



IEC 61400-13

Edition 1.0 2015-12

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

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.

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*

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	Incertitudes 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.

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 décrit le mesurage des charges structurelles 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*