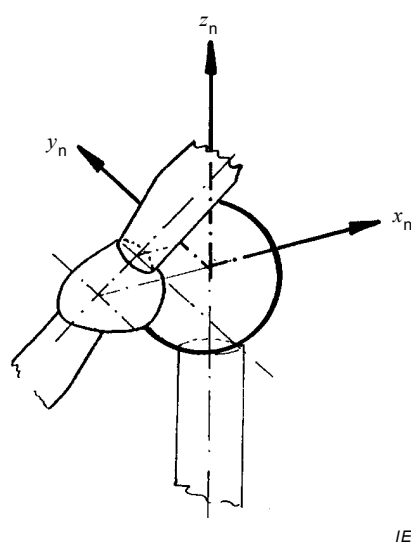


Figure A.3 – Système de coordonnées de la nacelle

A.5 Système de coordonnées du mât

Pour transformer les coordonnées de la nacelle en coordonnées du mât, l'orientation et l'inclinaison de la nacelle, ainsi que le décalage de l'arbre et la distance entre l'origine de la nacelle et la base du mât doivent être pris en compte.

L'origine du système de coordonnées du mât se situe au centre de la base de ce même mât (voir Figure A.4).

- axe z_t Axe coaxial avec l'axe du mât.
- axe x_t A définir si la pratique le permet (entre autres selon le site et la forme de la section de mât).
- axe y_t Défini par le système à droite de z_t et x_t .

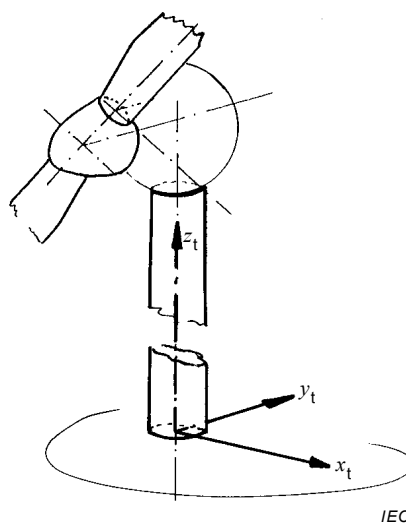


Figure A.4 – Système de coordonnées du mât

A.6 Désalignement d'orientation

Il est défini comme l'angle entre les projections horizontales de l'axe de l'arbre principal et du vecteur de vitesse du vent. Il est défini aussi comme la position du dispositif d'orientation moins la direction du vent.

La Figure A.5 indique que le désalignement d'orientation est positif.

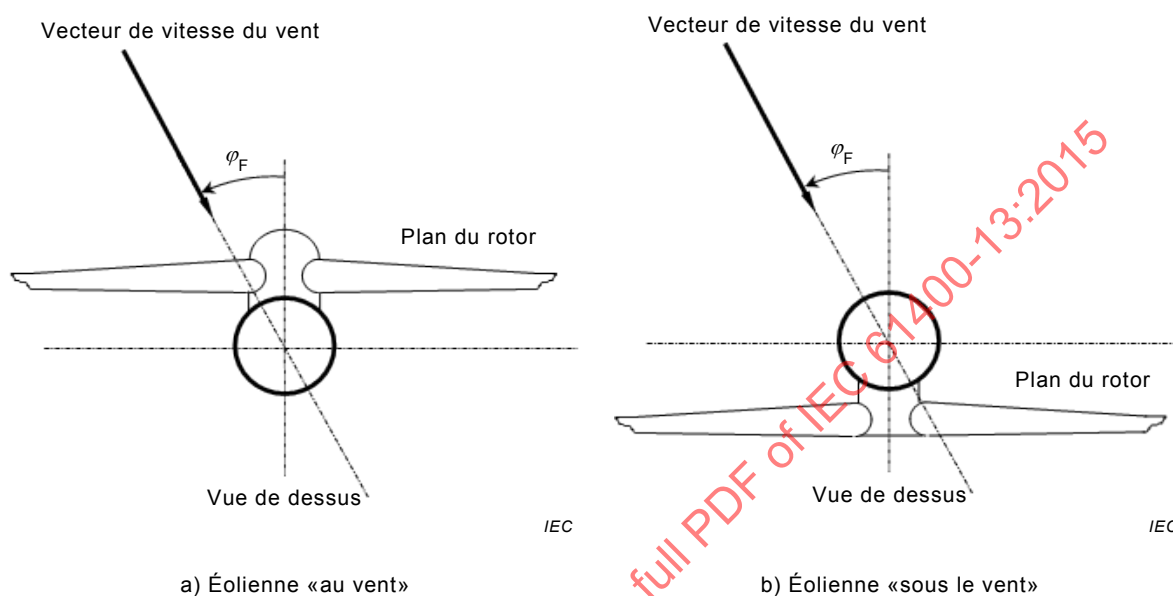


Figure A.5 – Désalignement d'orientation

A.7 Angle conique et angle d'inclinaison

Ils sont présentés à la Figure A.6.

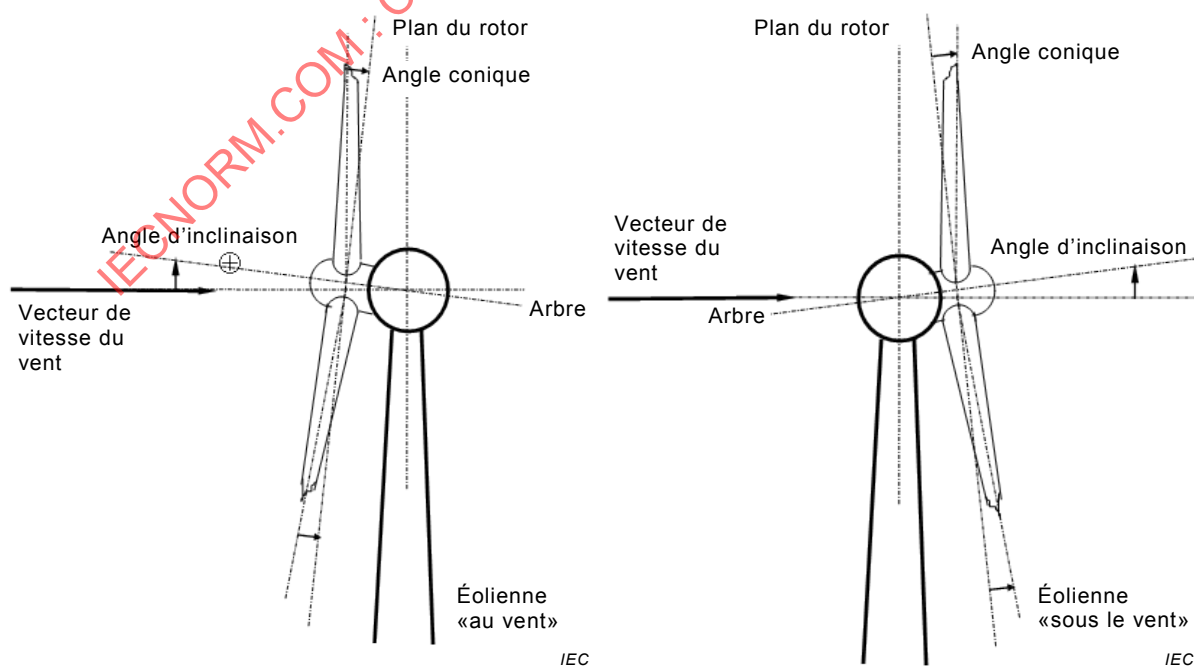


Figure A.6 – Angle conique et angle d'inclinaison

A.8 Angle azimutal du rotor

Il varie de 0° à 360°. L'angle nul 0° est défini avec la pale de référence pointant vers le haut.

A.9 Angle de pas des pales

Il représente la rotation relative de l'axe y_b par rapport au système de coordonnées du moyeu. Il est défini comme positif en direction de l'empennage et négatif en direction du décrochage. Généralement, l'angle de pas lors de la production électrique est proche de 0° et proche de 90° dans des conditions d'immobilisation.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Annexe B (informative)

Procédure d'évaluation des incertitudes relatives aux mesurages des charges effectués sur les éoliennes

B.1 Liste des symboles

10 min	valeur moyenne sur dix minutes
A	coefficient de la matrice d'étalonnage
α	angle de désalignement
B	facteur de pont
c	composé
cal	due à une incertitude d'étalonnage
D	coefficient de la matrice d'étalonnage inversée
D_i	diamètre intérieur au niveau de la section
D_o	diamètre extérieur au niveau de la section
e	dans le sens de la traînée
ε	déformation
E	module de Young
f	dans le sens de la corde
F	force d'étalonnage
F_{sens}	facteur de sensibilité
G	module de cisaillement
i	indice (général)
j	indice (général)
k	extensomètres à facteur k
L	distance entre la charge d'étalonnage et l'extensomètre
M	moment
n	nombre de mesurages
N	nombre d'entrées par échantillonnage
Q	quantification
r	coefficient de corrélation
R	résistant
s	incertitude de type A
$stdev$	écart-type
sig	due à une incertitude de signal
S	signal
S_V	signal en unités de tension
S_M	signal en unités de moment
scat	incertitude due à la dispersion d'échantillonnage
SG	extensomètre
SM	module de section

t	total
T_W	épaisseur de paroi du mât
u	incertitude de type B
U_o	sortie du pont
U_i	excitation du pont
U	incertitude-type du résultat final
ν	coefficient de Poisson
x	variable indépendante (générale)
x	direction de la charge d'étalonnage par rapport à l'axe de la pale
X	grandeur de l'axe x
y	variable dépendante (générale)
Y	grandeur de l'axe y
δ	dérivée partielle
θ	direction de la charge d'étalonnage par rapport à la corde de la pale
$\Delta S_{\text{dérivation}}$	changement de signal mesuré causé par la dérivation

B.2 Procédure générale

B.2.1 Incertitude-type

L'incertitude relative aux mesurages des charges d'une éolienne est déterminée conformément au Guide ISO/IEC 98-3. Dans ce guide, l'incertitude d'une grandeur mesurée est appelée incertitude-type de cette grandeur. Il est admis par hypothèse que la grandeur mesurée est caractérisée par une loi de probabilité (de Gauss) normale, la valeur mesurée étant la valeur moyenne et l'incertitude-type étant l'écart-type. Le guide ISO différencie les incertitudes de Type A et les incertitudes de Type B.

Une incertitude est associée à chaque mesurage. Cette incertitude peut être décrite comme une incertitude de Type A ou de Type B, ou peut être une combinaison des deux incertitudes. La distinction du type fait référence à la méthode de détermination de la valeur d'incertitude à utiliser. L'incertitude de Type A exige un nombre significatif de données fixes indépendantes; lorsque ces données ne sont pas disponibles, l'incertitude doit être déterminée par le biais de méthodes non statistiques comme le décrit l'incertitude de Type B.

Les incertitudes de Type A (s_i) peuvent être déterminées par l'analyse statistique d'une séquence de mesurages répétés. Si une grandeur fixe, x_j , est mesurée n fois, l'incertitude-type de Type A peut être calculée par l'Équation (B.1). Étant donné qu'il s'agit de calculer l'incertitude de tout mesurage, il convient de prendre l'hypothèse que $n = 1$.

$$s_i = \frac{\text{stdev}(x_i)}{\sqrt{n}} \quad (\text{B.1})$$

Les incertitudes de Type B (u_i) ne reposent pas sur des méthodes statistiques, mais sont basées en revanche sur des données d'étalonnage ou une évaluation technique. Pour estimer l'incertitude de Type B, diverses références peuvent être utilisées telles que les spécifications du fabricant, les rapports d'étalonnage, les dérivations théoriques ou l'expérience acquise en matière de comportement des matériaux ou des instruments.

- Si l'incertitude-type est spécifiée par le fabricant des instruments, par un manuel ou par toute autre source, comme étant un intervalle d'incertitude avec un niveau de confiance

associé, une loi normale peut être admise par hypothèse et l'écart-type correspondant peut être calculé.

- Si la source indique une erreur maximale, a , une loi de probabilité rectangulaire avec une largeur de $2a$ peut être admise par hypothèse et l'incertitude-type peut être déterminée comme l'indique l'Équation (B.2).

$$u_i = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (\text{B.2})$$

L'incertitude d'étalonnage indiquée sur la fiche d'étalonnage d'un anémomètre constitue un exemple d'incertitude de type B mesurée.

Les incertitudes de Type B estimées ne peuvent pas être mesurées directement par une méthode pratique quelle qu'elle soit et doivent donc être estimées. L'incertitude relative à la distribution massique des pales serait vraisemblablement une incertitude de Type B estimée, par exemple, parce qu'elle est souvent basée sur des paramètres de conception et non sur des mesurages réels.

B.2.2 Combinaison analytique des incertitudes-types

Une fois déterminées les incertitudes de Type A et de Type B, l'incertitude composée est déterminée comme l'indique l'Équation (B.3), où s_c est l'incertitude-type de Type A à combinaison analytique ou numérique et u_c est l'incertitude-type de Type B composée de valeurs analytiques ou numériques. À noter que dans certains cas, l'incertitude u peut être entièrement capturée par les seules incertitudes de Type A ou de Type B (c'est-à-dire que s_c ou u_c peut être nulle).

$$u = \sqrt{s_c^2 + u_c^2} \quad (\text{B.3})$$

La combinaison analytique des incertitudes-types peut être réalisée si toutes les lois de probabilité contributives sont des lois normales de Gauss et si la fonction mathématique reliant la variable concernée, y , aux variables dépendantes, $x_1, x_2, \dots, x_n$, est connue. La combinaison analytique s'effectue par la loi de propagation des incertitudes, comme l'indique l'Équation (B.4).

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

$$u_y^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2 u_{x_i}^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \frac{\partial y}{\partial x_i} \frac{\partial y}{\partial x_j} \text{cov}(x_i, x_j) \quad (\text{B.4})$$

$$\text{cov}(x_i, x_j) = r(x_i, x_j) s_{x_i} s_{x_j}$$

$r(x_i, x_j)$ = coefficient de corrélation entre x_i et x_j .

Le coefficient de corrélation de deux grandeurs représente une mesure de la dépendance mutuelle de leurs incertitudes. Les valeurs du coefficient de corrélation peuvent être comprises entre -1 (dépendance négative complète, par exemple par calcul approché des incertitudes du paramètre de pente et de décalage résultant d'un ajustement linéaire) et $+1$. Si les paramètres d'entrée n'ont pas de dépendance mutuelle, le coefficient de corrélation est 0. Dans nombre de situations, les coefficients de corrélation peuvent être calculés de manière approchée par 0 ou par $+1$, ce qui simplifie l'Équation (B.4) en (B.5) ou (B.6), respectivement.

$$r = 0: \quad u_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right)^2} \times u_{x_i}^2 \quad (\text{B.5})$$

ou

$$r = 1: \quad u_y = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \right) \times u_{x_i} \quad (\text{B.6})$$

Les Équations (B.4) à (B.6) peuvent être appliquées pour les incertitudes de Type A, ainsi que pour les incertitudes de Type B.

B.2.3 Incertitude totale

B.2.3.1 Incertitude d'étalonnage

Toutes les grandeurs physiques sont déterminées par l'application d'une fonction de transfert connue aux signaux bruts mesurés numériques. Dans la plupart des cas, la fonction de transfert est définie par une pente et un décalage, mais des fonctions d'ordre supérieur peuvent également être utilisées.

Les valeurs des coefficients de la fonction de transfert sont déterminées par des méthodes d'étalonnage telles que:

- l'étalonnage de bout en bout
 - l'étalonnage du signal de position de la nacelle en orientant celle-ci dans la direction des points de repère connus
 - l'étalonnage de charge permanente des moments de flexion des pales du rotor
- l'étalonnage analytique
 - l'étalonnage par dérivation des signaux des extensomètres
- les fiches d'étalonnage
 - les anémomètres étalonnés conformément à l'IEC 61400-12-1
 - le transducteur de courant et de puissance

Chaque méthode d'étalonnage contient diverses contributions des incertitudes de Type A et de Type B qu'il convient de prendre en compte.

B.2.3.2 Incertitude de signal

En théorie, l'incertitude des grandeurs d'évaluation n'est régie que par l'incertitude d'étalonnage. Les grandeurs mesurées sont en réalité soumises à des effets supplémentaires.

Les sources d'incertitude supplémentaire d'un signal peuvent être réduites (bruit de quantification), mais d'autres sources telles que:

- un bruit supplémentaire (déformation électromagnétique),
- les effets de température (effets de dérive)

peuvent contribuer à une incertitude significative relative aux grandeurs mesurées.

Une méthode possible de quantification de l'incertitude d'un signal peut être l'analyse statistique du signal à des niveaux stables connus. Dans ce cas, l'incertitude de signal est une incertitude de Type A.

NOTE Dans le cas d'un étalonnage de la chaîne de mesure dans son ensemble (par exemple, de bout en bout), cela peut être déjà une composante de l'incertitude d'étalonnage.

Lorsqu'une approche statistique ne peut être utilisée, il convient d'estimer la contribution à l'incertitude supplémentaire comme étant une incertitude de Type B.

B.2.3.3 Incertitude totale

L'incertitude-type totale d'une grandeur non composée est donnée par l'Équation (B.7).

$$U_t = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + u_{\text{sig}}^2} \quad (\text{B.7})$$

B.3 Incertitudes des valeurs moyennées par échantillonnage

B.3.1 Généralités

Les valeurs moyennes d'une grandeur ou des charges équivalentes des dommages peuvent être présentées en fonction d'une autre grandeur par calcul des valeurs moyennées sur 10 min et par échantillonnage des deux grandeurs.

L'incertitude des courbes échantillonnées consiste en une incertitude de chaque valeur moyennée par échantillonnage. Ces incertitudes sont dues aux incertitudes de l'étalonnage et du signal, à l'incertitude occasionnée par la dispersion et à l'incertitude de la grandeur de l'axe x.

B.3.2 Incertitude d'étalonnage et de signal

L'incertitude par valeur moyennée sur 10 min due à l'incertitude d'étalonnage et de mesure du signal, est déterminée selon la même méthode que celle décrite en B.2.2, mais désormais sur la base des valeurs moyennées sur 10 min de $S_{10\text{min}}$, et non sur chaque horodatage.

B.3.3 Incertitude de la dispersion d'échantillonnage

Il est admis par hypothèse que l'incertitude de l'échantillonnage considéré, donnée par la dispersion des valeurs moyennes sur 10 min, n'est pas corrélée. Par conséquent, l'incertitude de la valeur moyennée par échantillonnage est déterminée au moyen de l'écart-type des valeurs moyennées sur 10 min dans chaque échantillonnage et du nombre d'entrées (N) dans chaque échantillonnage par application de l'Équation (B.8).

$$u_{\text{sig}} = \text{stdev}_{\text{sig}} / \sqrt{N} \quad (\text{B.8})$$

où N est le nombre d'entrées de l'échantillonnage considéré.

B.3.4 Incertitude de la grandeur de l'axe x

L'incertitude de la grandeur de l'axe x par échantillonnage ($u_{x,i}$) est déterminée comme l'incertitude de la grandeur évaluée comme cela est décrit en B.2.3. Cette incertitude est traduite en incertitude associée de la valeur moyennée par échantillonnage (u_x) à l'aide de la pente de la partie précédente de la courbe échantillonnée:

$$u_x = u_{x,i} \times \frac{y_j - y_{j-1}}{x_i - x_{i-1}} \quad (\text{B.9})$$

où i est l'indice de l'échantillonnage considéré, en commençant par le deuxième échantillonnage ($i = 2$).

La valeur de $u_{x,1}$ est définie comme égale à $u_{x,2}$.

B.3.5 Incertitude des valeurs moyennes moyennées par échantillonnage

L'incertitude totale est calculée par échantillonnage pour chaque moment de flexion moyenné par échantillonnage, à l'aide de l'équation:

$$U_{\text{moyenne}} = \sqrt{u_{\text{cal+sig}}^2 + u_{\text{scat}}^2 + u_x^2} \quad (\text{B.10})$$

B.4 Incertitude-type de la charge équivalente des dommages et des spectres de charges

Les spectres de charges sont le résultat de l'algorithme de comptage des demi-cycles, qui dénombre les transitoires dans un signal.

Par conséquent, il peut être admis par hypothèse que l'incertitude de la charge équivalente des dommages et des spectres de charges se situe dans la même plage que l'incertitude de la grandeur mesurée.

B.5 Exemples d'évaluation de l'incertitude

B.5.1 Exemple d'étalonnage par dérivation analytique du couple de mât

B.5.1.1 Composantes de l'incertitude

Le Tableau B.1 donne les composantes de l'incertitude qui sont prises en compte pour le calcul de celle-ci.

Tableau B.1 – Composantes de l'incertitude

Grandeur	Symbole	Incertitude	Unité	Source d'information	Catégorie	Loi	Remarque
Paramètres des matériaux, géométrie des sections et coefficient de traction dans une installation							
Coefficient de traction	u_k	1	%	Fiche technique	B	de Gauss	–
Désalignement	$u_{F_{sense}}$	3	°	Estimation	B	Rectangulaire	–
Diamètre au niveau de la section	u_{D_i}	3	mm	Estimation	B	de Gauss	–
Épaisseur de paroi au niveau de la section	u_{T_w}	0,1	mm	Estimation	B	de Gauss	–
Module de Young	u_E	5	%	Estimation	B	de Gauss	–
Coefficient de Poisson	u_ν	5	%	Estimation	B	de Gauss	–
Étalonnage de l'amplificateur							
Incertitude de l'amplificateur et de mesure concernant le gain	$u_{sig_{gain}}$	0,1	%	Fiche technique / Certificat d'étalonnage	B	de Gauss	Valeur de mesure
Incertitude de l'amplificateur et de mesure concernant le décalage	$u_{sig_{décalage}}$	0,1	%	Fiche technique / Certificat d'étalonnage	B	Rectangulaire	Valeur supérieure de l'étendue de mesure 10 V
Résolution de quantification (Décalage)	u_Q	≈0,6	mV	Fiche technique	B	Rectangulaire	Convertisseur N/A de 16 bits, étendue de mesure ± 10 V
Dispositif d'étalonnage	$u_{R_{sh}}$	0,1	%	Fiche technique / Certificat d'étalonnage	B	de Gauss	Valeur de résistance en dérivation
Résistance des extensomètres	$u_{R_{SG}}$	1	%	Fiche technique	B	de Gauss	
Incertitude de signal							
Incertitude de signal	s_i			Essais, statistiques, estimations	A	de Gauss	Évaluation selon B.2.3.2

B.5.1.2 Incertitude d'étalonnage d'un étalonnage analytique

Dans un étalonnage analytique, seule la pente peut être évaluée. Le décalage du signal doit être évalué par d'autres d'essais, comme plusieurs révolutions complètes de la nacelle.

Le moment peut généralement être dérivé de la déformation à l'aide de l'Équation (B.11).

$$M = G \times SM_t \times \varepsilon \quad (\text{B.11})$$

La déformation peut être exprimée par une excitation de pont, la sensibilité des extensomètres et la configuration de pont.

$$\varepsilon = \frac{1}{B} \times \frac{4}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \quad (\text{B.12})$$

Dans cet exemple, deux extensomètres en rosette en V ont été choisis comme configuration de pont, et le facteur de pont est donc égal à $B = 4$.

En combinant l'équation susmentionnée, la dépendance du moment concernant l'excitation de pont donnée peut être exprimée à l'aide de l'Équation (B.13).

$$M = G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \quad (\text{B.13})$$

Le signal de mesure en tant que moment peut être calculé à partir du signal de mesure de tension par

$$S_M = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.14})$$

Afin de prendre en considération les incertitudes de l'orientation des extensomètres, un facteur supplémentaire est ajouté pour exprimer une perte possible de sensibilité.

$$F_{\text{sens}} = 1 - \cos \alpha \quad (\text{B.15})$$

$$S_M = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i} \times F_{\text{sens}}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.16})$$

L'équation suivante donne la dérivée partielle concernant les composantes de l'incertitude.

Le module de cisaillement peut être calculé à partir du module de Young et du coefficient de Poisson par l'Équation (B.17).

$$G = \frac{E}{2 \times (1 + \nu)} \quad (\text{B.17})$$

Ainsi, la dérivée partielle concernant le module de cisaillement est obtenue tel que l'indique l'Équation (B.18).

$$\frac{\partial S_M}{\partial E} = \frac{\frac{1}{2 \times (1 + \nu)} \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.18})$$

Pour le coefficient de Poisson, la dérivée partielle est obtenue tel que l'indique l'équation

$$\frac{\partial S_M}{\partial \nu} = \frac{E \times SM_t \times \frac{-1}{2 \times (1 + \nu)^2} \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.19})$$

Le facteur de sensibilité concernant le module de section de torsion est calculé comme suit.

$$\frac{\partial S_M}{\partial SM_t} = \frac{G \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.20})$$

Le module de section de torsion de la section de mât mesurée peut être calculé à partir du diamètre intérieur et extérieur à l'aide de l'Équation (B.21).

$$SM_t = \pi \frac{D_o^4 - D_i^4}{16 D_o} \quad (\text{B.21})$$

Le diamètre intérieur et extérieur, ainsi que l'épaisseur de paroi sont interdépendants. Dans une étendue d'incertitude faible, les facteurs de sensibilité concernant le diamètre intérieur et l'épaisseur de paroi peuvent être considérés comme linéaires. Cela entraîne les Équations approchées suivantes (B.22) et (B.23).

$$\frac{\partial S_M}{\partial D_i} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.22})$$

$$\frac{\partial S_M}{\partial T_w} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.23})$$

La dérivation partielle concernant le facteur k est la suivante:

$$\frac{\partial S_M}{\partial k} = \frac{G \times SM_t \times \frac{-1}{k^2} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.24})$$

La dérivation partielle concernant la résistance des extensomètres et la dérivation sont admises par hypothèse comme étant linéaires dans les étendues d'incertitude de la résistance des extensomètres égale à 1 % et avec l'incertitude plus faible de la dérivation égale à 0,1 %.

$$\frac{\partial S_M}{\partial R_{sg}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.25})$$

$$\frac{\partial S_M}{\partial R_{sh}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.26})$$

La dérivation partielle concernant le facteur de sensibilité du pont des extensomètres dû au désalignement de ces mêmes extensomètres est donnée par l'Équation (B.27).

$$\frac{\partial S_M}{\partial F_{\text{sense}}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.27})$$

L'incertitude du signal est estimée par combinaison des incertitudes de l'amplificateur de pont, de l'incertitude du dispositif de mesure et du bruit de quantification.

$$u_{\text{siggain}}^2 = u_{\text{BAgain}}^2 + u_{\text{MDgain}}^2 \quad (\text{B.28})$$

La contribution de l'incertitude au gain du signal mesuré est estimée par rapport à la valeur mesurée.

$$\frac{\partial S_M}{\partial S_{\text{gain}}} = \frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times S_V \quad (\text{B.29})$$

L'incertitude composée est calculée à l'aide de l'Équation (B.30).

$$u_{\text{cal}}^2 = u_E^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial E} \right)^2 + u_V^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial V} \right)^2 + u_{D_1}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial D_1} \right)^2 + u_{T_W}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial T_W} \right)^2 + u_k^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial k} \right)^2 + \dots \quad (\text{B.30})$$

$$\dots u_{R_{SG}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SG}} \right)^2 + u_{R_{sh}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{sh}} \right)^2 + u_{F_{\text{sens}}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial F_{\text{sens}}} \right)^2 + u_{\text{siggain}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial S_V} \right)^2$$

L'incertitude du décalage des dispositifs de mesure tient compte de la combinaison de l'incertitude du décalage d'une loi rectangulaire et du bruit de quantification.

$$u_{\text{sigdécalage}}^2 = \left(\frac{u_{\text{BAdécalage}}}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{u_{\text{MDdécalage}}}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{u_Q}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (\text{B.31})$$

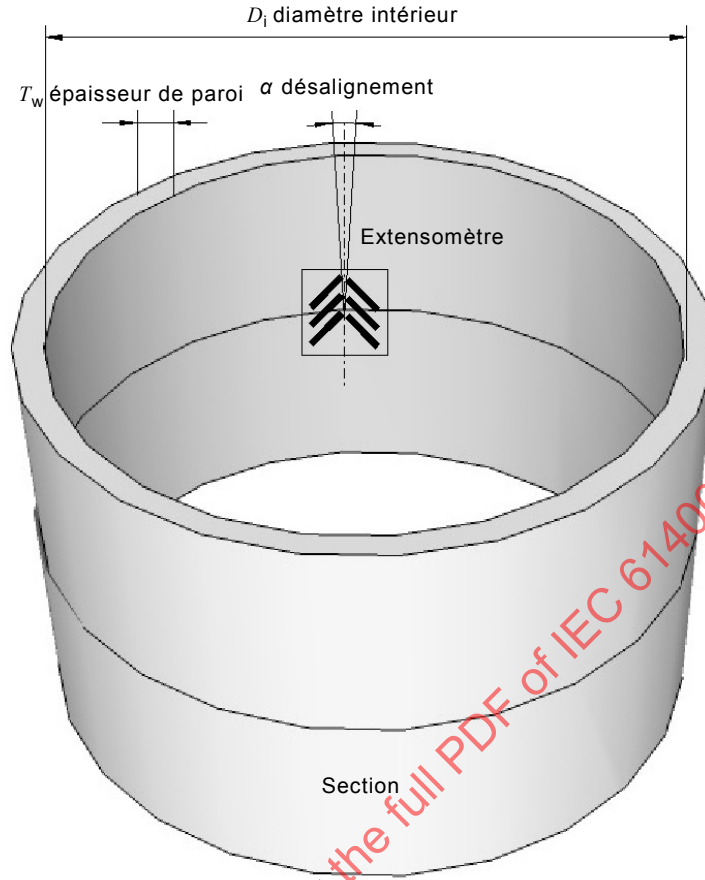
L'estimation de l'incertitude du décalage des valeurs de mesure prend en considération l'incertitude du décalage des dispositifs de mesure, la valeur d'étalonnage de la pente et la valeur supérieure de l'étendue de mesure. À noter que cette incertitude du décalage reflète uniquement l'incertitude propre à la numérisation elle-même.

$$u_{\text{décalage}}^2 = u_{\text{sigdécalage}}^2 \times \left(\frac{G \times SM_t \times \frac{1}{k} \times \frac{U_o}{U_i}}{\Delta S_{\text{dérivation}}} \times R_M \right)^2 \quad (\text{B.32})$$

Le Tableau B.2 présente les valeurs admises par hypothèse et les incertitudes correspondantes.

Tableau B.2 – Valeurs et incertitudes de calcul

Grandeur	Symbole Grandeur	Valeur	Unité Valeur	Symbole Incertitude	Incertitude	Unité Incertitude	Remarque
Paramètres des matériaux, géométrie des sections et coefficient de traction dans une installation							
Coefficient de traction	k	2,1	–	u_k	1	%	
Désalignement	α	–	–	$u_{F_{\text{sense}}}$	3	°	Voir Figure B.1
Diamètre intérieur au niveau de la section	D_i	–	m	u_{D_i}	0,003	m	Voir Figure B.1
Épaisseur de paroi au niveau de la section	T_w	0,03	m	u_{T_w}	0,000 1	m	Voir Figure B.1
Module de Young	E	210E9	N/m ²	u_E	5	%	
Coefficient de Poisson	ν	0,27	–	u_ν	5	%	
Étalonnage de l'amplificateur							
Incertitude de l'amplificateur et de mesure concernant le gain	–	–	–	$u_{\text{sig gain}}$	0,1	%	Valeur de mesure
Incertitude de l'amplificateur et de mesure concernant le décalage	–	10	V	$u_{\text{sig décalage}}$	0,1	%	Valeur supérieure de l'étendue de mesure 10 V
Résolution de quantification	–	±10	V	u_Q	≈0,6	mV	Convertisseur N/A de 16 bits, étendue de mesure ± 10 V
Dispositif d'étalonnage	R_{SH}	1 000	Ohm	$u_{R_{\text{sh}}}$	0,1	%	Résistance en dérivation
Résistance des extensomètres	R_{SG}	350	Ohm	$u_{R_{\text{SG}}}$	1	%	



IEC

Figure B.1 – Explication des symboles utilisés

L'utilisation des valeurs des composantes d'incertitude susmentionnées et l'hypothèse d'un signal mesuré 7 V donnent les calculs suivants.

$$u_E^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial E} \right)^2 = \left(10,5 \times 10^9 \frac{N}{m^2} \times -1,78 \times 10^{-5} \frac{m^3}{V} \right)^2 = 3,48 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.33)$$

$$u_v^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial v} \right)^2 = \left(0,0135 \times 2,94 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,57 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.34)$$

$$u_{D_i}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial D_i} \right)^2 = \left(0,125\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 2,18 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.35)$$

$$u_{T_w}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial T_w} \right)^2 = \left(0,3\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,55 \times 10^8 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.36)$$

$$u_k^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial k} \right)^2 = \left(0,021 \times 1,78 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.37)$$

$$u_{RSG}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SG}} \right)^2 = \left(1\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.38)$$

$$u_{RSH}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial R_{SH}} \right)^2 = \left(0,1\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 1,39 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.39)$$

$$u_{F_{sense}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial F_{sense}} \right)^2 = \left(\frac{0,14}{\sqrt{3}} \% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 8,72 \times 10^6 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.40)$$

$$u_{sig_{gain}}^2 \left(\frac{\partial S_M}{\partial S_V} \right)^2 = \left(0,14\% \times -3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \right)^2 = 2,79 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \quad (B.41)$$

$$\begin{aligned} u_{cal}^2 &= 3,48 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,57 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 2,18 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,55 \times 10^8 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + \dots \\ &\dots 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,39 \times 10^9 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 1,39 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + 8,72 \times 10^6 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 + \dots \\ &\dots 2,79 \times 10^7 \left(\frac{Nm}{V} \right)^2 \end{aligned} \quad (B.42)$$

$$u_{cal} = \sqrt{3,94 \times 10^{10} \left(\frac{Nm}{V} \right)^2} = 1,99 \times 10^5 \frac{Nm}{V} \quad (B.43)$$

Se référant à une pente de $3,73 \times 10^6$ Nm/V, l'incertitude d'étalonnage indiquée à l'Équation (B.43) traduit un pourcentage d'incertitude de 5,32 %.

Afin de considérer l'incertitude du décalage des dispositifs de mesure, le calcul suivant génère l'incertitude de décalage.

$$u_{sig_{décalage}}^2 = \left(\frac{0,1\%}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{0,1\%}{\sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{0,003\%}{\sqrt{3}} \right)^2 = 8,17 \times 10^{-4} \quad (B.44)$$

$$u_{décalage}^2 = 8,17 \times 10^{-4} \left(3,73 \times 10^6 \frac{Nm}{V} \times 10^4 V \right)^2 \quad (B.45)$$

Le résultat de l'Équation (B.45) donne une incertitude du décalage des dispositifs de mesure de $3,05 \times 10^4$ Nm, ce qui traduit un pourcentage de 0,82 % se référant à la pente.

B.6 Détermination et utilisation de la matrice d'étalonnage

B.6.1 Détermination de la matrice d'étalonnage

Les moments de flexion de la pale dans le sens de la corde et dans le sens de la traînée sont mesurés au moyen d'un pont de mesure de déformations dans le sens de la corde et d'un pont de mesure de déformation dans le sens de la traînée. La dépendance des deux signaux de mesure aux moments de flexion dans le sens de la corde et dans le sens de la traînée est déterminée par étalonnage. L'effet de diaphonie potentiel du moment de flexion dans le sens de la traînée sur le signal dans le sens de la corde et l'effet de diaphonie potentiel du moment de flexion dans le sens de la corde sur le signal dans le sens de la traînée sont également déterminés par étalonnage et corrigés pendant les mesurages des charges.

L'étalonnage est effectué par l'application de divers moments de flexion bien connus uniquement dans le sens de la corde puis uniquement dans le sens de la traînée. Simultanément, les deux signaux de pont sont mesurés. Les dépendances des signaux sur les moments de flexion sont déterminées par régression linéaire des signaux et des moments. Les valeurs de décalage issues des régressions linéaires ne sont pas utilisées. Les valeurs propres aux pentes forment la matrice d'étalonnage:

$$\begin{bmatrix} S_f^c \\ S_e^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 \\ A_3 & A_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} M_f^c \\ M_e^c \end{bmatrix} \quad (\text{B.46})$$

où

S_f^c est le signal du pont de mesure de déformations dans le sens de la corde (en $\mu\text{V/V}$);

S_e^c est le signal du pont dans le sens de la traînée (en $\mu\text{V/V}$);

M_f^c est le moment de flexion dans le sens de la corde (en Nm);

M_e^c est le moment de flexion dans le sens de la traînée (en Nm);

A_i ($i = 1 \dots 4$) sont les coefficients d'étalonnage; les coefficients A_2 et A_3 sont dus à la diaphonie, et sont nuls en théorie.

Les valeurs des coefficients d'étalonnage et leurs incertitudes de Type A associées (s_{Ai}) sont dérivées par régression linéaire des points de données obtenus par l'étalonnage.

Les incertitudes de Type B des coefficients d'étalonnage (u_{Ai}) sont dues aux incertitudes de Type B

- des signaux mesurés (uS_f^c et uS_e^c),
- de la charge mesurée (uF_f et uF_e),
- de la distance mesurée entre les extensomètres et la charge appliquée (uL_f et uL_e),
- de la direction de la force appliquée par rapport à l'axe des pales ($u\alpha_f$ et $u\alpha_e$), et
- de la direction de la force appliquée par rapport à la corde des pales ($u\theta_f$ et $u\theta_e$).

Ces incertitudes sont estimées par l'expérimentateur pour la charge d'étalonnage appliquée la plus élevée. L'incertitude de Type B de chacun des coefficients d'étalonnage est déterminée comme suit:

$$A_1 = s_f^c / m_f^c = s_f^c / (F_f L_f \cos \alpha_f \cos \theta_f) \quad (\text{B.47})$$

$$A_2 = s_f^c / m_e^c = s_f^c / (F_e L_e \cos \alpha_e \cos \theta_e) \quad (\text{B.48})$$

$$A_3 = s_e^c / m_f^c = s_e^c / (F_f L_f \cos \alpha_f \cos \theta_f) \quad (\text{B.49})$$

$$A_4 = s_e^c / m_e^c = s_e^c / (F_e L_e \cos \alpha_e \cos \theta_e) \quad (\text{B.50})$$

L'hypothèse de l'absence de corrélation entre les incertitudes de Type B justifie l'application de l'Équation (B.51):

$$u_{A_1}^2 = u_{s_f^c}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial s_f^c} \right)^2 + u_{F_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial F_f} \right)^2 + u_{L_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial L_f} \right)^2 + u_{\alpha_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial \alpha_f} \right)^2 + u_{\theta_f}^2 \left(\frac{\partial A_1}{\partial \theta_f} \right)^2 \quad (\text{B.51})$$

et de même pour $u_{A_2}^2$, $u_{A_3}^2$ et $u_{A_4}^2$.

Les incertitudes de Type A et de Type B composées des coefficients sont calculées à l'aide de l'équation suivante.

$$u_{cA_i} = \sqrt{s_{A_i}^2 + u_{A_i}^2}; i = 1 \dots 4 \quad (\text{B.52})$$

B.6.2 Utilisation de la matrice d'étalonnage

a) Diaphonie non négligeable

La matrice d'étalonnage permet de convertir les signaux de mesure en signaux de charges en utilisant l'inverse de la matrice d'étalonnage donnée en B.6.1:

$$\begin{bmatrix} M_f \\ M_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_1 & D_2 \\ D_3 & D_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_f \\ S_e \end{bmatrix} = \frac{1}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \begin{bmatrix} A_4 & -A_2 \\ -A_3 & A_1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_f \\ S_e \end{bmatrix} \quad (\text{B.53})$$

Pour des raisons de simplicité, il est admis par hypothèse que les incertitudes de A_1 , A_2 , A_3 et A_4 sont non corrélées. Sur la base de cette hypothèse, les incertitudes des coefficients D peuvent être déterminées en utilisant les valeurs de A et u_{cA} par l'application de l'Équation (B.54):

$$u_{cD_1}^2 = u_{cA_1}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_1} \right)^2 + u_{cA_2}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_2} \right)^2 + u_{cA_3}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_3} \right)^2 + u_{cA_4}^2 \left(\frac{\partial D_1}{\partial A_4} \right)^2 \quad (\text{B.54})$$

$$D_1 = \frac{A_4}{A_1 A_4 - A_2 A_3} \rightarrow \frac{\partial D_1}{\partial A_1} = \frac{-A_4^2}{(A_1 A_4 - A_2 A_3)^2} \quad (\text{B.55})$$

et de même pour D_2 , D_3 et D_4 et leurs dérivées partielles.

Les incertitudes des coefficients D_i sont traduites en incertitudes des charges mesurées en raison des incertitudes d'étalonnage ($u_{cal,f}$ et $u_{cal,e}$) par l'application de l'Équation (B.56):

$$M_f = D_1 \times S_f + D_2 \times S_e \quad (\text{B.56})$$

$$M_e = D_3 \times S_f + D_4 \times S_e \quad (B.57)$$

$$u_{cal,f} = \sqrt{u_{cD1}^2 \times S_f^2 + u_{cD2}^2 \times S_e^2} \quad (B.58)$$

$$u_{cal,e} = \sqrt{u_{cD3}^2 \times S_f^2 + u_{cD4}^2 \times S_e^2} \quad (B.59)$$

Il est admis par hypothèse que cette incertitude est totalement corrélée pour tous les échantillons temporels de l'ensemble des séries sur 10 min, parce que toutes les données de mesure sont traitées avec les résultats d'une session d'étalonnage.

b) Diaphonie négligeable

Lorsque la diaphonie est négligeable, l'utilisation de la matrice d'étalonnage est grandement simplifiée. Dans ce cas, l'incertitude relative de la charge mesurée due à l'incertitude d'étalonnage est égale à l'incertitude relative du coefficient d'étalonnage:

$$u_{cal,f} = M_f \times \frac{u_{cA1}}{A_1} \quad (B.60)$$

$$u_{cal,e} = M_e \times \frac{u_{cA4}}{A_4} \quad (B.61)$$

B.6.3 Séries temporelles

L'incertitude de la valeur de chaque échantillon temporel du moment de flexion dans le sens de la corde et dans le sens de la traînée consiste en une incertitude due aux résultats d'étalonnage appliqués ($u_{cal,f}$ et $u_{cal,e}$) et en une incertitude des signaux mesurés (u_{sf} et u_{se}).

a) Incertitude d'étalonnage

Les valeurs de $u_{cal,f}$ et $u_{cal,e}$ sont déterminées par échantillon temporel tel que décrit en B.6.2.

$$u_{cal,f} = \sqrt{u_{cD1}^2 \times S_f^2 + u_{cD2}^2 \times S_e^2} \quad (B.62)$$

$$u_{cal,e} = \sqrt{u_{cD3}^2 \times S_f^2 + u_{cD4}^2 \times S_e^2} \quad (B.63)$$

b) Incertitude de signal

L'incertitude des signaux mesurés provient du bruit de signal (par exemple, produit par un brouillage électromagnétique) et de la dérive du zéro (par exemple, due aux effets de température sur les extensomètres). En termes généraux, l'incertitude de signal peut s'écrire sous la forme $u_{sf} = a \times S_f + b$ où S_f est la valeur du signal dans le sens de la corde et a et b sont les coefficients que l'expérimentateur doit estimer en utilisant ses connaissances du système de mesure. Le même principe s'applique pour u_{se} . Les incertitudes de mesure dans chaque échantillon temporel des signaux sont converties en incertitude associée de chaque échantillon temporel des moments de flexion par les équations suivantes.

$$u_{sig,f} = \sqrt{D_1^2 \times u_{sf}^2 + D_2^2 \times u_{se}^2} \quad (B.64)$$

$$u_{\text{sig,e}} = \sqrt{D_3^2 \times u_{S_f}^2 + D_4^2 \times u_{S_e}^2} \quad (\text{B.65})$$

c) Incertitude totale

L'incertitude totale due à l'incertitude d'étalonnage et l'incertitude de signal par horodatage des moments de flexion mesurés dans le sens de la corde et dans le sens de la traînée sont calculées par les équations suivantes.

$$U_f = \sqrt{u_{\text{cal,f}}^2 + u_{\text{sig,f}}^2} \quad (\text{B.66})$$

$$U_e = \sqrt{u_{\text{cal,e}}^2 + u_{\text{sig,e}}^2} \quad (\text{B.67})$$

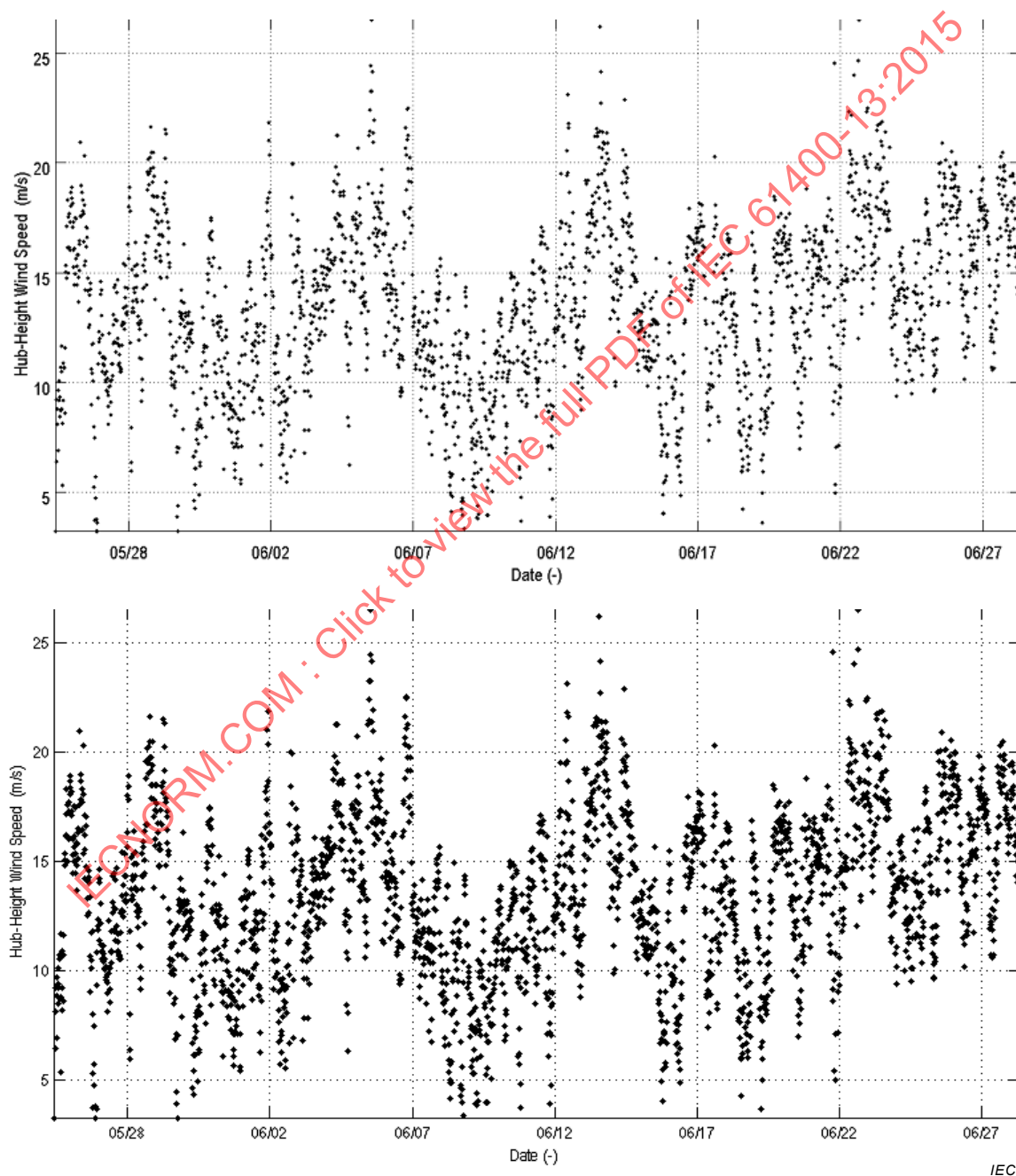
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-13:2015

Annexe C (informative)

Présentation des échantillons des mesurages et de l'analyse des charges mécaniques

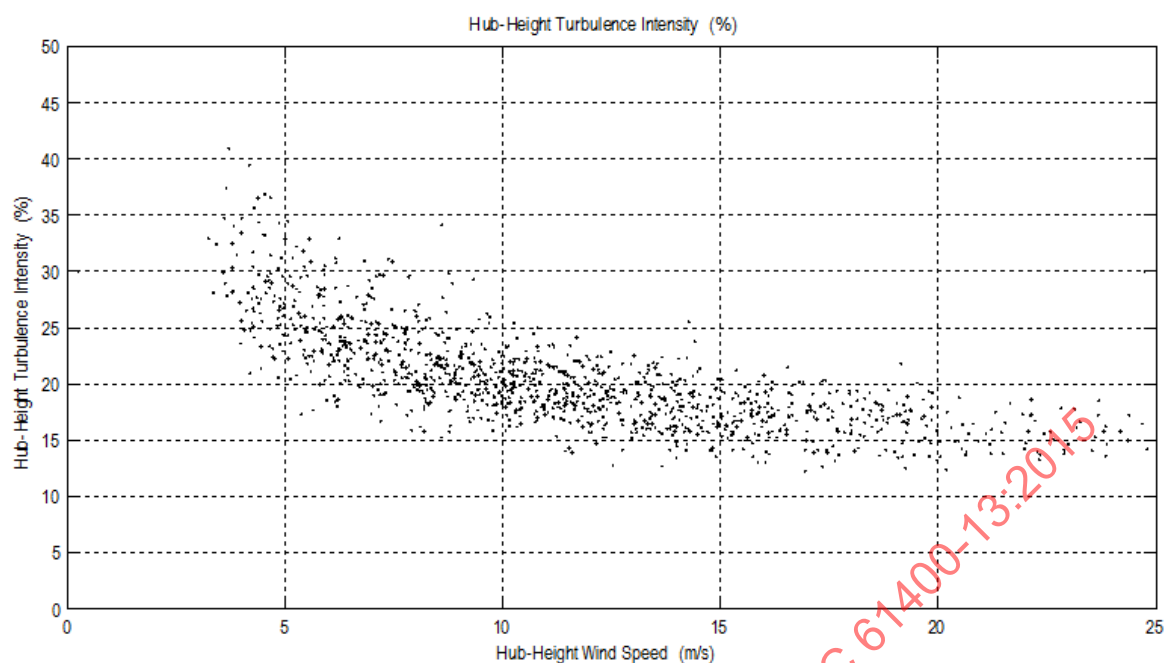
C.1 Généralités

L'Annexe C fournit les exemples de compte rendu des résultats. Un seul exemple de chaque type de diagramme est fourni. Les exigences concernant le compte rendu des résultats sont spécifiées à l'Article 12.



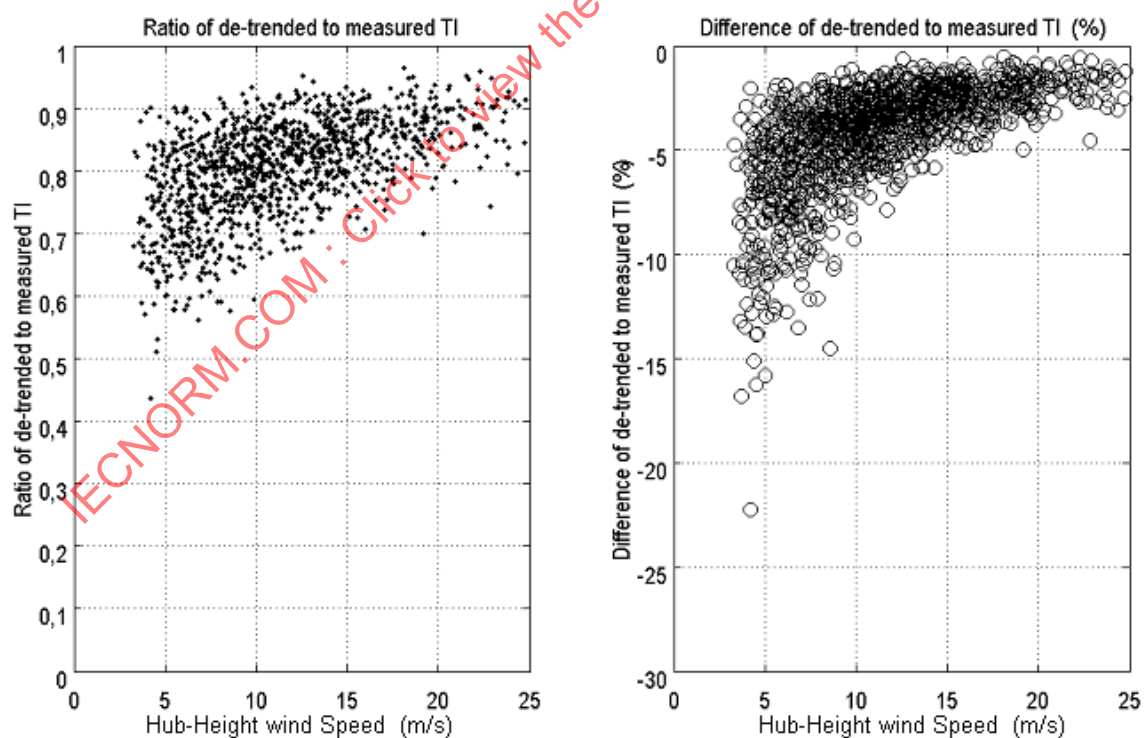
Anglais	Français
Hub-height wind speed	Vitesse du vent à hauteur du moyeu
Date	Date

Figure C.1 – Vitesse du vent à hauteur du moyeu en fonction de la durée



Anglais	Français
Hub-height turbulence intensity	Intensité de turbulence à hauteur du moyeu
Hub-height wind speed	Vitesse du vent à hauteur du moyeu

Figure C.2 – Intensité de turbulence à hauteur du moyeu en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu



Anglais	Français
Ratio of de-trended to measured TI	Rapport de l'IT sans tendance sur l'IT mesurée
Difference of de-trended to measured TI	Différence de l'IT sans tendance sur l'IT mesurée
Hub-height wind speed	Vitesse du vent à hauteur du moyeu

Figure C.3 – Tendance de l'intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu