

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind energy generation systems –

Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Systèmes de génération d'énergie éolienne –

Partie 12-1: Mesurages de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2022 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 Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
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 corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 once a month by email.

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: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

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.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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 une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind energy generation systems –

Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Systèmes de génération d'énergie éolienne –

Partie 12-1: Mesurages de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-5621-3

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	12
2 Normative references	12
3 Terms and definitions	13
4 Symbols, units and abbreviated terms	16
5 Power performance method overview	23
6 Preparation for performance test	26
6.1 General	26
6.2 Wind turbine and electrical connection	26
6.3 Test site	27
6.3.1 General	27
6.3.2 Location of the wind measurement equipment	27
6.3.3 Measurement sector	27
6.3.4 Correction factors and uncertainty due to flow distortion originating from topography	28
7 Test equipment	28
7.1 Electric power	28
7.2 Wind speed	29
7.2.1 General	29
7.2.2 General requirements for meteorological mast mounted anemometers	30
7.2.3 Top-mounted anemometers	30
7.2.4 Side-mounted anemometers	31
7.2.5 Remote sensing device (RSD)	31
7.2.6 Rotor equivalent wind speed measurement	31
7.2.7 Hub height wind speed measurement	32
7.2.8 Wind shear measurements	32
7.3 Wind direction	34
7.4 Air density	34
7.5 Rotational speed and pitch angle	35
7.6 Blade condition	35
7.7 Wind turbine control system	35
7.8 Data acquisition system	35
8 Measurement procedure	36
8.1 General	36
8.2 Wind turbine operation	36
8.3 Data collection	36
8.4 Data rejection	36
8.5 Database	37
9 Derived results	37
9.1 Data normalization	37
9.1.1 General	37
9.1.2 Correction for meteorological mast flow distortion of side-mounted anemometer	38
9.1.3 Wind shear correction (when REWS measurements available)	38
9.1.4 Wind veer correction	41

9.1.5	Air density normalization.....	41
9.1.6	Turbulence normalization.....	42
9.2	Determination of the measured power curve	42
9.3	Annual energy production (AEP)	43
9.4	Power coefficient	45
10	Reporting format.....	45
Annex A (normative)	Assessment of obstacles.....	53
Annex B (normative)	Assessment of terrain at the test site	54
Annex C (normative)	Site calibration procedure	55
Annex D (normative)	Evaluation of uncertainty in measurement.....	56
Annex E (informative)	Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins.....	59
E.1	General.....	59
E.2	Combining uncertainties.....	60
E.2.1	General	60
E.2.2	Expanded uncertainty	62
E.2.3	Basis for the uncertainty assessment.....	62
E.3	Category A uncertainties.....	67
E.3.1	General	67
E.3.2	Category A uncertainty in electric power.....	67
E.3.3	Category A uncertainties in the site calibration	67
E.4	Category B uncertainties: Introduction and data acquisition system	67
E.4.1	Category B uncertainties: Introduction	67
E.4.2	Category B uncertainties: Data acquisition system.....	68
E.5	Category B uncertainties: Power output	68
E.5.1	General	68
E.5.2	Category B uncertainties: Power output – Current transformers	69
E.5.3	Category B uncertainties: Power output – Voltage transformers	69
E.5.4	Category B uncertainties: Power output – Power transducer or other power measurement device	70
E.5.5	Category B uncertainties: Power output – Data acquisition	70
E.6	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction and sensors	71
E.6.1	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction	71
E.6.2	Category B uncertainties: Wind speed – Hardware	71
E.6.3	Category B uncertainties: Wind speed – Meteorological mast mounted sensors.....	71
E.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD	73
E.7.1	General	73
E.7.2	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Calibration	73
E.7.3	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – In-situ check.....	74
E.7.4	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Classification	74
E.7.5	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Mounting	74
E.7.6	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Flow variation.....	74
E.7.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Monitoring test	75
E.8	Category B uncertainties: Wind speed – REWS	75
E.8.1	General	75
E.8.2	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind speed measurement over whole rotor.....	75
E.8.3	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind veer.....	76

E.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain	77
E.9.1	General	77
E.9.2	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Pre-calibration.....	77
E.9.3	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Post-calibration	78
E.9.4	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Classification.....	78
E.9.5	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Mounting	78
E.9.6	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Data acquisition	78
E.9.7	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Lightning final.....	79
E.9.8	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Change in correction between adjacent bins	79
E.9.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Removal of WD sensor	79
E.9.10	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Seasonal variation.....	79
E.10	Category B uncertainties: Air density	79
E.10.1	General	79
E.10.2	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Introduction	80
E.10.3	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Calibration.....	81
E.10.4	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Radiation shielding.....	81
E.10.5	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Mounting	81
E.10.6	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Data acquisition.....	81
E.10.7	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Introduction	81
E.10.8	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Calibration.....	82
E.10.9	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Mounting	83
E.10.10	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Data acquisition	83
E.10.11	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Introduction	83
E.10.12	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Calibration.....	84
E.10.13	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Mounting	84
E.10.14	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Data acquisition	84
E.10.15	Category B uncertainties: Air density – Correction	85
E.11	Category B uncertainties: Method	85
E.11.1	General	85
E.11.2	Category B uncertainties: Method – Wind conditions	85
E.11.3	Category B uncertainties: Method – Seasonal effects	90
E.11.4	Category B uncertainties: Method – Turbulence normalization (or the lack thereof)	91
E.11.5	Category B uncertainties: Method – Cold climate	91
E.12	Category B uncertainties: Wind direction.....	92
E.12.1	General	92
E.12.2	Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic	92
E.12.3	Category B uncertainties: Wind direction – RSD	93
E.13	Combining uncertainties.....	94
E.13.1	General	94
E.13.2	Combining Category B uncertainties in electric power ($u_{P,i}$)	95
E.13.3	Combining uncertainties in the wind speed measurement ($u_{V,i}$).....	95
E.13.4	Combining uncertainties in the wind speed measurement from cup or sonic ($u_{VS,i}$).....	95
E.13.5	Combining uncertainties in the wind speed measurement from RSD ($u_{VR,i}$).....	96

E.13.6	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS $u_{VREWS,i}$	96
E.13.7	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for either a meteorological mast significantly above hub height or an RSD with a lower-than-hub-height meteorological mast	97
E.13.8	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast plus RSD for shear using an absolute wind speed	99
E.13.9	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for hub height meteorological mast RSD for shear using a relative wind speed	101
E.13.10	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS due to wind veer across the whole rotor $u_{VREWS,veer,i}$	103
E.13.11	Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{VT,i}$	107
E.13.12	Combining uncertainties for the temperature measurement $u_{T,i}$	108
E.13.13	Combining uncertainties for the pressure measurement $u_{B,i}$	108
E.13.14	Combining uncertainties for the humidity measurement $u_{RH,i}$	109
E.13.15	Combining uncertainties for the method related components $u_{M,i}$	110
E.13.16	Combining uncertainties for the wind direction measurement with wind vane or sonic anemometer $u_{WV,i}$	110
E.13.17	Combining uncertainties for the wind direction measurement with RSD $u_{WR,i}$	111
E.13.18	Combined category B uncertainties	111
E.13.19	Combined standard uncertainty – Power curve	111
E.13.20	Combined standard uncertainty – Energy production	111
E.14	Relevance of uncertainty components under specified conditions	112
E.15	Reference tables	112
Annex F (normative)	Wind tunnel calibration procedure for anemometers	116
Annex G (normative)	Mounting of instruments on the meteorological mast	117
Annex H (normative)	Power performance testing of small wind turbines	118
H.1	General	118
H.2	Wind turbine system definition and installation	118
H.3	Meteorological mast location	119
H.4	Test equipment	119
H.5	Measurement procedure	120
H.6	Derived results	121
H.7	Reporting	121
H.8	Assessment of influence of wind turbines and obstacles at the test site	121
H.9	Assessment of terrain at test site	121
H.10	Site calibration procedure (refer to IEC 61400-12-3)	122
Annex I (normative)	Classification of cup and sonic anemometry	123
Annex J (normative)	Assessment of cup and sonic anemometry	124
Annex K (normative)	In-situ comparison of anemometers	125
Annex L (normative)	The application of remote sensing technology	126
L.1	General	126
L.2	Classification requirements specific to power performance tests	127
L.3	Verification requirements specific to power performance tests	127

L.4	Uncertainty evaluation specific to power performance tests	127
L.5	Additional checks specific to power performance tests	128
L.5.1	Monitoring the performance of the remote sensing device at the application site	128
L.5.2	Identification of malfunctioning of the remote sensing device	128
L.5.3	Consistency check of the assessment of the remote sensing device systematic uncertainties	128
L.5.4	In-situ test of the remote sensing device	128
L.6	Other requirements specific to power performance testing	128
Annex M (informative)	Normalization of power curve data according to the turbulence intensity	131
M.1	General	131
M.2	Turbulence normalization procedure	131
M.3	Determination of the zero turbulence power curve	133
M.4	Order of wind shear correction (normalization) and turbulence normalization	139
M.5	Uncertainty of turbulence normalization or of power curves due to turbulence effects	139
Annex N (informative)	Wind tunnel calibration procedure for wind direction sensors	141
Annex O (informative)	Power performance testing in cold climate	142
O.1	Overview	142
O.2	Recommendations	142
O.2.1	General	142
O.2.2	Sonic anemometers	142
O.2.3	Cup anemometers	142
O.3	Uncertainties	143
O.4	Reporting	143
Annex P (informative)	Wind shear normalization procedure	144
Annex Q (informative)	Definition of the rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer	146
Q.1	Overview	146
Q.2	Definition of rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer	147
Q.3	Measurement of wind veer	147
Q.4	Combined wind shear and wind veer normalization	147
Annex R (informative)	Uncertainty considerations for tests on multiple turbines	148
Annex S (informative)	Mast flow distortion correction for lattice masts	152
Bibliography		153
Figure 1	– Requirements as to distance of the wind measurement equipment and maximum allowed measurement sectors	28
Figure 2	– Wind shear measurement heights appropriate to measurement of rotor equivalent wind speed	33
Figure 3	– Wind shear measurement heights when no wind speed measurements above hub height are available (for wind shear exponent determination only)	34
Figure 4	– Process of application of the various normalizations	38
Figure 5	– Presentation of example database: power performance test scatter plot sampled at 1 Hz (mean values averaged over 10 min)	49
Figure 6	– Presentation of example measured power curve	49
Figure 7	– Presentation of example C_p curve	50

Figure H.1 – Definition of hub height and meteorological mast location for vertical axis wind turbines	119
Figure L.1 – Example of permitted range of locations for measurement volume	129
Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity (I_{ref})	132
Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data	134
Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve	134
Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data	136
Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red)	137
Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data	138
Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black)	138
Figure Q.1 – Wind profiles measured with lidar over flat terrain	147
Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this document	26
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration)	29
Table 3 – Example of REWS calculation	40
Table 4 – Example of presentation of a measured power curve	50
Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production	52
Table D.1 – List of uncertainty components	57
Table E.1 – Expanded uncertainties	62
Table E.2 – List of category A and B uncertainties	64
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement	87
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement	89
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge	90
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge	90
Table E.7 – Suggested assumptions for correlations of measurement uncertainties between different measurement heights	98
Table E.8 – Suggested correlation assumptions for relative wind direction measurement uncertainties at different measurement heights	105
Table E.9 – Uncertainties from air density normalization	112
Table E.10 – Sensitivity factors	114
Table E.11 – Category B uncertainties	115
Table H.1 – Battery bank voltage settings	120
Table R.1 – List of correlated uncertainty components	149

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

FOREWORD

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

IEC 61400-12-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

This third edition of IEC 61400-12-1 is part of a structural revision that cancels and replaces the performance standards IEC 61400-12-1:2017 and IEC 61400-12-2:2013. The structural revision contains no technical changes with respect to IEC 61400-12-1:2017 and IEC 61400-12-2:2013, but the parts that relate to wind measurements, measurement of site calibration and assessment of obstacle and terrain have been extracted into separate standards.

The purpose of the re-structure was to allow the future management and revision of the power performance standards to be carried out more efficiently in terms of time and cost and to provide a more logical division of the wind measurement requirements into a series of separate standards which could be referred to by other use case standards in the IEC 61400 series and subsequently maintained and developed by appropriate experts.

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
88/822/CDV	88/867/RVC

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

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

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

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under webstore.iec.ch in the data related to the specific document. At this date, the document will be

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

IMPORTANT – The "colour inside" logo on the cover page of this document 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

IEC TC 88 has made this third edition in order to reduce the complexity of the previous edition. Wind measurement procedures have been extracted from the performance standard, recognizing that wind measurements need to be referenced from other standards, such as in loads, noise and resource assessment measurements. IEC TC 88 recommends that the restructured standards gradually take over the previous standards before Maintenance Cycle Reports are written on the restructured standards introducing new technical requirements. Revision of the restructured documents should be proposed at the same time to incorporate such technical changes, recommendations, clarifications and simplifications.

The purpose of the IEC 61400-12 series is to provide a uniform methodology that will ensure consistency, accuracy and reproducibility in the measurement and analysis of power performance by wind turbines. This document has been prepared with the anticipation that it would be applied by:

- a) a wind turbine manufacturer striving to meet well-defined power performance requirements and/or a possible declaration system;
- b) a wind turbine purchaser in specifying such performance requirements;
- c) a wind turbine operator who can be required to verify that stated, or required, power performance specifications are met for new or refurbished units;
- d) a wind turbine planner or regulator who needs to be able to accurately and fairly define power performance characteristics of wind turbines in response to regulations or permit requirements for new or modified installations.

This document provides guidance in the measurement, analysis, and reporting of power performance testing for wind turbines. This document will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning and permitting, operation, utilization, and regulation of wind turbines. The technically accurate measurement and analysis techniques recommended in this document should be applied by all parties to ensure that continuing development and operation of wind turbines is carried out in an atmosphere of consistent and accurate communication relative to wind turbine performance. This document presents measurement and reporting procedures expected to provide accurate results that can be replicated by others. Meanwhile, a user of this document should be aware of differences that arise from large variations in wind shear and turbulence. Therefore, a user should consider the influence of these differences and the data selection criteria in relation to the purpose of the test before contracting the power performance measurements.

The wind turbine power performance characteristics are determined by the measured power curve and the estimated annual energy production (AEP). The measured power curve, defined as the relationship between the wind speed and the wind turbine power output, is determined by collecting simultaneous measurements of meteorological variables (including wind speed), as well as wind turbine signals (including power output) at the test site for a period that is long enough to establish a statistically significant database over a range of wind speeds and under varying wind and atmospheric conditions. The AEP is calculated by applying the measured power curve to reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. This document specifies the use of cup or sonic anemometers or remote sensing devices (RSD) in conjunction with anemometers to measure wind. Even though suitable procedures for calibration, validation and classification are adhered to, the nature of the measurement principle of these devices can potentially cause them to perform differently. These instruments are robust and have been regarded as suitable for this kind of test with the limitation of some of them to certain classes of terrain.

Recognizing that, as wind turbines become ever larger, a wind speed measured at a single height is increasingly unlikely to accurately represent the wind speed through the entire turbine rotor, this document introduces an additional definition of wind speed. Whereas previously wind speed was defined as that measured at hub height only, this can now be supplemented with a

so-called rotor equivalent wind speed (REWS) defined by an arithmetic combination of simultaneous measurements of wind speed at a number of heights spanning the complete rotor diameter between lower tip and upper tip. The power curves defined by hub height wind speed and REWS are not the same and indeed the wind speed distributions defined by hub height wind speed and REWS are also not the same such that the annual energy production (AEP) is defined by the combination of a measured power curve and wind speed distribution, both of which are based on an identical definition of wind speed.

The technical requirements in this document have been extracted from and are identical to those in IEC 61400-12-1:2017. The corrections in IEC 61400-12-1:2017/Cor.1:2019, IEC 61400-12-1:2017/Cor.2:2020 and IEC 61400-12-1:2017/Cor.3:2021 have been incorporated in this document. Specifically, technical corrections have been applied to Equations (E.8), (E.44) and (E.17). A further technical correction to Equation (E.45) has been made to correct inconsistent units in the components of the summation. Refer to IEC 61400-12:2022 for an overview of the re-structuring of the IEC 61400-12 series and the relationships between different parts of the standard.

Procedures for calibration, classification and uncertainty of cup anemometers and ultrasonic anemometers are given in IEC 61400-50-1. Procedures for calibration, classification and uncertainty of remote sensing devices are given in IEC 61400-50-2. Special care should be taken in the selection of the instruments chosen to measure the wind speed because it can influence the result of the test.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies a procedure for measuring the power performance characteristics of a single wind turbine and applies to the testing of wind turbines of all types and sizes connected to the electrical power network. In addition, this document defines a procedure to be used to determine the power performance characteristics of small wind turbines (as defined in IEC 61400-2) when connected to either the electric power network or a battery bank. The procedure can be used for performance evaluation of specific wind turbines at specific locations, but equally the methodology can be used to make generic comparisons between different wind turbine models or different wind turbine settings when site-specific conditions and data filtering influences are taken into account.

Considerations which can be of relevance to the assessment of uncertainty of power performance tests on multiple turbines are presented in Annex R on an informative basis.

This document defines a measurement methodology that requires the measured power curve and derived energy production figures to be supplemented by an assessment of uncertainty sources and their combined effects. Uncertainty sources of wind measurements are assessed from procedures described in the relevant wind measurement equipment standards while uncertainty of the power curve and annual energy production are assessed by procedures in this document.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60688, *Electrical measuring transducers for converting AC and DC electrical quantities to analogue or digital signals*

IEC 61400-2, *Wind turbines – Part 2: Small wind turbines*

IEC 61400-12-2, *Wind energy generation systems – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry*

IEC 61400-12-3, *Wind energy generation systems – Part 12-3: Power performance – Measurement based site calibration*

IEC 61400-12-5, *Wind energy generation systems – Part 12-5: Power performance – Assessment of obstacles and terrain*

IEC 61400-50-1, *Wind energy generation systems – Part 50-1: Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments*

IEC 61400-50-2, *Wind energy generation systems – Part 50-2: Wind measurement – Application of ground mounted remote sensing technology*

IEC 61869-1, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*

IEC 61869-2, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

ISO 2533, *Standard Atmosphere*

ISO/IEC Guide 98-3:2008, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

accuracy

closeness of the agreement between the result of a measurement and a true value of the measurand

3.2

annual energy production

AEP

estimate of the total energy production of a wind turbine over a one-year period by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions at hub height, assuming 100 % availability

3.3

atmospheric stability

measure of tendency of the wind to encourage or suppress vertical mixing

Note 1 to entry: Stable atmosphere is characterized by a high temperature gradient with altitude, high wind shear, possible wind veer and low turbulence relative to unstable conditions. Neutral and unstable atmosphere generally result in lower temperature gradients and low wind shear.

3.4

complex terrain

terrain surrounding the test site that features significant variations in topography and terrain obstacles (3.18) that can cause flow distortion

3.5

cut-in wind speed

lowest wind speed at which a wind turbine will begin to produce power

3.6

cut-out wind speed

wind speed at which a wind turbine cuts out from the grid due to high wind speed

3.7

data set

collection of data sampled over a continuous period

3.8

extrapolated power curve

extension of the measured power curve by estimating power output from the maximum measured wind speed to cut-out wind speed

3.9

flow distortion

change in air flow caused by obstacles, topographical variations, or other wind turbines that results in the wind speed at the measurement location being different from the wind speed at the wind turbine location

3.10

hub height

<of a wind turbine> height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the ground at the tower

Note 1 to entry: For a vertical axis wind turbine the hub height is defined as the height of the centroid of the swept area of the rotor above the ground at the tower.

3.11

maximum power

P_{60}

maximum one-minute average power output a small wind turbine in normal steady-state operation will produce

Note 1 to entry: Peak instantaneous power output can be higher than maximum power.

Note 2 to entry: This definition applies only to small wind turbines as referred to in Annex H.

3.12

measured power curve

table and graph that represent the measured, corrected and normalized net power output of a wind turbine as a function of measured wind speed, measured under a well-defined measurement procedure

3.13

measurement period

period during which a statistically significant database has been collected for the power performance test

3.14

measurement sector

sector of wind directions from which data are selected for the measured power curve

3.15

method of bins

data reduction procedure that groups test data for a certain parameter into intervals (bins)

Note 1 to entry: The method of bins is normally used for wind speed bins but is also applicable to other parameters.

Note 2 to entry: For each bin, the number of data sets or samples and their sum are recorded, and the average parameter value within each bin is calculated.

3.16

net active electric power

measure of the wind turbine electric power output that is delivered to the electrical power network

3.17**normal maintenance**

intervention which is done according to a defined regular maintenance program, independent from the fact that a power performance test is being done, for example oil change, blade washing (if due anyway, independent from the power performance test) and any intervention which is outside of the scope of the regular maintenance program (e.g. repair of a failed component) and which is not a machine configuration change

3.18**obstacle**

obstruction that blocks the wind and creates distortion of the flow

Note 1 to entry: Buildings and trees are examples of obstacles.

3.19**pitch angle**

angle between the chord line at a defined blade radial location (usually 100 % of the blade radius) and the rotor plane of rotation

3.20**power coefficient**

ratio of the net electric power output of a wind turbine to the power available in the free stream wind over the rotor swept area

3.21**power performance**

measure of the capability of a wind turbine to produce electric power and energy

3.22**rated power**

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

3.23**reference power**

averaged power level in the 11 m/s wind speed bin

Note 1 to entry: This definition applies only to small wind turbines as referred to in Annex H.

3.24**rotor equivalent wind speed**

wind speed corresponding to the kinetic energy flux through the swept rotor area when accounting for the variation of the wind speed with height

SEE: Equation (5)

3.25**special maintenance**

intervention which is outside of the scope of the regular maintenance program and which is not a machine configuration change, i.e. any intervention which is done in order to improve the power performance during a test period, for example an unscheduled blade washing, any replacement of an essential component

3.26**standard uncertainty**

uncertainty of the result of a measurement expressed as a standard deviation

3.27

swept area

<for a horizontal axis wind turbine> projected area of the moving rotor upon a plane normal to the axis of rotation

Note 1 to entry: For teetering rotors, it should be assumed that the rotor remains normal to the low-speed shaft. For a vertical axis wind turbine, the swept area is the projected area of the moving rotor upon a vertical plane.

3.28

test site

location of the wind turbine under test and its surroundings

3.29

uncertainty in measurement

parameter, associated with the result of a measurement, which characterizes the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand

3.30

wind measurement equipment

meteorological mast-mounted instruments or remote sensing device

3.31

wind shear

change of wind speed with height across the wind turbine rotor

3.32

wind shear exponent

α

exponent of the power law defining the variation of wind speed with height

Note 1 to entry: This parameter is used as a measure of the magnitude of wind shear for site calibration in Annex C and can be otherwise useful. The power law equation is

$$v_{zi} = v_h \left(\frac{z_i}{H} \right)^\alpha \quad (1)$$

where

v_h is the hub height wind speed;

H is the hub height (m);

v_{zi} is the wind speed at height z_i ;

α is the wind shear exponent.

3.33

wind veer

change of wind direction with height across the wind turbine rotor

4 Symbols, units and abbreviated terms

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
A	swept area of the wind turbine rotor	[m ²]
A_i	area of the i -th wind turbine rotor segment	[m ²]
A_w	Weibull scale factor	[m/s]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
AEP	annual energy production	[Wh]
B	barometric pressure	[Pa]
$B_{10\min}$	measured air pressure averaged over 10 min	[Pa]
C_P	assumption of constant power coefficient	
$C_{P,i}$	power coefficient in bin i	
$C_{P,\max}$	maximum power coefficient	
c	sensitivity factor of a parameter (the partial differential)	
$c_{B,i}$	sensitivity factor of air pressure in bin i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	sensitivity factor of data acquisition system in bin i	
$c_{k,i}$	sensitivity factor of component k in bin i	
$c_{l,i}$	sensitivity factor of component l in bin i	
$c_{l,j}$	sensitivity factor of component l in bin j	
$c_{m,i}$	sensitivity factor of v_{eq} on wind speed at height m in wind speed bin i	
$c_{n,i}$	sensitivity factor of v_{eq} on wind speed at height n in wind speed bin i	
$c_{RH,i}$	sensitivity factor for relative humidity in bin i	
$c_{T,i}$	sensitivity factor of air temperature in bin i	[W/K]
$c_{V,i}$	sensitivity factor of wind speed in bin i	[Ws/m]
$c_{\rho,i}$	sensitivity factor of air density correction in bin i	[Wm ³ /kg]
D	rotor diameter	[m]
D_e	equivalent rotor diameter	[m]
D_n	rotor diameter of neighbouring and operating wind turbine	[m]
d	meteorological mast diameter	[m]
$F(V)$	the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed	
f_i	the relative occurrence of wind speed in a wind speed interval bin i	
f_r	wind shear correction factor as calculated in 9.1.3.3	
$f_{r,MM}$	wind shear correction factor, measured using meteorological mast mounted instruments	
$f_{r,RSD}$	wind shear correction factor, measured using a remote sensing device	
$f_{r,X,i}$	wind shear correction factor in wind speed bin i	
$f(v)$	wind speed distribution within 10 min period	
H	hub height of wind turbine	[m]
h	height of obstacle	[m]
I_{ref}	reference turbulence intensity (Annex M)	
i	wind speed bin referring to bin averaging of power curve	
k	class number	
k	Weibull shape factor	
L	distance between the wind turbine and the wind measurement equipment	
L_e	distance between the wind turbine or the wind measurement equipment and an obstacle	[m]
L_n	distance between the wind turbine or the wind measurement equipment and a neighbouring and operating wind turbine	[m]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
M	number of uncertainty components in each bin	
M_A	number of category A uncertainty components	
M_B	number of category B uncertainty components	
N	number of bins	
N_h	number of hours in one year $\approx 8\,760$	[h]
N_i	number of 10 min data sets in wind speed bin i	
n	number of available measurement heights ($n \geq 3$)	
n_h	number of available measurement heights	
P_o	porosity of obstacle (0: solid, 1: no obstacle)	
P_i	normalized and averaged power output in bin i	[W]
$P_{I=0}(v)$	zero turbulence power curve	
P_{kin}	kinetic energy in the wind across the rotor height range	
P_n	normalized power output	
$P_{n,i,j}$	normalized power output of data set j in bin i	[W]
P_{rated}	rated power	
$P_{sim}(v)$	simulated 10 min average of measured power output	
P_w	vapour pressure	[Pa]
P_{10min}	measured power averaged over 10 min	[W]
P_{60}	maximum one-minute average power output	
$\overline{P(v)}$	10 min average of measured power output	
$\overline{P_{sim,I}(v)}$	simulated 10 min average of measured power output according to the above condition a): Equation (M.1) applied for the measured wind speed distribution	
$\overline{P_{sim,I_{ref}}(v)}$	simulated 10 min average of measured power output according to the above condition b): Equation (M.1) applied for the measured average wind speed and for the reference turbulence intensity I_{ref} by assuming a Gaussian wind speed distribution.	
R	rotor radius	[m]
R_0	gas constant of dry air (287,05)	[J/kgK]
R_d	distance to meteorological mast centre	[m]
REWS	rotor equivalent wind speed	
R_w	gas constant of water vapour (461,5)	[J/kgK]
RSD	remote sensing device	
r	correlation coefficient	
s	category A standard uncertainty component	
$s_{k,i}$	category A standard uncertainty of component k in bin i	
s_i	combined category A uncertainties in bin i	
$s_{P,i}$	category A standard uncertainty of power in bin i	[W]
s_{sc}	category A standard uncertainty of site calibration	[m/s]
$s_{sc,i}$	category A standard uncertainty of site calibration in bin i	
T	absolute temperature	[K]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
T_i	average temperature in bin i	
$T_{10\min}$	measured absolute air temperature averaged over 10 min	[K]
t	time	[s]
U	wind speed	[m/s]
U_i	wind speed in bin i	[m/s]
u	category B standard uncertainty component	
u_{AEP}	combined standard uncertainty in the estimated annual energy production	[Wh]
$u_{\text{AD},i}$	uncertainty related to the air density bin i	
$u_{\text{AD,method},i}$	uncertainty related to the air density correction bin i	
$u_{\text{B},i}$	category B standard uncertainty of air pressure in bin i	[Pa]
$u_{\text{B,cal},i}$	uncertainty related to the calibration of the pressure sensor bin i	[Pa]
$u_{\text{B,mnt},i}$	uncertainty related to the mounting of the pressure sensor bin i	[Pa]
$u_{\text{c},i}$	combined standard uncertainty of the power in bin i	[W]
$u_{\text{d},i}$	standard uncertainty of the data acquisition system for the full range of a certain measurement channel bin i	
$u_{\text{d,SA},i}$	uncertainty due to system accuracy in bin i	
$u_{\text{d,SC},i}$	uncertainty due to signal conditioning in bin i	
$u_{\text{d,ST},i}$	uncertainty due to signal transmission in bin i	
$u_{\text{d,VT},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signals of the wind speed sensors according to IEC 61400-50-1 bin i	
$u_{\text{dVS},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the wind speed signal bin i	
$u_{\text{dB},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signal of the pressure sensor bin i	[Pa]
$u_{\text{dP},i}$	uncertainty component related to the data acquisition of the power signal bin i	
$u_{\text{dRH},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signal from the humidity sensor bin i	[%]
$u_{\text{dT},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signal of the temperature sensor bin i	[°C]
$u_{\text{dWV},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signal from the wind direction sensor (wind vane or sonic anemometer) bin i	
$u_{\text{dWR},i}$	uncertainty related to the data acquisition of the signal from the wind direction sensor (remote sensing device) bin i	
u_i	combined category B uncertainties in bin i	
$u_{f_{\text{r},X},i}$	standard uncertainty of $f_{\text{r},X,i}$ in wind speed bin i	
$u_{k,i}$	category B standard uncertainty of component k in bin i	
$u_{l,i}$	standard uncertainty of component l in bin i	
$u_{l,j}$	standard uncertainty of component l in bin j	
$u_{\text{M},i}$	uncertainty related to the applied methodology bin i	
$u_{\text{M,cc},i}$	uncertainty related to the measurement in a cold climate bin i	
$u_{\text{M,shear},i}$	uncertainty related to missing information regarding shear across the whole rotor bin i	
$u_{\text{M,sfx},i}$	uncertainty related to the unquantifiable seasonal effects on the turbine bin i	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$u_{M,ti,i}$	uncertainty related to missing information regarding turbulence when no hub-height meteorological mast wind speed signal is available bin i	
$u_{M,tinorm,i}$	uncertainty related to turbulence normalization bin i	
$u_{M,upflow,i}$	uncertainty related to missing information regarding upflow across the whole rotor bin i	
$u_{M,veer,i}$	uncertainty related to missing information regarding wind veer across the whole rotor bin i	
$u_{P,i}$	category B standard uncertainty of power in bin i	[W]
$u_{P,CT,i}$	uncertainty component due to the current transformer bin i	
$u_{P,PT,i}$	uncertainty component due to the power transducer bin i	
$u_{P,VT,i}$	uncertainty component due to the voltage transformer bin i	
$u_{REWS,i}$	uncertainty of rotor equivalent wind speed in bin i	
$u_{REWS.shear,i}$	uncertainty of the REWS wind speed based on the multiple wind speed measurements the REWS bin i	
$u_{REWS.veer,i}$	uncertainty related to the influence of veer on the REWS bin i	
$u_{RH,i}$	category B standard uncertainty of relative humidity in bin i	
$u_{RH,cal,i}$	uncertainty related to the calibration of the humidity sensor bin i	[%]
$u_{RH,mnt,i}$	uncertainty related to the mounting of the humidity sensor bin i	[%]
$u_{T,i}$	category B standard uncertainty of air temperature in bin i	[K]
$u_{T,cal,i}$	uncertainty component of the temperature sensor bin i	[°C]
$u_{T,mnt,i}$	uncertainty related to the mounting of the temperature sensor bin i	[°C]
$u_{T,shield,i}$	uncertainty related to the radiation shielding of the temperature sensor bin i	[°C]
$u_{V,i}$	category B standard uncertainty of wind speed in bin i	[m/s]
$u_{v_h,i}$	standard uncertainty of $v_{h,i}$ in wind speed bin i	
$u_{v_{eq},final,i}$	standard uncertainty of final rotor equivalent wind speed in bin i	
$u_{v_{eq},k,i}$	standard uncertainty sub-component k of v_{eq} in wind speed bin i	
$u_{v_{eq},l,i}$	standard uncertainty sub-component l of v_{eq} in wind speed bin i	
$u_{v_{eq},X,i}$	standard uncertainty of $v_{eq,X,i}$ in bin i	
$u_{v_{eq},X,k,i}$	standard uncertainty component k of rotor equivalent wind speed as measured with the remote sensing device in bin i , to be analysed according to Equation (E.32) bin i	
$u_{VHW,i}$	uncertainty on the hardware used and is one of $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ or $u_{REWS,i}$ bin i	
$u_{v_{h,X,i}}$	standard uncertainty of $v_{h,X,i}$ bin i	
$u_{v_{h,X,k,i}}$	standard uncertainty component k of hub height wind speed as measured with the remote sensing device in bin i	
$u_{v_M,i}$	uncertainty related to the method applied bin i	
$u_{v_m,k,i}$	standard uncertainty sub-component k of wind speed measurement at height m in wind speed bin i	
$u_{v_n,k,i}$	standard uncertainty sub-component k of wind speed measurement at height n in wind speed bin i	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$u_{VR,i}$	uncertainties in the wind speed measurement from RSD	
$u_{VR,class}$	uncertainty related to the classification of the RSD bin i	
$u_{VR,class,i}$	uncertainty related to the classification of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2	
$u_{VR,flow,i}$	uncertainty related to the flow variation across the measurement volume of the RSD bin i	
$u_{VR,isc,i}$	uncertainty due to the in-situ test bin i	
$u_{VR,mnt,i}$	uncertainty related to the mounting of the RSD bin i	
$u_{VR,mon,i}$	uncertainty related to the monitoring of the RSD bin i	
$u_{VR,ver,i}$	uncertainty due to the verification test bin i	
$u_{VREWS,i}$	uncertainty of the rotor equivalent wind speed (REWS) bin i	
$u_{VREWS,shear,i}$	uncertainty due to the influence on REWS from the shear measurement across the rotor bin i	
$u_{VREWS,veer,i}$	uncertainty related to the classification of the RSD bin i	
u_{VS}	uncertainty related to wind speed (cup or sonic)	
$u_{VS,class,i}$	uncertainty related to the classification of the sensors bin i	
$u_{VS,igt,i}$	uncertainty related to the flow distortion from lightning finial bin i	
$u_{VS,mnt,i}$	uncertainty related to the mounting of the sensors bin i	
$u_{VS,postcal,i}$	uncertainty related to the flow distortion from the terrain bin i	
$u_{VS,precal,i}$	uncertainty on the hardware used and is one of $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ or $u_{REWS,i}$ bin i	
$u_{VT,i}$	uncertainty related to the flow distortion from the terrain bin i	
$u_{VT,class,i}$	uncertainty related to the classification of the sensors for the site calibration according to IEC 61400-50-1	
$u_{VT,coc,i}$	uncertainty related to calibration of the sensors according to IEC 61400-12-3 before the test	
$u_{VT,coc,i,j}$	uncertainty related to the change of correction value between bins	
$u_{VT,igt,i}$	uncertainty related to a possible top-mounted lightning finial bin i	
$u_{VT,mnt,i}$	uncertainty related to the mounting of the sensors bin i	
$u_{VT,precal,i}$	uncertainty related to the calibration of the sensors before the test bin i	
$u_{VT,postcal,i}$	uncertainty related to the in-situ calibration (Annex K) and/or the post-calibration of the sensor (IEC 61400-50-1) during and/or after the site calibration bin i	
$u_{VT,rmv,i}$	uncertainty related to removal of the wind direction sensor between the site calibration and the power performance test bin i	
$u_{VT,sv,i}$	uncertainty related to seasonal variation between the site calibration and the power performance test bin i	
$u_{v,X,k,i}$	standard uncertainty of component k of either $v_{h,X,i}$ or $v_{eq,X,i}$ bin i	
$u_{WR,i}$	uncertainty related to the wind direction measured with an RSD bin i	
$u_{WR,align,i}$	uncertainty related to the alignment of the RSD bin i	
$u_{WR,fv,i}$	uncertainty related to the flow variation in different probe volumes bin i	
$u_{WR,class,i}$	uncertainty related to the classification of the RSD bin i	
$u_{WR,mda,i}$	uncertainty related to the magnetic declination angle bin i	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$u_{WR,mon,i}$	uncertainty related to the in-situ monitoring of the signal from the wind direction monitoring by the RSD device bin i	
$u_{WR,ver,i}$	uncertainty related to the verification test of the RSD bin i	
$u_{WV,i}$	uncertainty related to the wind direction measured with a mast mounted wind direction sensor (wind vane or sonic anemometer) bin i	
$u_{WV,bo,i}$	uncertainty related to the boom orientation on which the wind direction sensor is mounted bin i	
$u_{WV,cal,i}$	uncertainty related to the calibration of the wind direction sensor bin i	
$u_{WV,mda,i}$	uncertainty related to the magnetic declination angle bin i	
$u_{WV,nm,i}$	uncertainty related to north marking of the wind direction sensor bin i	
$u_{WV,oe,i}$	uncertainty related to the influence of the mast on the free stream wind direction at the point of measurement bin i	
V	wind speed	[m/s]
V_{ave}	annual average wind speed at hub height	[m/s]
V_i	normalized and averaged wind speed in bin i	[m/s]
V_{eq}	measured equivalent wind speed	
V_n	normalized wind speed	[m/s]
V_{10min}	measured wind speed averaged over 10 min	[m/s]
v	transversal wind speed component	[m/s]
$\bar{v}$	mean flow air speed	[m/s]
v_{eq}	measured equivalent wind speed	[m/s]
$v_{eq,final}$	final rotor equivalent wind speed	[m/s]
$v_{eq,i}$	equivalent wind speed in bin i	
$v_{eq,MM}$	equivalent wind speed based on meteorological mast measurements	[m/s]
$v_{eq,RSD}$	equivalent wind speed based on remote sensing device measurements	[m/s]
$v_{eq,X,i}$	rotor equivalent wind speed as measured with the remote sensing device in bin i	
v_h	hub height wind speed	[m/s]
$v_{h,i}$	wind speed at hub height in bin i	
$v_{h,i}$	wind speed measured at hub height in bin i by cup or sonic anemometer bin i	
$v_{h,MM}$	wind speed measured at hub height with meteorological mast	[m/s]
v_{hn}	hub height wind speed normalized for a specific wind shear profile	[m/s]
$v_{h,RSD}$	wind speed measured at hub height by the remote sensing device	[m/s]
$v_{h,X,i}$	wind speed measured by remote sensing device in bin i	
v_i	wind speed measured at height bin i	[m/s]
$v_{m,i}$	wind speed at height m in wind speed bin i	
v_{rated}	rated wind speed	
v_{zi}	wind speed at height zi	[m/s]
WME	wind measurement equipment	
w	vertical wind speed component	[m/s]
w_i	weighting function to define deviation envelope	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
z	height above ground	[m]
z_i	height of the i -th wind turbine rotor segment	[m]
z_m	wind speed measurements of successive measurement heights	[m]
α	wind shear exponent from power law	[°]
κ	von Karman constant 0,4	
ρ	air density	[kg/m ³]
ρ_i	average air density in bin i	
$\rho_{k,l,i}$	correlation coefficient between the uncertainty component k height m and n in wind speed bin i	
$\rho_{k,l,i,j}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j	
$\rho_{m,n,k,i}$	correlation coefficient between the uncertainty component k height m and n in wind speed bin i	
$\rho_{u_{v_{eq,X,i}}, u_{v_{h,X,i}}}$	correlation coefficient between uncertainty components $u_{v_{eq,X,i}}$ and $u_{v_{h,X,i}}$ in bin i	
$\rho_{u_{v_{eq,X,i}}, u_{v_{h,X,i},k,i}}$	correlation coefficient between standard uncertainty components $u_{v_{eq,X,i}}$ and $u_{v_{h,X,i},k,i}$ in bin i	
ρ_0	reference air density	[kg/m ³]
ρ_{10min}	derived air density averaged over 10 min	[kg/m ³]
σ	standard uncertainty	
$\sigma_{P,i}$	standard deviation of the normalized power data in bin i	[W]
σ_{10min}	standard deviation of parameter averaged over 10 min	
Φ	relative humidity (range 0 % to 100 %)	
Φ_i	average relative humidity (range 0 % to 100 %) in bin i	
$\Phi_{m,i}$	wind direction at m -th height relative to wind direction at hub height in wind speed bin i	
ϕ_i	angle difference between the wind direction at hub height and segment i	

5 Power performance method overview

The wind shear and wind veer can vary significantly over the rotor height of large wind turbines for atmospheric stability conditions and these are also dependent on topography at the site. The occurrence of extreme atmospheric stability conditions is a site-specific issue, and if these occur during a power performance test the power curve can vary significantly.

The power performance measurement method used in this document is based on a definition of the power curve that expresses power produced versus the wind speed that represents effectively the kinetic energy flux in the wind flowing across the swept area of the rotor.

The kinetic energy flux (referring to a certain point in time or period of time, typically 10 min, assuming that the wind speed does not change within this time across the vertical capture area) is in general terms expressed as:

$$P_{\text{kin}} = \int_A \frac{1}{2} \rho V^3 dA \quad (2)$$

NOTE 1 If the wind speed changes (i.e. if the turbulence intensity is greater than zero) during a certain time period, then the kinetic power (averaged over this time period) is higher than in the case of a constant wind speed, whereas a wind turbine has only a limited possibility to transform this additional kinetic power into additional electric power. This issue is not taken into further consideration here. As a simplification, the Equations (2), (3), (4) are considered valid here, even in the case of a turbulence intensity greater than zero. The impact of wind speed changes on the time averaged kinetic power and the associated impact on the wind turbine power curve are treated by the turbulence normalization procedure as included in Annex M.

Here the wind speed V , measured at a point in space over the rotor area, is the horizontal wind speed.

NOTE 2 Wind turbine power seems to correlate better with the horizontal wind speed definition than with a vector wind speed definition for a one point hub height wind speed measurement.

The horizontal wind speed is defined as the average magnitude of the horizontal component of the instantaneous wind velocity vector, including only the longitudinal and lateral (but not the vertical) components. When we consider a horizontal axis wind turbine, the wind veer is also taken into account and the kinetic energy in the wind is corrected according to the wind direction at hub height:

$$P_{\text{kin}} = \int_A \frac{1}{2} \rho (V \cos(\varphi - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA \quad (3)$$

Here φ_{hub} is the wind direction at hub height. The wind veer can vary significantly over the rotor height of large wind turbines for extreme atmospheric stability conditions and it is also dependent on topography at the site.

In this document we do not consider wind shear and wind veer in the horizontal plane. Thus, the energy equivalent wind speed that corresponds to the kinetic energy in the wind as derived from the expression of kinetic energy in Equation (3) in general is described as:

$$V_{\text{eq}} = \left(\frac{1}{A} \int_i (V_i \cos(\varphi_i - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA_i \right)^{1/3} \quad (4)$$

Here the index i refers to the height within the rotor area.

NOTE 3 However, when wind speed is mentioned in this document it is by default referring to the hub height wind speed definition unless specifically stated to be this energy equivalent wind speed definition.

Although horizontal wind speed is considered to be the influential wind speed parameter, on sites with significant non-horizontal flow (upflow or downflow), there is additional uncertainty associated with both the measurement of the horizontal wind speed and the response of the wind turbine.

At sites with low and homogeneous wind shear and wind veer over the rotor (and for turbines with small rotor diameters in possibly more complex wind flow conditions), the wind speed measured at hub height can be a good representation of the kinetic energy to be captured by the rotor. Hub height wind speed is the wind speed upon which power curves have historically been defined in all previous editions of IEC 61400-12-1. For that reason, the wind speed measured at hub height is the default definition of wind speed and shall always be measured and reported, even when more comprehensive measurements of wind speed are available over the rotor height.

At sites and seasons where extreme atmospheric stability conditions are expected to be frequent, it is recommended to measure wind shear.

If wind shear and wind veer are not measured over the full height of the rotor there is added uncertainty in the equivalent wind speed. This uncertainty decreases as more wind speed and wind direction measurement heights are used. If measurements are limited to hub height only and there is no measurement of wind shear over the most significant parts of the rotor, then this implies an uncertainty in determination of the equivalent wind speed.

For small wind turbines, where the influence of the wind shear and wind veer are insignificant, the wind speed shall be represented by a hub height wind speed measurement alone without adding uncertainty due to lack of wind shear and wind veer measurements.

NOTE 4 For small turbines refer to IEC 61400-2.

For vertical axis wind turbines, where the influence of the wind veer is not present, the wind veer shall be neglected.

As the wind conditions at the position of the test turbine and at the position of the wind measurement can differ significantly if the test turbine or the wind measurement is located in wakes of any wind turbines, such situations shall be excluded from the test.

The air density ρ also varies over the height of a large wind turbine rotor. However, this variation is small. For practical implementation of the power performance measurement method, it is sufficient to define and determine the air density at hub height only. The power curve is normalized to the average air density at the measurement site over the measurement period or to a pre-defined reference air density.

Power curves are also influenced by the turbulence at the test site, and turbulence can vary over the rotor. In this document only the site turbulence at hub height is considered. High turbulence increases the radius of curvature of the power curve at cut-in and at the start of power regulation at nominal power while low turbulence will make these corners of the power curve sharper. Site turbulence shall be measured and presented as a supplement to the power curve. If needed, a normalization to a specified turbulence can be done using the method of Annex M.

In summary, the power curve according to this document is a climate-specific power curve, where:

- a) the wind speed at a point in space is defined as the horizontal wind speed;
- b) the wind speed of a power curve is defined as the hub height wind speed. This definition may be supplemented with the equivalent wind speed, as defined in Equation (4), taking account of vertical wind shear and wind veer;

NOTE 5 For vertical axis wind turbines the wind veer is omitted in Equation (3) (setting $\varphi_i = \varphi_{\text{hub}}$).

- c) air density is measured at hub height and the power curve is normalized to a site average air density during the measurement period or to a pre-defined reference air density;
- d) turbulence is measured at hub height and the power curve is presented without a turbulence normalization;
- e) the power curve can be normalized to a broader range of climatic conditions (e.g. specific air density, turbulence intensity, vertical shear and veer).

NOTE 6 The power curve normalization is only valid for limited ranges of climatic conditions from the actual site conditions.

In this document, all necessary procedures for measurements, calibration, classification, data correction, data normalization and determination of uncertainties are either provided within this document or referred to in the relevant wind measurement standards. However, if not all parameters are sufficiently measured, then uncertainty shall be applied due to the lack of

measurement. This applies, for example, to the measurement of a power curve of a large wind turbine with only a hub height wind speed sensor. In this case an uncertainty shall be applied for the variability of the wind shear and of the wind veer.

The best results from the use of this document are achieved by measurement of all required parameters and use of all relevant procedures. However, if this is not possible, there are options both for the measurement setup and for the use of the procedures. These options are described in Table 1. The options refer to the use of wind measurement equipment, the applied normalizations, and additional uncertainties connected to the lack of measurements.

Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this document

Wind measurement configuration	1. Meteorology mast at hub height and remote sensing at all heights	2. Meteorology mast below hub height and remote sensing at all heights	3. Meteorology mast above hub height	4. Meteorology mast at hub height
Typical application	Large wind turbines ^a in flat terrain (see Annex B)	Large wind turbines in flat terrain (see Annex B)	Large and small wind turbines in all types of terrain	Large and small wind turbines in all types of terrain
Wind measurement sensors	IEC 61400-50-1 for cup and sonic anemometers and IEC 61400-50-2 for remote sensing	IEC 61400-50-1 for cup and sonic anemometers and IEC 61400-50-2 for remote sensing	IEC 61400-50-1 for cup and sonic anemometers	IEC 61400-50-1 for cup and sonic anemometers
Normalization procedures for climate-specific power curve determination	Air density, wind shear; 9.1.5 and 9.1.3.4	Air density, wind shear; 9.1.5 and 9.1.3.4	Air density, wind shear; 9.1.5 and 9.1.3.4	Air density; 9.1.5
Additional uncertainty due to lack of wind shear measurement	No additional uncertainty dependent on measurement height coverage; E.11.2.2	No additional uncertainty dependent on measurement height coverage; E.11.2.2	No additional uncertainty dependent on measurement height coverage; E.11.2.2	Additional gross uncertainty for large wind turbines due to lack of vertical wind shear; E.11.2.2
Optional normalization procedures ^b	Turbulence, wind veer and upflow angle; 9.1.6 and 9.1.4	Turbulence, wind veer and upflow angle; 9.1.6 and 9.1.4	Turbulence, wind veer and upflow angle; 9.1.6 and 9.1.4. Meteorological mast flow distortion; 9.1.2. Site calibration; Annex C.	Turbulence and upflow angle; 9.1.6. Site calibration; Annex C.

^a Refer to IEC 61400-2 for definition of large and small turbines.

^b Upflow influences the power curve and can be measured with 3D sonic anemometers or upflow vanes. If an upflow angle normalization is applied then the method should be documented (uncertainty on upflow is considered in Annex E). However no specific procedure is described in this document on how to normalize for upflow angle.

6 Preparation for performance test

6.1 General

The specific test conditions related to the power performance measurement of the wind turbine shall be well-defined and documented in the test report, as detailed in Clause 10.

6.2 Wind turbine and electrical connection

As detailed in Clause 10, the wind turbine and electrical connection shall be described and documented to identify uniquely the specific machine configuration that is tested.

6.3 Test site

6.3.1 General

At the test site wind measurement equipment shall be set up in the neighbourhood of the wind turbine to determine the wind speed that drives the wind turbine.

Wind shear and atmospheric stability characteristics of the site can have significant influences on the wind measurement and the actual power performance of the wind turbine. Often there is a diurnal cycle of atmospheric stability, with stable atmosphere forming at night and neutral or unstable atmosphere forming during the day as the sun heats the ground, increasing turbulence and mixing in the boundary layer. Wind shear, wind veer, and turbulence are all a function of atmospheric stability and impact the relationship between the hub height wind speed to the rotor equivalent wind speed and unusual profiles can impact a wind turbine's energy conversion. In addition, flow distortion effects can cause the wind speed at the position of the wind speed measurement and the wind speed at the wind turbine to be different, though correlated.

The test site shall be assessed for sources of wind flow distortion in order to:

- a) choose the position of the wind measurement equipment;
- b) define a suitable measurement sector;
- c) determine if a site calibration is required then determine the appropriate flow corrections by measurement according to Annex C;
- d) evaluate the uncertainty due to wind flow distortion.

The following factors shall be considered, in particular:

- 1) topographical variations and roughness;
- 2) other wind turbines;
- 3) obstacles (buildings, trees, etc.).

The test site shall be documented as detailed in Clause 10.

6.3.2 Location of the wind measurement equipment

Care needs to be taken in locating the wind measurement equipment. The wind measurement equipment shall not be located too close to the wind turbine, since the wind speed will be influenced in front of the wind turbine. Also, it shall not be located too far from the wind turbine, since the correlation between wind speed and electric power output will be reduced. The wind speed measurement instrumentation shall be positioned at a distance from the wind turbine of between 2 and 4 times the rotor diameter D of the wind turbine. A distance of 2,5 times the rotor diameter D is recommended. In the case of a vertical axis wind turbine, refer to Clause H.3.

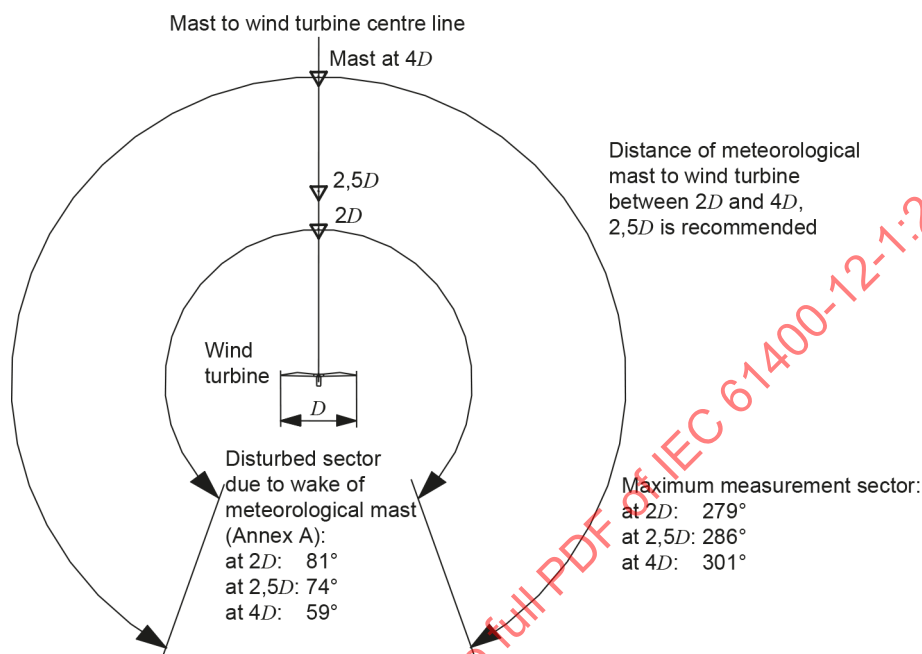
Prior to carrying out the power performance test and in selecting the location for the wind measurement equipment, account should be taken of the requirement to exclude measurements from all sectors in which either the wind measurement equipment or the wind turbine will be subject to flow disturbance and hence the wind measurement equipment location should be chosen to ensure that valid sectors remain.

In most cases, the best location for the wind measurement equipment will be upwind of the wind turbine in the direction from which most valid wind is expected to come during the test. In other cases, however, it might be more appropriate to place the wind measurement equipment alongside the wind turbine as the wind conditions will be more similar, for example for a wind turbine sited on a ridge.

6.3.3 Measurement sector

The measurement sector(s) shall exclude directions having significant obstacles and other wind turbines, as seen from both the wind turbine under test and the wind measurement equipment.

For all neighbouring wind turbines and significant obstacles, the directions to be excluded due to wake effects shall be determined using the procedure in IEC 61400-12-5. The disturbed sectors to be excluded due to the wind measuring equipment being in the wake of the wind turbine under test are shown in Figure 1 for distances of $2D$, $2,5D$ and $4D$. Reasons to reduce the measurement sector(s) might be special topographic conditions or unexpected measurement data from directions with complicated structures. All reasons for reducing the measurement sector shall be clearly documented.



IEC

Figure 1 – Requirements as to distance of the wind measurement equipment and maximum allowed measurement sectors

6.3.4 Correction factors and uncertainty due to flow distortion originating from topography

The test site shall be assessed for sources of wind flow distortion due to topographical variations. The assessment in Annex B shall identify whether the power curve can be measured without a site calibration. If the criteria of Annex B are met, the wind flow regime of the site does not need a site calibration. However, in assuming that no flow correction is necessary, the applied uncertainty due to flow distortion of the test site shall be a minimum of 2 % of the measured wind speed if the wind measurement equipment is positioned at a distance between 2 and 3 times the rotor diameter of the wind turbine and 3 % or greater if the distance is between 3 and 4 times the rotor diameter, unless objective evidence can be provided quantifying a different uncertainty.

NOTE These uncertainties were derived from a WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program, DTU Wind Energy) analysis of a Gaussian hill meeting the terrain requirements of Annex B.

If the criteria of Annex B are not met, or a smaller uncertainty due to flow distortion of the test site is desired, then an experimental site calibration shall be undertaken in accordance with Annex C. The measured flow correction factors for each sector shall be used.

7 Test equipment

7.1 Electric power

The net electric power of the wind turbine shall be measured using a power measurement device (e.g. power transducer) and be based on measurements of current and voltage on each phase.

The class of the current transformers shall meet the requirements of IEC 61869-2 and the class of the voltage transformers, if used, shall meet the requirements of IEC 61869-3. They shall be of class 0,5 or better.

The accuracy of the power measurement device, if it is a power transducer, shall meet the requirements of IEC 60688 and shall be class 0,5 or better. If the power measurement device is not a power transducer, then the accuracy should be equivalent to class 0,5 power transducers. The operating range of the power measurement device shall be set to measure all positive and negative instantaneous power peaks generated by the wind turbine. As a guide for megawatt-size active control regulated wind turbines, the full-scale range of the power measurement device should be set to –25 % to +125 % of the wind turbine rated power. In other cases, a higher range can be necessary. This shall be checked on an individual case basis. All data shall be periodically reviewed during the test to ensure that the range limits of the power measurement device have not been exceeded. The power transducer shall be calibrated to traceable standards. The power measurement device shall be mounted between the wind turbine and the electrical connection to ensure that only the net active electric power (i.e. reduced by self-consumption) is measured. It shall be stated whether the measurements are made on the wind turbine side or the network side of the transformer.

7.2 Wind speed

7.2.1 General

The wind speed measured at hub height only (HH) is the default wind speed definition and shall always be used. This can be considered the limiting case of the rotor equivalent wind speed where there is only one measurement height and there is additional uncertainty due to the lack of a wind shear or wind veer profile measurement (see E.11.2.2). It is recommended that the hub height wind speed measurement be supplemented with wind shear measurements in the lower half of the rotor to reduce the wind speed uncertainty. To further reduce the wind speed uncertainty, the rotor equivalent wind speed (REWS), see 9.1.3.2 and Annex Q, should be used as the wind speed input variable to the power curve.

The wind speed measurement configurations are summarized in Table 2, which takes account of the current limitations of each measurement technology with respect to the terrain complexity classification. Remote sensing devices that assume horizontal flow uniformity through the scanned volume limit the application of these technologies to non-complex terrain conditions for power performance testing. Thus, only configurations based on Table 2 shall be applied.

Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration)

Wind speed measurement	HH	HH	REWS	REWS
Terrain type	Non-complex	Complex	Non-complex	Complex
Hub height meteorological mast	X	X		
Hub height meteorological mast + RSD	X	X	X	
RSD + non-hub height meteorological mast	X		X	
Meteorological mast covering heights above $HH + 2/3 R$	X	X	X	X

The different possible sensor configurations comprise meteorological mast top-mounted and side-mounted anemometers (see IEC 61400-50-1) and remote sensing devices (see IEC 61400-50-2). These provide measurements of hub height wind speed, rotor equivalent wind speed and wind shear profile. IEC 61400-50-1 describes the general, common requirements and procedures for mast top-mounted and side-mounted cup and sonic anemometers wind measurements. IEC 61400-50-2 describes the general common requirements and procedures for remote sensing wind measurements.

7.2.2 General requirements for meteorological mast mounted anemometers

The following requirements apply to all cup and sonic anemometer applications as described in IEC 61400-50-1.

The arrangement of anemometers for power performance tests shall include a primary hub height anemometer and a control anemometer.

The anemometer shall meet the requirements in Annex I and IEC 61400-50-1 for cup and sonic anemometers. For power performance measurements an anemometer with a class better than 1,7A or 1,7C shall be used. Additionally, in terrain that requires a site calibration, it is recommended that a class better than class 2,5B, 2,5D or 1,7S be used; see Annex I, Annex J and IEC 61400-50-1 regarding classification classes.

The anemometer shall be calibrated according to Annex F and IEC 61400-50-1 before the measurement campaign and, if required, calibrated again after the measurement campaign (post-calibration). It is required to check and document that the anemometer maintains the validity of its calibration throughout the measurement period. This can be achieved by comparing the initial calibration results with the outcome of the post-calibration; alternatively, the in-situ anemometer comparison following the procedure in Annex K and IEC 61400-50-1 is permissible.

Where a post-calibration is carried out, the difference between the regression lines of calibration and post-calibration shall be within $\pm 0,1$ m/s in the range 4 m/s to 12 m/s. Only the calibration before the measurement campaign shall be used for the performance test. Calibration of the anemometer shall be made according to the procedure in Annex F and IEC 61400-50-1. If the maximum difference between the regression lines of calibration and post-calibration is outside of $\pm 0,1$ m/s in the range of 4 m/s to 12 m/s, then the standard uncertainty of the anemometer calibration $u_{VS,precal,i}$ shall be increased (at least to this maximum difference, but not to more than $\pm 0,2$ m/s). If the difference is above $\pm 0,2$ m/s then the in-situ anemometer comparison described in Annex K and IEC 61400-50-1 is to be used to identify the point in time when the deviation in the data occurred and the subsequent faulty data shall be rejected. If the in-situ test cannot determine the point at which the deviation began, then the post-calibration difference is added as an uncertainty.

As an alternative, the in-situ calibration procedure described in Annex K and IEC 61400-50-1 shall be used to check the anemometer integrity throughout the measurement period. In this procedure a control anemometer is used to monitor the primary anemometer. Where a cup anemometer is used as the primary anemometer, then either a cup anemometer or a sonic anemometer may be used as the control anemometer. Where a sonic anemometer is used as the primary anemometer, then the control anemometer shall be a cup anemometer. In the case where a REWS derived power curve is obtained from taller than hub height meteorological mast measurements, there shall be a side-mounted primary anemometer at hub height on the mast with an associated control anemometer satisfying the mounting requirements in Annex G and IEC 61400-50-1.

The uncertainty in wind speed measurement derives from several sources of uncertainty as specified in IEC 61400-50-1. Specifically, the uncertainties in calibration, uncertainty due to operational characteristics (classification of anemometry) and uncertainties due to mounting effects shall all be derived from IEC 61400-50-1.

7.2.3 Top-mounted anemometers

Where wind speed measurements are made with a top-mounted anemometer, the requirements given in IEC 61400-50-1 with respect to mounting apply. The installed height of the sensor above ground level shall be verified by measurement and the measurement method and its standard uncertainty documented. For the purpose of defining ground level, an estimate of the mean elevation over a radius of 2 m around the mast base or 5 m radius around the turbine base can be made. The sensor height measurement uncertainty should exclude the uncertainty

of the ground level estimate. For offshore conditions, ground level should be considered as mean sea level.

NOTE The height measurement can be performed by means of measurement device with a traceable calibration, for example a theodolite able to derive heights from an angle measurement in the vertical plane.

The standard uncertainty of the measurement of the height of the wind speed sensor above the estimated ground level shall be less than or equal to 0,2 m. The control anemometer shall be mounted according to the requirements in IEC 61400-50-1. Where a lightning finial is present and meets the requirements of IEC 61400-50-1 with regard to separation from the top-mounted anemometer and wake interference, then no additional uncertainty due to flow distortion from the finial need be considered.

7.2.4 Side-mounted anemometers

The mounting shall follow the requirement for side-mounted anemometers in IEC 61400-50-1. The installed height of the side-mounted anemometers above ground level (see 7.2.3 for ground level definition and height measurement guidance) shall be verified by measurement and the measurement method and its uncertainty documented. The height measurement standard uncertainty shall be less than or equal to 0,2 m.

An anemometer operating in the wake of the meteorological mast is highly disturbed. Measurements obtained in this condition shall not be used in the power performance analysis.

Correction of side-mounted anemometers for meteorological mast flow distortion is permitted and further described in IEC 61400-50-1. The technical basis for the correction and the effect of the correction shall be documented. The booms shall have identical orientations to ensure similarity of flow distortion between different heights. The meteorological mast and boom design should have similar flow distortion effect at the sensor with a maximum allowed difference in wind speed distortion of 1 % between all different heights. The meteorological mast cross-sectional dimensions should be consistent at each elevation; thus in the case of free-standing meteorological masts where the meteorological mast cross-sectional area is larger at the lower elevations, special care should be taken to follow the recommendations in IEC 61400-50-1. An alternative option is to mount a second anemometer at each measurement height on a separate boom and to limit the measurement sector such that the wind speed measurements do not deviate by more than 1 %.

7.2.5 Remote sensing device (RSD)

Remote sensing devices that assume horizontal flow uniformity through the scanned volume limit the application of these technologies to non-complex terrain conditions for power performance testing as defined by Annex B. The RSD shall be verified before the measurement campaign or in situ according to IEC 61400-50-2. The remote sensing device can be used to measure hub height wind speed, wind shear profile, wind veer and/or the rotor equivalent wind speed based on measurements at more than one height (see 7.2.8). In any case the RSD shall be simultaneously compared with a top-mounted anemometer on a meteorological mast at a height not less than the minimum of the wind turbine rotor lower tip-height or 40 m as defined in IEC 61400-50-2. Requirements on the top-mounted anemometer are identical to those specified in 7.2.3.

The uncertainty of the RSD wind speed measurements shall be derived according to IEC 61400-50-2.

7.2.6 Rotor equivalent wind speed measurement

If the wind speed is measured at three or more heights across the wind turbine rotor as defined in 7.2.8, then the rotor equivalent wind speed can be calculated according to 9.1.3. Note that more than three measurement heights are recommended. There are three options for measuring the rotor equivalent wind speed as described in a) to c) as follows.

- a) Where a hub height top-mounted anemometer satisfying the requirements of 7.2.3 is used together with an RSD satisfying the requirements of 7.2.5 and the terrain meets the requirements of Annex B, then the measurements from the hub height anemometer and RSD are combined to determine the rotor equivalent wind speed according to 9.1.3.
- b) Where an anemometer not at hub height but otherwise satisfying the requirements for top-mounted anemometers of 7.2.3 is used with an RSD satisfying the requirements of 7.2.5 and the terrain meets the requirements in IEC 61400-12-5:2022, Clause 9, then the RSD measurements are used directly to determine the rotor equivalent wind speed according to 9.1.3.
- c) Where a taller than hub height meteorological mast is used with side-mounted measurements distributed across the rotor height, including an anemometer at hub height, then the side-mounted anemometer wind speed measurements may be used directly to measure the rotor equivalent wind speed according to 9.1.3.

7.2.7 Hub height wind speed measurement

There are three options for measuring hub height wind speed as described in a) to c) as follows.

- a) Where a hub height meteorological mast is used, the hub height wind speed measurements shall meet the requirements described in 7.2.3.
- b) If the terrain meets the requirements in IEC 61400-12-5:2022, Clause 9, then the hub height wind speed can be measured with an RSD meeting the requirements of 7.2.5 and noting specifically the requirement to compare the RSD against a simultaneous top-mounted anemometer.
- c) A meteorological mast that is taller than the hub height may be used to better capture the wind speeds across the rotor area. In this case the hub height wind speed shall be measured with a side-mounted sensor on a boom following the requirements described in 7.2.4.

For the hub height definition of wind speed, the lack of knowledge of the vertical wind shear or wind veer across the wind turbine rotor shall be accounted for by adding an uncertainty term according to Annex E based on the estimated or measured wind shear or wind veer. Where only a hub height wind speed measurement is available, an estimated wind shear or wind veer based on site characteristics (e.g. roughness) or prior measurement or modelling at the site (e.g. during a resource assessment campaign) shall be used as input to the uncertainty analysis. Where the hub height wind speed is determined using an RSD or taller than hub height meteorological mast with side-mounted wind speed measurements across the rotor or where below hub height side-mounted instruments are present and satisfying the minimum requirements described in 7.2.8, then wind shear or wind veer derived from the RSD or side-mounted instruments shall be used as input to the uncertainty assessment.

7.2.8 Wind shear measurements

Where wind speed measurements are available over a range of heights, wind shear shall be measured and used for the rotor equivalent wind speed or for wind shear exponent determination.

Wind shear measurements shall either be performed using side-mounted anemometers as described in 7.2.4 or by a single remote sensing instrument as described in 7.2.5. Further specifications on wind shear measurement using remote sensing instruments or meteorological mast measurements are given in IEC 61400-50-2 and IEC 61400-50-1, respectively.

The rotor equivalent wind speed measurement shall include wind speed measurements above hub height. To apply a measurement-based wind shear correction, there shall be at least three wind speed measurements distributed over the rotor swept area. However, to minimize wind speed uncertainty, it is recommended to have as many measurement heights as possible. Measurement heights should be distributed symmetrically around hub height and evenly over the vertical range of the rotor swept area.

The measurement heights shall include the following heights as a minimum:

- a) $H \pm 1,0 \%$;
- b) between $H - R$ and $H - (2/3R)$;
- c) between $H + (2/3R)$ and $H + R$,

where H is the hub height of the wind turbine and R the radius of the rotor swept area, see Figure 2.

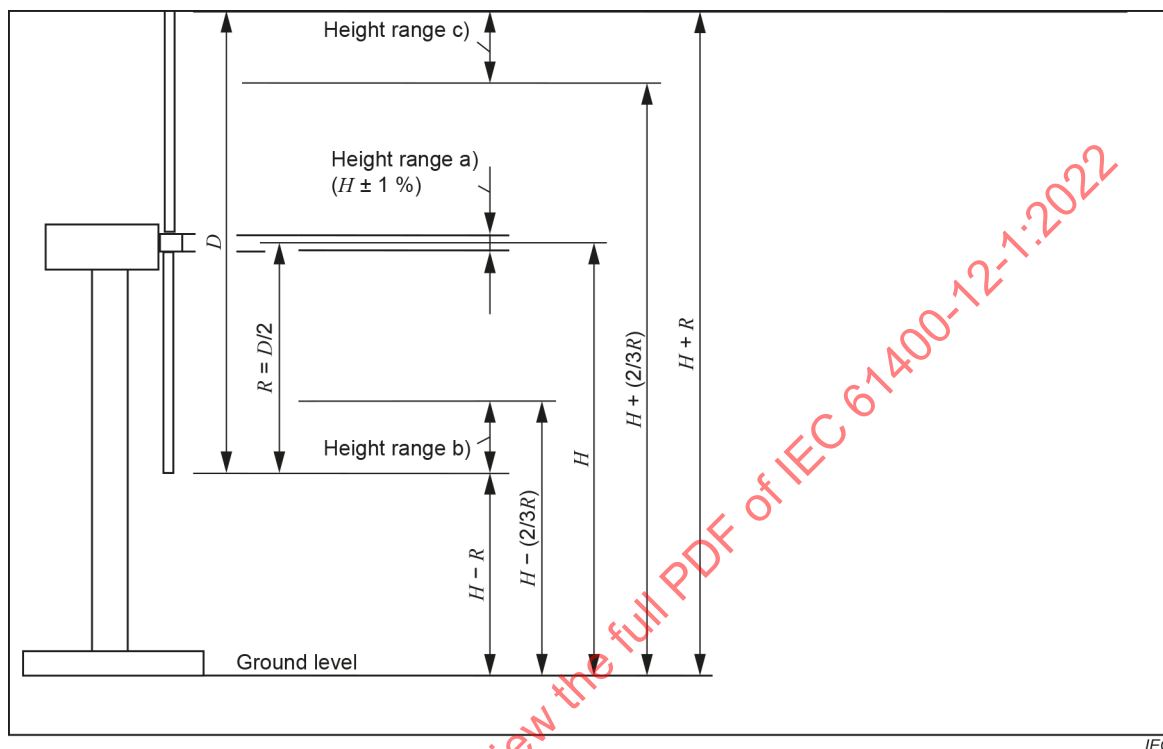


Figure 2 – Wind shear measurement heights appropriate to measurement of rotor equivalent wind speed

If the meteorological mast is at hub height or a little above, then it is possible that no wind speed measurements above hub height will be available for wind shear measurement. In that case the measurements used to derive wind shear shall include at least the following heights:

- a) a side-mounted anemometer as near to hub height as possible whilst still satisfying the requirements in IEC 61400-50-1 for separation from the top-mounted anemometer;
- b) between $H - R$ and $H - (2/3R)$ and satisfying the requirements in IEC 61400-50-1 for side mounted anemometers;

where H is the hub height of the wind turbine and R the radius of the rotor swept area, see Figure 3.

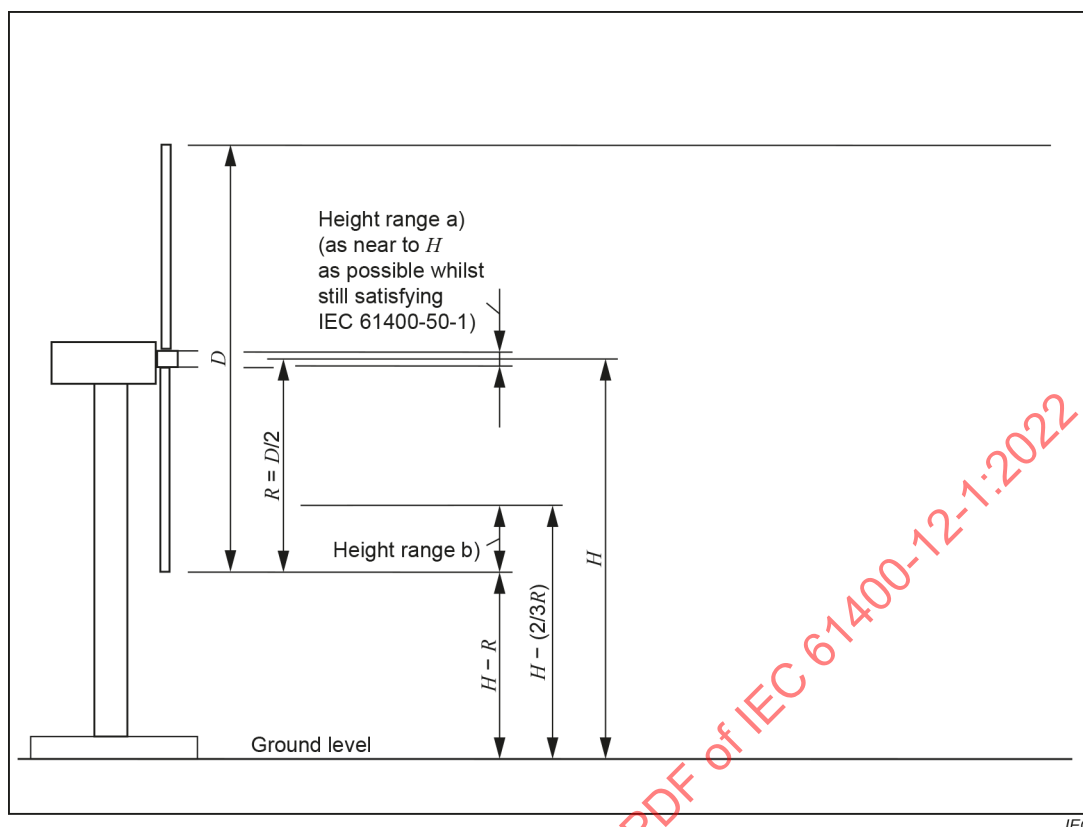


Figure 3 – Wind shear measurement heights when no wind speed measurements above hub height are available (for wind shear exponent determination only)

7.3 Wind direction

Wind direction measurements are used as an input to the site calibration, for filtering data to the valid direction sector and for determining wind veer. Wind direction shall be measured with a wind direction sensor. This may be a wind vane or a 2D or 3D sonic anemometer or an RSD. Where a sonic anemometer is used, it shall be used in conjunction with a conventional wind vane as a control. If an RSD is used, it should be subjected to a verification test on the wind direction according to IEC 61400-50-2.

The instantaneous horizontal wind direction shall be determined and averaged over 10 min. Vector averaging (averaging of cosine and sine components of instantaneous wind direction values taking arctan of the average values and adjusted to the 0° to 360° scale) is one method for deriving the average wind direction. Another method is to extend the wind direction scale for values above 360° and calculating the 10 min average, then adjusting the average value to the 0° to 360° range. Data measured within the dead band of a wind vane, usually at the north mark of the wind direction sensor body, are usually not defined (open circuit or short circuit) and shall be excluded. The combined calibration, operation, and orientation standard uncertainty of the wind direction measurement shall be less than 5°. The wind direction sensor shall be calibrated according to Annex N and IEC 61400-50-1.

7.4 Air density

Air density shall be derived from measurement of air temperature, air pressure and relative humidity. As an alternative to the humidity measurement, an assumed value of 50 % relative humidity may be used if humidity is not measured. The air density shall be calculated using Equation (12) in 9.1.5.

Except in the case where a meteorological mast shorter than hub height is being used in conjunction with a remote sensing device, temperature, barometric pressure and relative

humidity sensors shall be located within 10 m of the hub height on the meteorological mast at a minimum of 1,5 m below the primary anemometer whilst meeting the mounting requirements for other instruments defined in IEC 61400-50-1.

The temperature sensor shall be mounted in a radiation shield.

The barometric pressure sensor may be mounted in a weatherproof box. However, care should be taken to ensure that the box is properly vented so that pressure readings are not influenced by the pressure distribution around the box. Air pressure measurements shall always be corrected to the appropriate hub height according to ISO 2533.

The humidity sensor should be mounted within 10 m of hub height to represent the humidity at the wind turbine rotor centreline.

If the meteorological mast available for the power performance test is shorter than hub height (specifically when a shorter meteorological mast is used in conjunction with a remote sensing device as defined in Annex L), temperature, humidity and pressure sensors shall be located at a height within 1,5 m to 10 m of the primary anemometer. Atmospheric pressure shall be adjusted to hub height in accordance with this document. Furthermore, the air temperature shall be adjusted to hub height assuming that the atmosphere varies according to ISO 2533. Alternatively, a temperature sensor shall be mounted on the wind turbine nacelle. The sensor shall be mounted at least 1 m above the nacelle and upwind of any existing ventilation systems.

7.5 Rotational speed and pitch angle

Rotational speed and pitch angle should be measured throughout the test if there is a specific need for it. For example, if there is a need to apply the measurements in connection with acoustic noise tests. If measured, the measurements shall be reported according to Clause 10.

7.6 Blade condition

The condition of the blades can influence the power curve particularly for stall regulated wind turbines. It can be useful in understanding the characteristics of the wind turbine to monitor the factors that affect blade condition including precipitation, icing and bug and dirt accretion.

7.7 Wind turbine control system

Sufficient status signals shall be identified, verified and monitored to allow the rejection criteria of 8.4 to be applied. Obtaining these parameters from the wind turbine controller's data system is adequate. The definition of each status signal shall be reported.

NOTE A status signal on generator cut-in is adequate to verify cut-out hysteresis control algorithm.

7.8 Data acquisition system

A digital data acquisition system having a sampling rate per channel of at least 1 Hz shall be used to collect measurements and store either sampled data or statistics of the data sets as described in 8.3.

The calibration and accuracy of the data system chain (transmission, signal conditioning and data recording) shall be verified by injecting known signals from a traceable, calibrated source at the transducer ends and comparing these inputs against the recorded readings. As a guideline, the uncertainty of the data acquisition system should be negligible compared with the uncertainty of the sensors.

8 Measurement procedure

8.1 General

The objective of the measurement procedure is to collect data that meet a set of clearly defined criteria to ensure that the data are of sufficient quantity and quality to determine the power performance characteristics of the wind turbine accurately. The measurement procedure shall be documented, as detailed in Clause 10, so that every procedural step and test condition can be reviewed and, if necessary, repeated.

Accuracy of the measurements shall be expressed in terms of standard uncertainty, as described in Annex D. During the measurement period, data should be periodically validated to ensure high quality. Test logs shall be maintained to document all important events during the power performance test.

8.2 Wind turbine operation

During the measurement period, the wind turbine shall be in normal operation, as specified in the wind turbine operations manual, and the machine configuration shall not be changed. The operational status of the wind turbine shall be reported as described in Clause 10. Normal maintenance of the wind turbine shall be carried out throughout the measurement period, but such work shall be noted in the test log. Any special maintenance actions, such as frequent blade washing, which ensure good performance during the test shall in particular be noted. Such special maintenance actions should be avoided.

8.3 Data collection

Data shall be collected continuously at a sampling rate of 1 Hz or higher. Air temperature, air pressure and humidity and precipitation, if measured, may be sampled at a slower rate, but at least once per minute.

The data acquisition system shall store either sampled data or statistics of data sets as follows:

- a) mean value;
- b) standard deviation;
- c) maximum value;
- d) minimum value.

Selected data sets shall be based on 10 min periods derived from contiguous measured data. Data shall be collected until the requirements defined in 8.5 are satisfied.

8.4 Data rejection

To ensure only data obtained during normal operation of the wind turbine are used in the analysis, and to ensure data are not corrupted, data sets shall be excluded from the database under the following circumstances:

- a) external conditions other than wind speed are out of the operating range of the wind turbine;
- b) the wind turbine cannot operate because of a wind turbine fault condition;
- c) the wind turbine is manually shut down or in a test or maintenance operating mode;
- d) failure or degradation (e.g. due to icing) of measurement equipment;
- e) wind direction outside the measurement sector(s) as defined in 6.3.3;
- f) wind directions outside valid (complete) site calibration sectors;
- g) any special atmospheric condition filtered during the site calibration shall also be filtered during the power curve test.

Any other rejection criteria shall be clearly reported.

The effect on the power curve of a large hysteresis loop in the cut-out control algorithm can be considerable. This effect shall not be included in the power curve, and all data sets where the wind turbine has stopped generating power due to cut-out at high wind speed shall be excluded. If cut-out behaviour has been reached during the measurement period, the measurements can be presented in a special database that includes all data points in the database. The power curve shall capture the effect of hysteresis at the cut-in control algorithm, as well as the effect of parasitic losses below cut-in. Cut-out hysteresis affects the higher wind speed bins and neglecting it can therefore lead to overestimation of energy production especially for scenarios with higher annual average wind speeds.

Subsets of the database collected under special operational conditions (e.g. high blade roughness due to dust, salt, insects and ice or if grid conditions vary significantly) or atmospheric conditions (e.g. precipitation, wind shear) that occur during the measurement period may be selected as special databases.

8.5 Database

After data normalization (see 9.1) the selected data sets shall be sorted using the "method of bins" procedure, see 9.2. The wind speed range shall be divided into 0,5 m/s contiguous bins centred on multiples of 0,5 m/s. The selected data sets shall at least cover a wind speed range extending from 1 m/s below cut-in to 1,5 times the wind speed at 85 % of the rated power of the wind turbine. Alternatively, the wind speed range shall extend from 1 m/s below cut-in to a wind speed at which "AEP-measured" is greater than or equal to 95 % of "AEP-extrapolated", see 9.3, where "AEP-measured" and "AEP-extrapolated" are defined using the appropriate, consistent definitions of wind speed (i.e. the hub height wind speed derived power curve and wind speed distribution and, in the case where REWS is derived, by the REWS derived power curve and wind speed distribution). For active pitch controlled wind turbines, the power curve may also be considered complete when the rated power has been reached and the average power does not change by more than the larger of 0,5 % of the power or 5 kW for three consecutive wind speed bins and there is not a trend of increasing power across these three bin-averages. The report shall state which one of the three wind speed range criteria has been used.

The database shall be considered complete when it has met the following criteria:

- a) each bin includes a minimum of 30 min of sampled data;
- b) the database includes a minimum of 180 h of sampled data.

If a single incomplete bin is preventing completion of the test, then that bin value can be estimated by linear interpolation from the two adjacent complete bins.

The database shall be presented in the test report as detailed in Clause 10.

9 Derived results

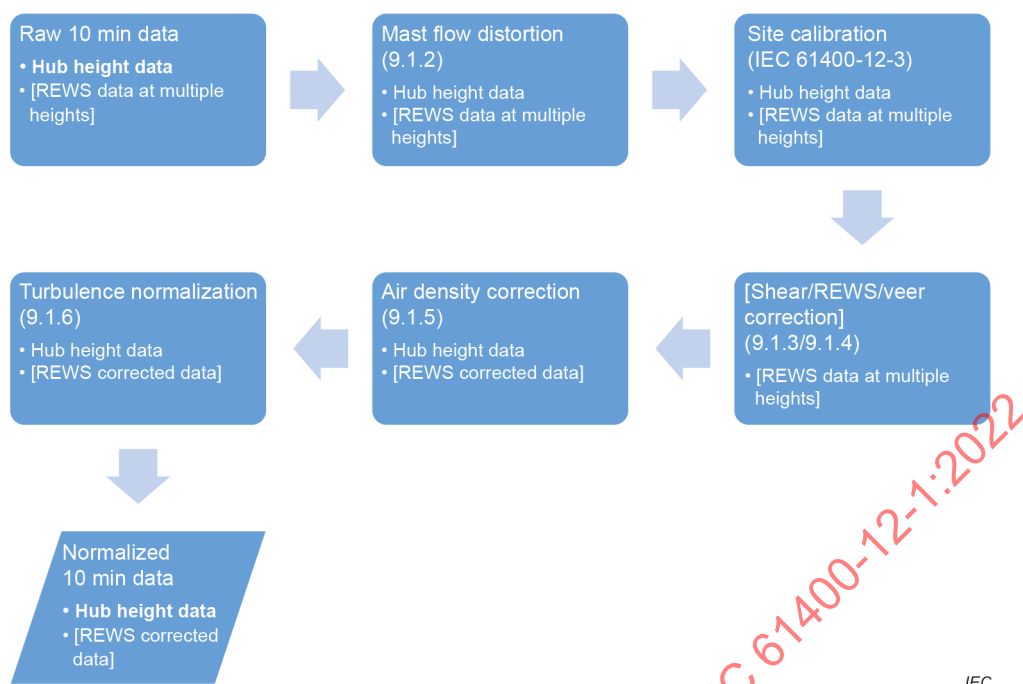
9.1 Data normalization

9.1.1 General

In 9.1.3 to 9.1.6, three methods of normalization are described for the main atmospheric drivers on the power curve results: air density, wind shear, wind veer, and turbulence intensity.

The purpose of these normalizations is to improve the accuracy of the results by means of concrete formulations for each variable. This will to some extent allow the comparison of results from different data sets bringing them to similar scale.

The various normalizations should be applied as indicated in the flow chart in Figure 4.



NOTE Where the optional REWS measurements are available, the REWS data follow a normalization path parallel to the default hub height data normalizations as indicated by the terms in square brackets. The normalization of the REWS data is carried out separately at each measurement height for all normalization steps up to the step where the results from each height are combined into the wind shear, REWS and veer correction. A single REWS corrected value is derived for each 10 min data point at each subsequent step in parallel to the corrections applied to each hub height data point.

Figure 4 – Process of application of the various normalizations

9.1.2 Correction for meteorological mast flow distortion of side-mounted anemometer

Correction of the wind speeds from side mounted anemometers for meteorological mast flow distortion is permitted (the requirement in Annex S and IEC 61400-50-1 for a maximum of 1 % meteorological mast flow distortion before application of the correction is still required). Any correction method shall be documented and reported following the requirements of Clause 10.

The impact of the meteorological mast flow distortion on the wind shear measurement may be minimized by reducing the measurement sector where meteorological mast flow distortion is below a certain limit. The technical basis for any such reduction in sector width shall be documented. IEC 61400-50-1 gives a possible method for determining the flow distortion correction for a lattice mast.

9.1.3 Wind shear correction (when REWS measurements available)

9.1.3.1 General

If the wind speed over the wind turbine rotor area is constant, the wind speed at hub height would be representative of the wind speed over the wind turbine rotor and the use of the hub height wind speed would be justified. However, the assumption of a point wind speed such as at hub height representing the wind speed over the wind turbine rotor area is not necessarily representative for large wind turbines. It is therefore necessary to introduce corrections that account for the wind speed at hub height and the variations introduced by the wind shear over the wind turbine rotor. Three quantities are defined:

- the rotor equivalent wind speed;
- the wind shear correction factor;
- the wind shear corrected wind speed.

The wind shear correction factor can be used to derive a climate specific power curve as explained in Annex P. However, this correction is based on the assumption that a wind turbine is able to convert all of the available kinetic energy.

9.1.3.2 Rotor equivalent wind speed

The rotor equivalent wind speed is the wind speed corresponding to the kinetic energy flux through the swept rotor area, when accounting for the vertical wind shear. Where the wind speeds for at least three measurement heights are available (see 7.2.6), the rotor equivalent wind speed is defined as:

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (5)$$

where

n_h is the number of available measurement heights ($n_h \geq 3$);

v_i is the wind speed measured at height i ;

A is the complete area swept by the rotor (i.e. πR^2 with radius R);

A_i is the area of the i -th segment, i.e. the segment for which the wind speed v_i is representative, derived from Equation (6).

The segments (with areas A_i) shall be chosen in such a way that the horizontal separation line between two segments lies in the middle of two measurement points. The segment areas are then derived according to Equation (6):

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(z) dz = g(z_{i+1}) - g(z_i) \quad (6)$$

where

z_i is the height of the i -th segment separation line ($H - R < z_i < H + R$), numbered in the same order as v_i (either top down or bottom up).

The rotor width at height z is:

$$c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z - H)^2} \quad (7)$$

where

R is the rotor radius;

H is the hub height.

The integrated function is:

$$g(z) = (z - H) \sqrt{R^2 - (z - H)^2} + R^2 \arctan \left(\frac{z - H}{\sqrt{R^2 - (z - H)^2}} \right) \quad (8)$$

The following is an example of REWS calculation for one 10 min wind speed profile.

In this example, a wind turbine is assumed to have a hub height of 80 m and a rotor diameter of 100 m. The wind speed was measured at five heights with a meteorological mast. If the heights could have been chosen, ideally they would have been evenly distributed (40 m, 60 m, 80 m, 100 m and 120 m). This example shows a case where the heights were fixed independently from the REWS evaluation purpose. The segment limits were set in the middle of two consecutive measurements. The resulting REWS is equal to 9,38 m/s, see Table 3.

Table 3 – Example of REWS calculation

Measurement heights	Wind speed	Segment weighting ^a	Segment inferior limit height (z_i)	Segment superior limit height (z_{i+1})	Segment height
m	m/s	%	m	m	m
116	11,46	16,31	108	130	22
100	10,43	21,04	90	108	18
80	9,24	25,3	70	90	20
60	7,81	23,16	50	70	20
40	6,05	14,24	30	50	20

^a Segment weighting is defined as the ratio between the segment area and the total swept rotor area.

9.1.3.3 Wind shear correction factor

9.1.3.3.1 Case 1: Hub height meteorological mast with remote sensing device or remote sensing device with short (below hub height) meteorological mast

A wind shear correction factor measured using a remote sensing device is defined as the ratio of the rotor equivalent wind speed relative to the wind speed measured at hub height according to Equation (9):

$$f_{r,RSD} = v_{eq,RSD} / v_{h,RSD} \quad (9)$$

where

$v_{eq,RSD}$ is the rotor equivalent wind speed measured by the remote sensing device, as defined in Equation (5);

$v_{h,RSD}$ is the wind speed measured at hub height by the remote sensing device.

9.1.3.3.2 Case 2: Meteorological mast above hub height

A wind shear correction factor measured using a meteorological mast is defined as the ratio of the rotor equivalent wind speed to the wind speed measured at hub height according to Equation (10):

$$f_{r,MM} = v_{eq,MM} / v_{h,MM} \quad (10)$$

where

$v_{eq,MM}$ is the rotor equivalent wind speed measured by the anemometers on the meteorological mast, as defined in Equation (5);

$v_{h,MM}$ is the wind speed measured by the anemometer at hub height.

NOTE $f_{r,MM}$ is for reporting purposes only.

9.1.3.4 Wind shear correction of wind speed

If the hub height wind speed and the wind shear are measured with the same type of WME, the rotor equivalent wind speed is calculated according to Equation (5).

If the hub height wind speed is measured using an anemometer mounted on a meteorological mast and the wind shear measurement with an RSD, the final rotor equivalent wind speed is calculated according to Equation (11):

$$v_{eq,final} = f_{r,RSD} v_{h,MM} \quad (11)$$

9.1.4 Wind veer correction

As explained in Annex Q, the change of wind direction over the rotor height range (wind veer) can have a significant impact on the wind turbine power output. In the case of large wind turbine rotors, it is recommended to apply the extended definition of equivalent wind speed including wind veer.

9.1.5 Air density normalization

The air density shall be determined from measured air temperature, air pressure and relative humidity according to Equation (12):

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \left(\frac{B_{10min}}{R_0} - \Phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (12)$$

where

ρ_{10min} is the derived 10 min averaged air density;

T_{10min} is the measured absolute air temperature averaged over 10 min [K];

B_{10min} is the air pressure corrected to hub height averaged over 10 min [Pa];

R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK];

Φ is the relative humidity (range 0 % to 100 %);

R_w is the gas constant of water vapour, 461,5 [J/kgK];

P_w is the vapour pressure equal to $0,000\,020\,5 \exp(0,063\,184\,6\,T_{10min})$ [Pa];

Vapour pressure P_w depends on mean air temperature over the 10 min.

The selected data sets shall be normalized to at least one reference air density. The reference air density shall be the average of the measured air density of the valid collected data at the site during the test period (see 8.4), or alternatively a pre-defined nominal air density for the site. The average measured air density shall be rounded to the nearest 0,01 kg/m³ and reported in accordance with Clause 10.

For a stall-regulated wind turbine with constant pitch and constant rotational speed, data normalization shall be applied to the measured power output according to Equation (13):

$$P_n = P_{10\min} \left(\frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \right) \quad (13)$$

where

P_n is the normalized power output;

$P_{10\min}$ is the measured power averaged over 10 min;

ρ_0 is the reference air density.

$\rho_{10\min}$ is the air density derived according to Equation (12) averaged over 10 min.

For a wind turbine with active power control, the normalization shall be applied to the wind speed according to Equation (14):

$$V_n = V_{10\min} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (14)$$

where

V_n is the normalized wind speed;

$V_{10\min}$ is the measured wind speed averaged over 10 min.

9.1.6 Turbulence normalization

Wind turbine power curve measurements are influenced by the turbulence intensity. A significant part of the turbulence intensity effect is caused by the averaging of the measured power output and the measured wind speed over 10 min periods. It is recommended to remove this effect from the measurements by normalizing the power curve data to a reference turbulence intensity according to Annex M. The reference turbulence intensity shall be defined prior to the power curve test. It may be defined as a function of the wind speed at hub height. If not defined otherwise, a reference turbulence intensity of 10 % shall be applied. The uncertainty of the turbulence normalization shall be accounted for. If no turbulence normalization of the power curve data is performed, the uncertainty of the power curve due to turbulence effects shall be estimated. As a recommendation use the uncertainty method described in Annex M. Turbulence intensity is measured differently by cup anemometers, remote sensing devices and ultrasonic anemometers. This should be considered when interpreting the results.

9.2 Determination of the measured power curve

The power curve shall be determined based on the hub height wind speed and, if measured, the rotor equivalent wind speed. However, the uncertainty in a power curve derived from hub height measurements only is subject to higher uncertainty due to the lack of knowledge of other influential wind condition parameters. Therefore, to account for the vertical wind shear, wind veer and turbulence intensity and to reduce power curve measurement uncertainty, it is recommended to consider the rotor equivalent wind speed as the representative wind speed and the turbulence normalized power output according to Annex M as the relevant power output. The derivation of power curves based on wind speed normalized for a specific wind shear profile (see Annex P) and the turbulence normalized power output are options that are recommended if a comparison between different power curves is wanted or if the power curves are applied for wind resource assessment.

To indicate single 10 min averages a further index j should be added to the respective wind speeds.

The measured power curve is determined by applying the "method of bins" for the normalized data sets, using 0,5 m/s wind speed bins and by calculation of the mean values of the normalized wind speed and normalized power output for each wind speed bin according to Equations (15) and (16):

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (15)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (16)$$

where

V_i is the normalized and averaged wind speed in bin i ;

$V_{n,i,j}$ is the normalized wind speed of data set j in bin i ;

P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;

$P_{n,i,j}$ is the normalized power output of data set j in bin i ;

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

The measured power curve shall be presented as detailed in Clause 10 and where REWS power curves are measured, the hub height wind speed power curve shall also be presented. The hub height wind speed power curve shall always be presented for comparison whenever a REWS power curve is measured.

9.3 Annual energy production (AEP)

The AEP shall be calculated in two ways, one designated "AEP-measured", the other "AEP-extrapolated". If the measured power curve does not include data up to cut-out wind speed, the power curve shall be extrapolated from the maximum complete measured wind speed up to cut-out wind speed.

Furthermore, AEP can be defined as generic AEP or as site-specific AEP. Generic AEP is estimated by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions. For a specific development, nominal site conditions specifying the wind climate of the site might be known. If so, a site-specific AEP can, additionally, be reported and computed based on this site-specific information.

A power curve derived from hub height wind speed measurements shall only be combined with a wind speed frequency distribution based on the hub height wind speed definition to derive AEP whereas a power curve derived from REWS measurements shall only be combined with a REWS frequency distribution to derive AEP. The AEP derived from combining a REWS power curve with a hub height wind speed frequency distribution (and vice versa) is not a valid calculation. A Rayleigh distribution, which is identical to a Weibull distribution with a shape factor of 2, shall be used as the reference wind speed frequency distribution. AEP estimations shall be made for hub height annual average wind speeds of 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s and 11 m/s according to Equation (17):

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (17)$$

where

- AEP is the annual energy production;
- N_h is the number of hours in one year $\approx 8\,760$;
- N is the number of bins;
- V_i is the normalized and averaged wind speed in bin i ;
- P_i is the normalized and averaged power output in bin i .

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (18)$$

where

- $F(V)$ is the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed;
- V_{ave} is the annual average wind speed;
- V is the wind speed.

The summation is initiated by setting V_{i-1} equal to $V_i - 0.5$ m/s and P_{i-1} equal to 0,0 kW.

For a specific site, nominal site conditions specifying the wind climate of the site might be known. If so, a site-specific AEP can, additionally, be reported and computed based on this site-specific information. If the site-specific wind distribution is known and is present in tabular form, the site-specific AEP can be calculated by first transforming the wind distribution to the corresponding cumulative distribution. The number of hours up to each measured wind speed of the measured power curve will be derived by linear interpolation between two adjacent values of the cumulative distribution. The hours will be divided by the sum of hours in the table, which is typically the nominal number of hours within a calendar year. Finally, the AEP will be calculated by using Equation (17). The tabular wind speed distribution shall use the same definition of wind speed (hub height or REWS) as the measured power curve, otherwise a valid AEP cannot be derived.

If the site-specific wind distribution is presented as a Weibull distribution with known shape and scale factors, then the AEP can be calculated with Equation (17) and substituting the cumulative Rayleigh distribution Equation (18) with the Weibull distribution Equation (19):

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A_w}\right)^k} \quad (19)$$

where

- $F(V)$ is now the Weibull cumulative probability distribution function for wind speed;
- V is the wind speed;
- A_w is the Weibull scale factor;
- k is the Weibull shape factor.

AEP-measured shall be obtained from the measured power curve by assuming zero power for all wind speeds above and below the range of the measured power curve and carrying out the summation according to Equation (17).

AEP-extrapolated shall be obtained from the measured power curve by assuming zero power for all wind speeds below the lowest wind speed in the measured power curve and constant power for wind between the highest wind speed in the measured power curve and the cut-out wind speed. The constant power used for the extrapolated AEP shall be the power value from the bin at the highest wind speed in the measured power curve.

AEP-measured and AEP-extrapolated shall be presented in the test report, as detailed in Clause 10. For all AEP calculations, the availability of the wind turbine shall be set to 100 %. For given annual average wind speeds, estimations of AEP-measured shall be labelled as "incomplete" when calculations show that the AEP-measured is less than 95 % of the AEP-extrapolated.

Estimations of measurement uncertainty in terms of standard uncertainty of the AEP according to Annex D shall be reported for the AEP-measured for all the used wind speed distributions.

The uncertainties in AEP, described above, only deal with uncertainties originating from the power performance test and do not take into account uncertainties due to other important factors relating to actual energy production for a given installation.

9.4 Power coefficient

The power coefficient, C_P , of the wind turbine shall be added to the test results and presented as detailed in Clause 10. C_P shall be determined from the measured power curve according to Equation (20):

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (20)$$

where

- $C_{P,i}$ is the power coefficient in bin i ;
- V_i is the normalized and averaged wind speed in bin i ; (matching the defined wind speed as either rotor equivalent wind speed or hub height wind speed);
- P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;
- A is the swept area of the wind turbine rotor;
- ρ_0 is the reference air density.

10 Reporting format

The test report shall contain the following information.

- a) Identification and description of the specific wind turbine configuration under test (see 6.2), including:
 - 1) wind turbine make, type, serial number, production year;
 - 2) rotor diameter and a description of the verification method used or reference to rotor diameter documentation;
 - 3) rotor speed or rotor speed range;
 - 4) rated power and rated wind speed;
 - 5) blade data: make, type, serial numbers, number of blades, fixed or variable pitch, and pitch angle(s);

- 6) hub height and tower type;
 - 7) description of the control system (device and software version) and documentation of status signals being used for data reduction;
 - 8) description of grid conditions at the wind turbine, i.e. voltage, frequency and their tolerances, and a drawing indicating where the power transducer is connected, specifically in relation to an internal or external transformer and self-consumption of power.
- b) A description of the test site (see 6.3), including:
- 1) photographs of all measurement sectors preferably taken from the wind turbine at hub height;
 - 2) a 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, wind measurement equipment, significant obstacles, other wind turbines, and measurement sector;
 - 3) results of site assessment, i.e. the limits of the valid measurement sector(s);
 - 4) if site calibration is undertaken, the limits of the final measurement sector(s) shall also be reported, including the rationale for any changes from the results of the site assessment;
 - 5) a table of the coordinates and elevation of the test wind turbine, wind measurement equipment and any significant obstacles considered in the assessment of obstacles.
- c) A description of the test equipment (see Clause 7):
- 1) identification of all sensors, wind measurement equipment and data acquisition system, including documentation of calibrations of sensors, wind measurement equipment, transmission lines, and data acquisition system;
 - 2) sketch of the arrangement of the meteorological mast showing dimensions of the mast and instrument mounting, to document conformance with IEC 61400-50-1;
 - 3) description of method to ensure the calibration of the wind measurement equipment was maintained over the duration of the measurement period and documentation of results that show that the calibration is maintained.
- d) A description of the measurement procedure (see Clause 8):
- 1) documentation of the procedural steps, test conditions, sampling rate, averaging time, and measurement period, including:
 - documentation of the calibrations, corrections or transfer functions applied by the data logger and/or by post-processing;
 - 2) a test log book that records all important events during the power performance test, including:
 - a listing of all maintenance activities that occurred during the test;
 - a listing of any special actions (such as blade washing) that were completed to ensure good performance;
 - 3) a complete list of all filter criteria used to produce the reported result, including:
 - the parameter, measurement or time period or combination of parameters being filtered on;
 - the range or logical criteria for the filter;
 - the justification for the filter;
 - the order that the filters were applied shall be reported with the number of points removed each iteration. Alternatively, the number of data points the filter would remove from the database by itself;
 - the starting number of datasets in the database and the final number of datasets after all filters have been applied.
- e) Presentation of measured data (see 8.3 to 8.5). Data from each selected data set shall be presented in both tabular and graphical formats, providing statistics of measured power

output as a function of wind speed and of important meteorological parameters including (where REWS measurements are available, the measured data shall be presented separately for both the hub height data and the REWS data):

- 1) scatter plots of mean, standard deviation, maximum, and minimum power output as a function of wind speed (plots shall include information on sample frequency). An example is shown in Figure 5;
 - 2) scatter plots of mean wind speed and turbulence intensity as a function of wind direction;
 - 3) scatter plots of the turbulence intensity as a function of wind speed, and the average turbulence intensity in each wind speed bin shall be presented;
 - 4) special databases consisting of data collected under special operational or atmospheric conditions should also be presented as described above;
 - 5) if measured, rotational speed and pitch angle shall be presented with a scatter plot including binned values versus wind speed and a table with the binned values;
 - 6) definition of status signals and plots of status signals during the measurement period;
 - 7) scatter plots of air density as a function of wind direction and wind speed including average per bin;
 - 8) scatter plot of the wind shear exponent versus time of day and as function of wind speed. The wind shear exponent in the lower rotor half and in the upper rotor half shall be presented separately. In addition, the average values of both wind shear exponents per wind speed bin shall be represented;
 - 9) the average wind shear exponent or equivalent representation of the site wind shear conditions during the test;
 - 10) wind shear correction factor according to 9.1.3.3, if applicable based on measurement set up (use Equation (9) or Equation (10) depending on measurement configuration);
 - 11) the average air density measured during the test.
- f) Presentation of measured power curve for the reference air density (see 9.1 and 9.2) for the hub height wind speed derived power curve and also the REWS derived power curve if measured:
- 1) the power curve shall be presented in a table similar to Table 4. For each wind speed bin, the table shall list:
 - normalized and averaged wind speed;
 - normalized and averaged power output;
 - number of data sets;
 - calculated C_p value;
 - standard uncertainties of category A (see Annex D and Annex E);
 - standard uncertainties of category B (see Annex D and Annex E);
 - combined standard uncertainty (see Annex D and Annex E);

In addition to presenting the measured power curve in a table according to f) 1), the measured power curve can be presented as bin-centre values. The recommended method is to use a cubic spline for interpolation between the bin-values in the table to represent the measured wind speed, power and power coefficient values at the bin centre.
 - 2) the power curve shall be presented in a graph similar to Figure 6. The graph shall show the following as a function of normalized and averaged wind speed:
 - normalized and averaged power output;
 - combined standard uncertainty;
 - 3) the C_p curve shall be presented in a graph similar to Figure 7;
 - 4) both the graph and the table shall state the reference air density used for the normalization;

- 5) if cut-out wind speed has been reached during the measurement period, the power curve and C_p curve – or the parts of the curves influenced by the cut-out hysteresis – can be presented in a similar way to items f) 1), f) 2), f) 3) and f) 4).
- g) Presentation of measured power curves collected under special operational and atmospheric conditions:
 - 1) power curves derived from subsets of the database for special operational or atmospheric conditions might also be reported. If this is the case, a power curve should be reported in the same way as for the reference air density but with the density derived from the average of the measured air density of the subsets of the database or alternatively using a pre-defined nominal air density for the site.
- h) Presentation of estimated annual energy production for the reference air density (see 9.3) for the hub height wind speed derived power curve and also the REWS derived power curve if measured:
 - 1) a table similar to Table 5 for each annual average hub height wind speed shall include:
 - AEP-measured;
 - standard uncertainty of AEP-measured (see Annex D and Annex E);
 - AEP-extrapolated;
 - 2) the table shall also state:
 - reference air density;
 - cut-out wind speed;
 - 3) if at any annual average wind speed AEP-measured is less than 95 % of AEP-extrapolated, the table shall also include the label "incomplete" in the column of values of AEP-measured;
- i) Presentation of measured power coefficient (see 9.4):
 - 1) measured power coefficient should be presented as a function of wind speed in a table and a graph in which the swept area of the rotor shall be indicated.
- j) Presentation of results of site calibration (see IEC 61400-12-3 for reporting requirements):
 - 1) if a site calibration is undertaken, it shall be presented in the report as a table;
 - 2) the table shall for each wind direction bin present:
 - minimum and maximum wind direction limits;
 - the bin-averaged wind direction;
 - the characteristics of the wind speed correction;
 - number of hours of data;
 - combined standard uncertainty of the wind speed ratio for 6 m/s, 10 m/s and 14 m/s;
 - 3) the report shall furthermore include graphs and tables as required in IEC 61400-12-3.
- k) Uncertainty of measurement (see Annex D):
 - 1) uncertainty assumptions on all uncertainty components shall be provided (mast wind measurement uncertainty shall be derived according to IEC 61400-50-1 and remote sensing wind measurements shall be derived according to IEC 61400-50-2).
- l) Deviations from the procedure:
 - 1) any deviations from the requirements of this document shall be clearly documented in a separate clause. Each deviation shall be supported with the technical rationale and an estimate of its effect on test results.

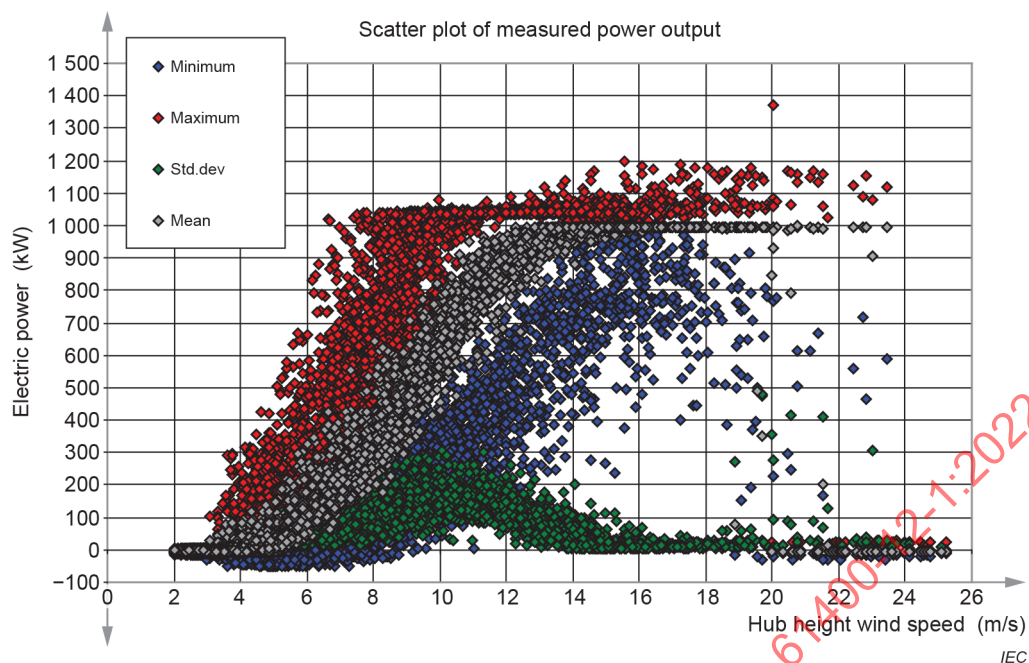


Figure 5 – Presentation of example database: power performance test scatter plot sampled at 1 Hz (mean values averaged over 10 min)

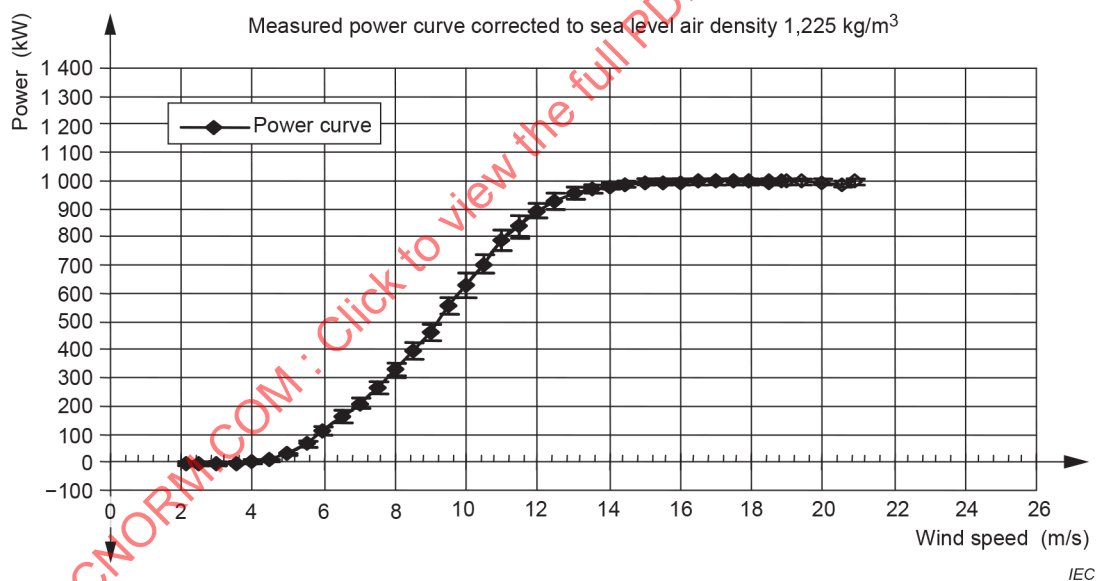


Figure 6 – Presentation of example measured power curve

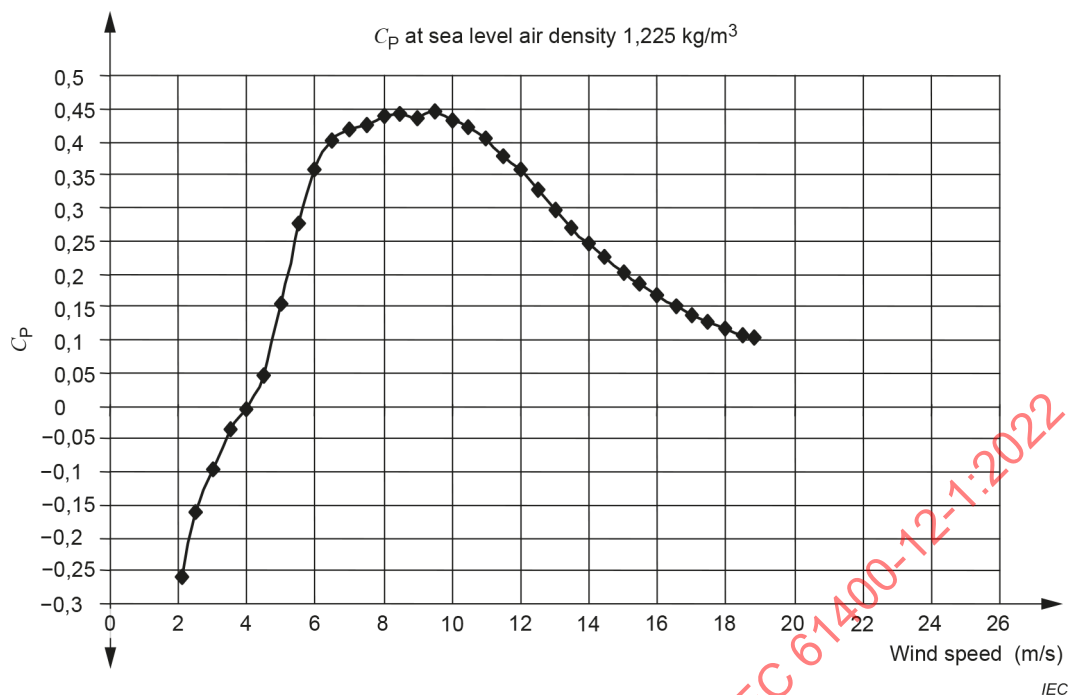


Figure 7 – Presentation of example C_p curve

Table 4 – Example of presentation of a measured power curve

Measured power curve							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	Hub height wind speed m/s	Power output kW	C_p No. of data sets (10 min avg.)		Standard uncertainty s_i kW	Standard uncertainty u_i kW	Standard uncertainty u_{ci} kW
4	2,1	-3,6	-0,26	138	0,05	6,3	6,3
5	2,5	-3,6	-0,16	275	0,04	6,3	6,3
6	3,0	-3,8	-0,10	270	0,13	6,3	6,3
7	3,5	-2,2	-0,03	320	0,56	6,3	6,3
8	4,0	-0,4	0,00	347	0,56	6,3	6,3
9	4,5	6,0	0,05	362	0,67	6,3	6,4
10	5,0	27,7	0,15	333	1,09	6,8	6,9
11	5,5	67,4	0,28	285	1,65	10,9	11,0
12	6,0	111,3	0,36	262	2,26	16,1	16,3
13	6,5	160,9	0,40	265	3,08	20,1	20,3
14	7,0	209,4	0,42	286	3,22	20,4	20,7
15	7,5	262,0	0,43	287	3,23	20,7	20,9
16	8,0	327,6	0,44	248	3,28	23,3	23,5
17	8,5	395,2	0,44	215	4,38	28,6	28,9
18	9,0	462,0	0,44	179	4,94	29,8	30,2
19	9,5	556,1	0,45	183	5,02	29,9	30,3
20	10,0	629,8	0,43	133	5,83	41,5	41,9

Measured power curve							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	Hub height wind speed m/s	Power output kW	C_P	No. of data sets (10 min avg.)	Standard uncertainty s_i kW	Standard uncertainty u_i kW	Standard uncertainty u_{ci} kW
21	10,5	703,1	0,42	127	6,82	32,8	33,5
22	11,0	786,5	0,41	119	6,75	36,1	36,7
23	11,5	836,5	0,38	101	6,65	36,5	37,1
24	12,0	893,5	0,36	94	7,27	25,2	26,2
25	12,5	928,6	0,33	74	5,59	28,8	29,3
26	13,0	956,4	0,30	70	6,38	19,5	20,5
27	13,5	971,3	0,27	63	4,66	16,5	17,1
28	14,0	980,9	0,25	71	3,19	13,5	13,8
29	14,5	988,2	0,22	77	2,53	12,2	12,4
30	15,0	993,5	0,20	64	1,37	11,9	11,9
31	15,5	993,7	0,18	47	0,84	11,6	11,6
32	16,0	995,7	0,17	54	0,83	11,3	11,3
33	16,5	996,2	0,15	33	0,42	11,4	11,4
34	17,0	996,4	0,14	23	0,23	11,3	11,3
35	17,5	996,5	0,13	30	0,24	11,3	11,3
36	18,0	996,5	0,12	13	0,18	11,3	11,3
37	18,5	995,7	0,11	11	0,21	11,3	11,3
38	19,0	996,6	0,10	14	0,59	11,3	11,3
39	19,4	996,1	0,09	10	0,21	11,3	11,3
40	20,0	994,1	0,09	5	0,41	11,3	11,3
41	20,5	987,4 ^a	0,08	2	2,67	11,4	11,7
42	20,9	996,9	0,08	3	3,38	11,8	12,3

^a The dataset in bin 41 is incomplete (less than three data sets); therefore, the power value in bin 41 for AEP calculation is interpolated as 995,7.

Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production

Estimated annual energy production Reference air density: 1,225 kg/m³ Cut-out wind speed 25 m/s (extrapolation by constant power from last bin)					
Hub height annual average wind speed (Rayleigh) m/s	AEP-measured (measured power curve) MWh	Standard uncertainty in AEP MWh	Standard uncertainty in AEP %	AEP- extrapolated (extrapolated power curve) MWh	
4	480	82	17	480	
5	1 081	113	10	1 081	
6	1 824	138	8	1 824	
7	2 595	155	6	2 603	
8	3 305	163	5	3 342	
9	3 889	165	4	3 995	
10	4 318	162	4	4 536	
11	4 592	157	3	4 954	Incomplete

NOTE The standard uncertainty figures in Table 4 and Table 5 are based on a coverage factor of 1. This implies that the level of confidence (percentage of times in repeated power curve measurements the intervals will contain the "true" AEP value) is in the order of 58 % to 68 %. The level of confidence is only an estimate since detailed knowledge of the probability distribution of the measurand is normally not known. The upper value (68 %) applies to normal distributions and the lower value (58 %) applies to rectangular distributions.

Annex A
(normative)

Assessment of obstacles

Refer to IEC 61400-12-5:2022, Clause 6.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex B
(normative)

Assessment of terrain at the test site

Refer to IEC 61400-12-5:2022, Clause 9.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex C
(normative)

Site calibration procedure

Refer to IEC 61400-12-3.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex D

(normative)

Evaluation of uncertainty in measurement

Annex D addresses the requirements for the determination of uncertainty in measurement. The theoretical basis for determining the uncertainty using the method of bins, with a worked example of estimating uncertainties, can be found in Annex E.

The measured power curve shall be supplemented with an estimate of the uncertainty of the measurement. The estimate shall be based on ISO/IEC Guide 98-3:2008.

Following ISO/IEC Guide 98-3:2008, there are two categories of uncertainties: category A, the magnitude of which can be deduced from measurements, and category B, which are estimated by other means. In both categories, uncertainties are expressed as standard deviations and are denoted standard uncertainties.

a) The measurands

The measurands are the power curve, determined by the measured and normalized bin values of electric power and wind speed (see 9.1 and 9.2), and the estimated annual energy production (see 9.3). Uncertainties in the measurements are converted to uncertainty in the measurand by means of sensitivity factors.

b) Uncertainty components

Table D.1 provides a minimum list of uncertainty parameters that shall be included in the uncertainty analysis. Some of the uncertainty components shall be found in standards that are connected to this document, as shown in the left column in Table D.1.

Table D.1 – List of uncertainty components

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power (in accordance with IEC 61869-1, IEC 61869-2, IEC 61869-3 and IEC 60688)	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
	Variability of electric power	A
Wind speed (cup and sonic anemometer, in accordance with IEC 61400-50-1)	Wind tunnel calibration	B
	Classification	B
	Mast flow distortion	B
	Boom flow distortion	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
	In-situ test	B
Wind speed (remote sensing device, in accordance with IEC 61400-50-2)	Verification test for RSD	B
	In-situ test	B
	RSD classification	B
	Mounting effects	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	Monitoring test	B
Rotor equivalent wind speed	Wind shear measurement	B
	Wind veer measurement	B
Wind direction (vane or sonic, in accordance with IEC 61400-50-1)	Calibration	B
	North mark	B
	Boom orientation	B
	Operation (influence of mast)	B
	Magnetic declination angle	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
Wind direction (remote sensing device, in accordance with IEC 61400-50-2)	Verification test	B
	Classification	B
	Monitoring test	B
	Flow variation across probe volume at same height	B
	Alignment	B
	Magnetic declination angle	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
Air temperature	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
Air pressure	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Relative humidity	Humidity sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system below)	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B
Terrain (no site calibration)	Flow distortion due to terrain	B
Terrain (with site calibration, in accordance with IEC 61400-12-3)	Anemometer calibration before test	B
	Post-calibration / In-situ calibration	B
	Anemometer classification	B
	Mounting effects	B
	Standard mounting	B
	Alternative mounting	B
	Side mounted	B
	Lightning finial	B
	Data acquisition system (see Measured parameter = data acquisition system above)	B
	Change of correction (adjacent wind direction bins)	B
	Removal of wind direction sensor between site calibration and power curve measurement	B
	Seasonal variation	B
	Statistical variability in site calibration	A
Method	Air density correction	B
	Wind conditions – missing shear information	B
	Wind conditions – missing veer information	B
	Wind conditions – missing upflow information	B
	Wind conditions – missing turbulence information	B
	Seasonal effects	B
	Turbulence normalization (or lack of turbulence normalization)	B
	Cold climate measurements	B

NOTE The implicit assumption of the hub height wind speed power curve method of this document is that the 10 min mean power yield from a wind turbine is fully explained by the simultaneous 10 min mean wind speed measured at hub height and the air density. This is not the case. Other flow variables affect power yield and thus identical wind turbines will yield different power at different sites even if the hub height wind speed and air density are the same. These other variables include turbulence fluctuations of wind speed (in three directions), the inclination of the flow vector relative to horizontal, scale of turbulence and wind shear of mean wind speed over the rotor. Currently, analytical tools offer little help in identification of the impact of some of these variables and experimental methods encounter equally serious difficulties. The result is that the power curve will vary from one site to the next which will appear as uncertainty.

This uncertainty stems from differences in observed power yield under different topographical and climatic conditions, i.e. when comparing an AEP measured in homogeneous terrain with an AEP measured at a non-homogeneous wind farm site. Quantification of this apparent uncertainty is difficult. Depending on site conditions and climate, the uncertainty can amount to several percent. In general terms, the uncertainty can be expected to increase with increasing complexity of topography and with increasing frequency of non-neutral atmospheric conditions.

However, this document presents methods to account for at least some of these influential variables (for example wind shear and turbulence), the assessment of the uncertainty and, based on the implicit assumption that these variables are significant, the uncertainty increase in cases where a correction is not applied.

Annex E (informative)

Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins

E.1 General

In Annex E all the uncertainty statements made throughout the standard have been combined and added to in order to make a consistent uncertainty evaluation of a power curve measurement, covering both the power curve and the calculated AEP.

In order to achieve a clear structure to introduce this rather complex topic, this Annex E has been structured as shown below. The main structure is based on a separate section for each category of uncertainty components; as wind speed has many uncertainty components these have been given their own clauses, as seen below:

Clause E.2	A general mathematical outline and a table with an overview of all uncertainty components and their default magnitudes.
Clause E.3	Category A uncertainties
Clause E.4	Category B uncertainties – Introduction and data acquisition
Clause E.5	Category B – Power output
Clause E.6	Category B – Wind speed – Introduction and sensors
Clause E.7	Category B – Wind speed – RSD
Clause E.8	Category B – Wind speed – REWS
Clause E.9	Category B – Wind speed – Terrain
Clause E.10	Category B – Air density
Clause E.11	Category B – Method
Clause E.12	Category B – Wind direction
Clause E.13	Combining uncertainties.

In this Annex E a calculation method is given for aggregating uncertainties, as well as relevant tables for correlation factors and a (non-exhaustive) numerical example.

For all the category B uncertainties a description is given as to what that uncertainty component covers, the symbol used for each component, references to documents or other annexes where the component is discussed and a discussion of the default magnitude.

E.2 Combining uncertainties

E.2.1 General

In its most general form, the combined standard uncertainty of the power in bin i , $u_{c,i}$ can be expressed by:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{E.1})$$

where

- $c_{k,i}$ is sensitivity factor of component k in bin i ;
- $u_{k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i ;
- M is the number of uncertainty components in each bin;
- $\rho_{k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j (in the expression the components k and l are both in bin i).

The uncertainty component is the individual input quantity to the uncertainty of each measured parameter. The combined standard uncertainty in the estimated annual energy production, u_{AEP} , can in its most general form be expressed by

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{E.2})$$

where

- f_i is the relative occurrence of wind speed within bin i ;
- N is the number of bins;
- N_h is the number of hours in one year $\approx 8\,760$.

It is seldom possible to deduce explicitly all the values of the correlation coefficients $\rho_{k,l,i,j}$ and normally significant simplifications are necessary. To allow the above expressions of combined uncertainties to be simplified to a practical level, the following assumptions may be made:

- a) uncertainty components are either fully correlated ($\rho_{k,l,i,j} = 1$, implying linear summation to obtain the combined standard uncertainty) or independent ($\rho_{k,l,i,j} = 0$, implying quadratic summation, i.e. the combined standard uncertainty is the square root of summed squares of the uncertainty components);
- b) category A uncertainties are uncorrelated across wind speed bins, while category B uncertainties are fully correlated across wind speed bins;
- c) only relevant for site calibration uncertainties: category A uncertainties are uncorrelated across wind direction bins, while category B uncertainties are fully correlated across wind direction bins.

The correlation of the same type of uncertainty across different wind measurement heights when calculating the uncertainty of the rotor equivalent wind speed or a wind shear and wind veer normalized wind speed shall be assessed individually for each component and each case. Each uncertainty may first be accumulated across the measurement heights for a certain bin of the rotor equivalent wind speed or wind shear and wind veer normalized wind speed. Afterwards the uncertainty components of the rotor equivalent wind speed or the wind shear and wind veer normalized wind speed can be treated as described in bullet points a) and b).

Using these assumptions, the combined uncertainty of the power within a bin, $u_{c,i}$, can be expressed by:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (\text{E.3})$$

where

M_A is the number of category A uncertainty components;

M_B is the number of category B uncertainty components;

$s_{k,i}$ is the category A standard uncertainty of component k in bin i ;

s_i is the combined category A uncertainties in bin i ;

u_i is the combined category B uncertainties in bin i .

It should be noted that $u_{c,i}^2$ is not independent of bin size due to the dependency of $s_{p,i}$ on the number of data sets in the bin (see Equation (E.10)).

The assumptions imply that the combined standard uncertainty in energy production, u_{AEP} , is:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{E.4})$$

The significance of the second term in Equation (E.4) is that each individual category B uncertainty component progresses through to the corresponding AEP uncertainty, applying the assumption of full correlation across bins for the individual components. Finally, the cross-bin combined uncertainty components are added quadratically into a resulting AEP uncertainty.

Furthermore, certain components of category A uncertainty cannot necessarily be conveniently derived or estimated on a bin-wise basis; for example, the site calibration method category A components (IEC 61400-12-3), which could have been derived by a sensitivity analysis on the AEP calculation. In that case, these components should be added quadratically into the resulting AEP uncertainty. Refer to Equation (E.8) for an example of this.

In practice, it might not be convenient to sum category B uncertainty components across the bins before they are individually combined. An approximation, allowing the category B uncertainty components to be combined within bins before they are combined across bins (i.e. s_i and u_i can be used), leads to the more convenient expression:

$$\begin{aligned} u_{AEP}^2 &= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2} \right)^2 \\ &= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2 \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

The u_{AEP} , obtained by Equation (E.5) is always equal to or larger than that obtained using Equation (E.4).

E.2.2 Expanded uncertainty

The combined standard uncertainties of the power curve and the AEP can additionally be expressed by expanded uncertainties. Referring to ISO/IEC Guide 98-3 and assuming normal distributions, intervals having levels of confidence shown in Table E.1 can be found by multiplying these combined standard uncertainties by a coverage factor also shown in Table E.1.

Table E.1 – Expanded uncertainties

Level of confidence %	Coverage factor
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

E.2.3 Basis for the uncertainty assessment

The calculation methodology goes through an estimate of the category A and B uncertainties for each bin of a measured power curve. The uncertainty of the power curve is derived, and finally the uncertainty of the annual energy production (AEP) is estimated. Note that a fully worked out example has not been included, due to the differences in calculations for the various measurement approaches. Where possible a worked-out example for part of the calculation has been included to show how the equations and estimates of default values for uncertainty components have been applied.

The calculation methodology follows ISO/IEC Guide 98-3 and the assumptions made above. Using the combination of the category B uncertainty components according to Equation (E.5), all uncertainty components within each bin can be combined first to express the combined category B uncertainty of each measured parameter, as for example for the wind speed:

$$u_{V,i}^2 = u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + \dots \quad (\text{E.6})$$

where uncertainty components refer to the uncertainty components in Table E.2, using symbols and indices as in Table E.2.

Secondly, the standard uncertainties of the measurands can be expressed by the uncertainties of the measurement parameters in bin i :

$$u_{C,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2 \quad (\text{E.7})$$

where

- $s_{P,i}$ is the category A standard uncertainty of power in bin i ;
- $u_{P,i}$ is the category B standard uncertainty of power in bin i ;
- $U_{M,Tinorm,i}$ is the uncertainty related to turbulence normalization;
- $u_{V,i}$ is the category B standard uncertainty of wind speed in bin i ;

$u_{T,i}$	is the category B standard uncertainty of temperature in bin i ;
$u_{B,i}$	is the category B standard uncertainty of pressure in bin i ;
$u_{RH,i}$	is the category B standard uncertainty of relative humidity in bin i ;
$u_{M,i}$	is the category B standard uncertainty of the method in bin i ;
$c_{V,i}$	is the sensitivity factor for wind speed in bin i ;
$c_{T,i}$	is the sensitivity factor for temperature in bin i ;
$c_{B,i}$	is the sensitivity factor for pressure in bin i ;
$c_{RH,i}$	is the sensitivity factor for relative humidity in bin i .

This also gives

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i^2 (s_{P,i}^2) + \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2} \right)^2 \right) \quad (E.8)$$

In Equation (E.8) the uncertainties due to the data acquisition system are part of the uncertainty of each measurement parameter.

The measured power curve, shown in Figure 6 and Table 4, is used in the uncertainty calculation in this Annex E. The results of the uncertainty analysis in the example are also shown in Figure 6, Table 4 and Table 5. All sensitivity factors are listed in Table E.10, and category B uncertainties are listed in Table E.11.

Table E.2 – List of category A and B uncertainties

Category B: Instruments	Note	Uncertainty	Sensitivity	Magnitude
Power output		$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	
Current transformers	a	$u_{P,CT,i}$		0,75 %
Voltage transformers	a	$u_{P,VT,i}$		0,5 %
Power transducer or power measurement device	a	$u_{P,PT,i}$		0,5 %
DAQ	d	$u_{dP,i}$		0,1 % to 0,2 %
Wind speed		$u_{V,i}$		
Wind speed measurement		$u_{VHW,i}$		
Wind speed (cup or sonic)		$u_{VS,i}$	For the AEP uncertainty (and for the last bin of the power curve uncertainty) use:	From calibration
Calibration	b	$u_{VS,precal,i}$		
Post-calibration / In-situ calib.	b	$u_{VS,postcal,i}$	$c_{V,i} \approx \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}}$	0,2 m/s
Classification	c	$u_{VS,class,i}$		1,0 %
Mounting effects			For the power curve uncertainty, use:	
Single top-mounted	d	$u_{VS,mnt,i}$	$c_{V,i} \approx \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{(P_{i+1} - P_i)}{(V_{i+1} - V_i)} + \frac{(P_i - P_{i-1})}{(V_i - V_{i-1})} \right)$	0,5 %
Side-by-side mounted	d	$u_{VS,mnt,i}$		1,0 %
Side-mounted	d	$u_{VS,mnt,i}$		1,5 %
Lightning finial	d	$u_{VS,igt,i}$		0,1 % to 0,2 %
DAQ	d	$u_{dVS,i}$		0,1 % to 0,2 %
Wind speed RSD		$u_{VR,i}$	$c_{V,i}$ (see above)	
Calibration	b, c	$u_{VR,ver,i}$		2 % to 3 %
In-situ check	c	$u_{VR,isc,i}$		See E.7.3
Classification	c	$u_{VR,class,i}$		1,0 % to 1,5 %
Mounting	c	$u_{VR,mnt,i}$		0,1 %
Flow variation in different probe volumes at same height	d	$u_{VR,flow,i}$		2 % to 3 % see E.7.6
Monitoring test	c	$u_{VR,mon,i}$		0,5 %
Rotor equivalent wind speed		$u_{REWS,i}$	$c_{V,i}$ (see above)	
Wind shear	c	$u_{REWS,shear,i}$		See E.8.2
Wind veer	c	$u_{REWS,veer,i}$		See E.8.3
Wind speed – Terrain effects		$u_{VT,i}$	$c_{V,i}$ (see above)	
Without site calibration				
Flow distortion due to terrain	d	$u_{VT,i}$	$c_{V,i}$ (see above)	2 % or 3 % (offshore 1 % or 2 %)
With site calibration				
Anemometer calibration	b	$u_{VT,precal,i}$		From calibration
Post-calibration / In-situ calib.	b	$u_{VT,postcal,i}$		0,2 m/s
Anemometer classification	c	$u_{VT,class}$		1,0 %

Mounting effects				
Single top-mounted	d	$u_{VT,mnt,i}$		0,5 %
Side-by-side mounted	d	$u_{VT,mnt,i}$		1,0 %
Side-mounted	d	$u_{VT,mnt,i}$		1,5 %
Lightning finial	d	$u_{VT,igt,i}$		0,1 % to 0,2 %
DAQ	d	$u_{dVT,i}$		0,1 % to 0,2 %
Change of correction (adjacent wind direction bins)	c	$u_{VT,coc,i}$		See E.9.8
Removal of wind direction sensor between site calibration and power curve measurement	c	$u_{VT,rmv,i}$		See E.9.9
Seasonal variation	c	$u_{VT,sv,i}$	See E.9.10	
Air density		$u_{AD,i}$		
Temperature		$u_{T,i}$	$c_{T,i}$ (see E.10.2)	
Temperature sensor	a, b	$u_{T,cal,i}$		0,4 K to 0,6 K
Radiation shielding	c, d	$u_{T,shield,i}$		1,5 K to 2,5 K
Mounting effects	c, d	$u_{T,mnt,i}$		0,25 K to 0,4 K
DAQ	c	$u_{dT,i}$		0,1 % to 0,2 %
<u>Air pressure</u>		$u_{B,i}$	$c_{B,i}$ (see E.10.7)	
Pressure sensor	a, b	$u_{B,cal,i}$		2 hPa to 4 hPa
Mounting effects	a	$u_{B,mnt,i}$		10 % of correction
DAQ	c	$u_{dB,i}$		0,1 % to 0,2 %
<u>Relative humidity</u>		$u_{RH,i}$	$c_{RH,i}$ (see E.10.11)	
Humidity sensor	a, b	$u_{RH,cal,i}$		1 % to 2 % (RH)
Mounting effects	c, d	$u_{RH,mnt,i}$		0,1 % to 0,2 %
DAQ	c	$u_{dRH,i}$		0,1 % to 0,2 %
<u>Method</u>	c, d	$u_{AD,method,i}$	$c_{AD,method,i} = c_{V,i}$ (for actively regulated turbines) $c_{AD,method,i} = 1$ (for stall regulated turbines)	0,2 % to 0,3 % on wind speed
Method		$u_{M,i}$	$c_{V,i}$ (see above)	
Wind conditions	d	$u_{M,wc,i}$		See E.11.2.1 bullet a) or b).
Wind conditions – wind shear	d	$u_{M,shear,i}$		See E.11.2.2
Wind conditions – wind veer	d	$u_{M,veer,i}$		See E.11.2.3
Wind conditions – upflow	d	$u_{M,upflow,i}$		See E.11.2.4
Wind conditions – turbulence	d	$u_{M,ti,i}$		0,3 % to 0,5 % (only for RSD with lower meteorological mast) See E.11.2.5
Seasonal effects	d	$u_{M,sfx,i}$		0,7 % See E.11.3
Turbulence normalization	d	$u_{M,tinorm,i}$		See E.11.4
Cold climate	d	$u_{M,cc,i}$		0,5 % to 1 %

Wind direction				
Wind direction vane		$u_{WV,i}$	None (see E.12.2.1)	
Calibration	b	$u_{WV,cal,i}$		See E.12.2.1
North mark	c	$u_{WV,nm,i}$		See E.12.2.2
Boom orientation	d	$u_{WV,bo,i}$		See E.12.2.3
Operation (influence of mast)	c	$u_{WV,oe,i}$		See E.12.2.4
Magnetic declination angle	c	$u_{WV,mda,i}$		See E.12.2.5
DAQ	c	$u_{dWV,i}$		See E.12.2.6
Wind direction RSD		$u_{WR,i}$	None (see E.12.3)	
Verification	a, b	$u_{WR,ver,i}$		See E.12.3.1
Classification	c	$u_{WR,class,i}$		See IEC 61400-50-2
Monitoring test	c	$u_{WR,mon,i}$		See E.12.3.2
Flow variation in different probe volumes at same height	c	$u_{WR,fv,i}$		See E.12.3.3
Alignment	d	$u_{WR,align,i}$		See E.12.3.4
Magnetic declination angle	c	$u_{WR,mda,i}$		See E.12.3.5
DAQ	c	$u_{dWR,i}$		See E.12.3.6
Category A: Statistical				
Electric power	e	$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	
Site calibration	e	s_{sc}	$c_{V,i}$ (see above)	
NOTE Identification of uncertainties: a = reference to standard; b = calibration; c = other "objective" method; d = "guesstimate"; e = statistics.				

The ranges for the uncertainty components given in Table E.2 should be considered. Where available, actual values from specific measurements should be used. Uncertainty components should not be estimated with a value of zero, in accordance with guidance in ISO/IEC Guide 98-3, unless the specific uncertainty components are not relevant for the specific test methodology applied (see Clause E.14).

Also, it is important to note that the wind direction uncertainty does not influence directly the uncertainty of the power curve or the AEP (unless a wind veer normalization is applied). However, the wind direction uncertainty is included here as it is important to understand how accurate the measurement sector filtering is being implemented as well as how accurate the site calibration factors are applied to data from the right sectors. As the wind direction uncertainty shall be reported, Table E.2 gives the minimum uncertainty components that shall be considered for the wind direction uncertainty. An estimate of the magnitude of these components is not given, but these should be included in a reported power curve.

Note that some calibration reports report an uncertainty for a coverage factor of two instead of one. In order to combine uncertainties correctly, the uncertainties should be converted to a coverage factor consistent with all uncertainty inputs (by default, use a coverage factor of 1).

E.3 Category A uncertainties

E.3.1 General

Category A uncertainties in measured and normalized electric power and due to climatic variations and the site calibration (if conducted) need to be considered.

E.3.2 Category A uncertainty in electric power

The standard deviation of the distribution of normalized power data in each bin is calculated by Equation (E.9):

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{E.9})$$

where

$\sigma_{P,i}$ is the standard deviation of the normalized power data in bin i ;

N_i is the number of 10 min data sets in bin i ;

P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;

$P_{n,i,j}$ is the normalized power output of data set j in bin i .

The standard uncertainty of the normalized and averaged power in the bin is estimated by Equation (E.10):

$$s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{E.10})$$

where

$s_{P,i}$ is the category A standard uncertainty of power in bin i ;

$\sigma_{P,i}$ is the standard deviation of the normalized power data in bin i ;

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

E.3.3 Category A uncertainties in the site calibration

The residuals between the site calibration corrected and measured wind speed at the wind turbine meteorological mast are used to define the category A uncertainty of the site calibration, s_{sc} . Refer to IEC 61400-12-3 for the method of derivation.

E.4 Category B uncertainties: Introduction and data acquisition system

E.4.1 Category B uncertainties: Introduction

The category B uncertainties are assumed to be related to the instruments, the data acquisition system, the terrain surrounding the power performance test site, the wind conditions and the uncertainty related to the applied method. If the uncertainties are expressed as uncertainty limits, or have implicit, non-unity coverage factors, the standard uncertainty shall be estimated or they shall be properly converted into standard uncertainties.

Consider an uncertainty expressed as an uncertainty limit $\pm U$. If a rectangular probability distribution is assumed, the standard uncertainty is:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{E.11})$$

If a triangular probability distribution is assumed, the standard uncertainty is:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{E.12})$$

E.4.2 Category B uncertainties: Data acquisition system

The uncertainties related to the data acquisition have been included under the treatment for the specific signals. The uncertainty of the electrical power includes a component for data acquisition and the same for wind speed and the other measured signals.

We assume in this Annex E the data acquisition system to have a standard uncertainty $u_{d,i}$ of 0,1 % of the full range of each measurement channel. However, for the reporting of a specific power performance test the data acquisition uncertainty shall be estimated for the specific test setup, including at least the contributions to the data acquisition uncertainty mentioned in E.4.2.

There can be uncertainties from transmission, signal conditioning, analogue-to-digital conversion, and data processing in the data acquisition system. The uncertainties can be different for each measurement channel. The standard uncertainty of the data acquisition system for the full range of a certain measurement channel, $u_{d,i}$, can be expressed as:

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d,ST,i}^2 + u_{d,SA,i}^2 + u_{d,SC,i}^2} \quad (\text{E.13})$$

where

$u_{d,ST,i}$ is the uncertainty due to signal transmission in bin i ;

$u_{d,SA,i}$ is the uncertainty due to system accuracy in bin i ;

$u_{d,SC,i}$ is the uncertainty due to signal conditioning in bin i .

Although the assumption of a standard uncertainty of 0,1 % of the full range of the measurement channel is reasonable in many cases, specific hardware and conditions can cause this to be much higher. In order to ensure that the uncertainty of the data acquisition system is indeed negligible compared to the uncertainty of the sensors (which as a guidance should be interpreted as a factor 10 in magnitude when comparing standard uncertainties), an assessment of the actual uncertainty of the data acquisition system used shall be done.

E.5 Category B uncertainties: Power output

E.5.1 General

The category B uncertainties regarding the power output are based on five different uncertainty components which are introduced here.

The symbol for this uncertainty component is $u_{P,i}$.

The uncertainty of the power measurement has uncertainty contributions from the current and voltage transformers and from the power transducer (or other power measurement device). Uncertainties of these sub-components are normally stated by their classification.

Further, an uncertainty component due to the dynamic behaviour of the power output of the wind turbine and the fact that the power measurement devices are classified under static conditions shall be added and finally the uncertainty related to the data acquisition of the power signal shall be added.

E.5.2 Category B uncertainties: Power output – Current transformers

This uncertainty component covers the uncertainty due to the current transformer as covered by the classification of the sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{P,CT,i}$.

In this Annex E, the current transformers and the power transducer are all assumed to be of class 0,5, which is the minimum acceptable class for a power curve measurement as required by this document.

The current transformers of class 0,5 (nominal loads of the current transformers are here designed to match the nominal power, 2 000 kW, and not 125 % of nominal power). They have uncertainty limits, referring to IEC 61869-2, of $\pm 0,5$ % of the current at 100 % load. At 20 % and 5 % loads, though, the uncertainty limits are increased to $\pm 0,75$ % and $\pm 1,5$ % of the current, respectively. For power performance measurements on wind turbines, the most important energy production is produced at a reduced power. Thus, we anticipate the uncertainty limits of $\pm 0,75$ % of the current at 20 % load to be a good average.

The uncertainty distribution for a current transformer is assumed to be rectangular. If current transformers are not operated within their secondary loop operational load limits, additional uncertainties shall be added.

It is assumed that the uncertainties of the three current transformers are caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each current transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all current transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P,CT,i} = \frac{0,75 \text{ \%} \cdot P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} = 0,43 \text{ \%} \cdot P_i [\text{kW}] \quad (\text{E.14})$$

E.5.3 Category B uncertainties: Power output – Voltage transformers

This uncertainty component covers the uncertainty due to the voltage transformer as covered by the classification of the sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{P,VT,i}$.

In Annex E, the voltage transformers and the power transducer are all assumed to be of class 0,5, which is the minimum acceptable class for a power curve measurement as required by this document.

The voltage transformers of class 0,5 have uncertainty limits, referring to IEC 61869-3, of $\pm 0,5$ % of the voltage at all loads. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular.

Voltage transformers are not used in all measurements and the value for this uncertainty component may be set to zero when not used.

If the voltage transformers are not operated within their secondary loop operational load limits, additional uncertainties shall be added.

The grid voltage is normally rather constant and independent of the wind turbine power. The uncertainties of the three voltage transformers are as for the current transformers assumed to be caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each voltage transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all voltage transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P,VT,i} = \frac{0,5 \% \cdot P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} \cdot 3 = 0,29 \% \cdot P_i [\text{kW}] \quad (\text{E.15})$$

E.5.4 Category B uncertainties: Power output – Power transducer or other power measurement device

This uncertainty component covers the uncertainty due to the power transducer (or other power measurement device) as covered by the classification of the sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{P,PT,i}$.

The power transducer of class 0,5, referring to IEC 60688, with a nominal power of 2 500 kW (125 % of the nominal power, 2 000 kW, of the wind turbine) has an uncertainty limit of 12,5 kW. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular.

The uncertainty of the power transducer is thus:

$$u_{P,PT,i} = \frac{12,5 \text{ kW}}{\sqrt{3}} = 7,2 \text{ kW} \quad (\text{E.16})$$

E.5.5 Category B uncertainties: Power output – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the power signal.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dP,i}$.

The magnitude of this component has an assumed default value of 0,1 % to 0,2 % of the full range of the data acquisition system.

Considering the electric power range of the measurement channel for a 2 MW turbine to be 3 000 kW and an uncertainty of the data acquisition system of 0,1 % of this range gives a resulting uncertainty of 3 kW.

E.6 Category B uncertainties: Wind speed – Introduction and sensors

E.6.1 Category B uncertainties: Wind speed – Introduction

The wind speed uncertainty consists of three components, each of which again consists of multiple sub-components. These three components are:

- a) the uncertainty related to use of sensing hardware (cup anemometers, sonic anemometers and remote sensing devices (RSD));
- b) the uncertainty related to the flow distortion due to the terrain;
- c) the uncertainty related to the methods applied.

The symbol for this uncertainty component is $u_{V,i}$.

These uncertainty components as well as the sub-components will be introduced in E.6.2 to E.11.

The sensitivity factor, $c_{V,i}$, is defined in Table E.2.

E.6.2 Category B uncertainties: Wind speed – Hardware

The wind speed uncertainty related to hardware consists of three components, each of which again consists of multiple sub-components. These three components are:

- a) the uncertainty related to use of sensors placed in a meteorological mast (cup anemometers and sonic anemometers);
- b) the uncertainty related to a remote sensing device (RSD);
- c) the uncertainty related to a rotor equivalent wind speed (REWS);

The symbol for this uncertainty component is $u_{VHW,i}$.

E.6.3 Category B uncertainties: Wind speed – Meteorological mast mounted sensors

E.6.3.1 General

This uncertainty component covers the uncertainty related to the use of cup anemometers and sonic anemometers in meteorological masts (either top mounted or side mounted).

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,i}$ (V stands for wind speed and S stands for sensors).

This uncertainty component has six sub-components, all of which should be derived according to IEC 61400-50-1:

- a) the uncertainty related to the calibration of the sensor before start of the power performance test;
- b) the uncertainty related to the calibration of the sensor during or after the power performance test;
- c) the uncertainty related to the operational characteristics as determined by the classification of the sensor;
- d) the uncertainty related to the mounting of the sensor;
- e) the uncertainty related to the mounting of the lightning finial;
- f) the uncertainty related to the data acquisition of the signal from the sensor.

E.6.3.2 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Pre-calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to calibration of the sensor before the test according to IEC 61400-50-1. This includes the variability of repeated tests for one test facility as well as the variability of repeated tests between various facilities.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,precal,i}$.

For a specific power performance test, the values as indicated on the calibration for the sensors employed shall be used for the uncertainty calculation.

E.6.3.3 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Post-calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the in-situ calibration according to IEC 61400-50-1, and/or the post-calibration of the sensor during and/or after the test according to IEC 61400-50-1.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,postcal,i}$.

This uncertainty is also discussed in 7.2.2 and IEC 61400-50-1.

E.6.3.4 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Classification

This uncertainty component covers the uncertainty related to the operational characteristics of the sensor as determined by the classification of the sensor according to IEC 61400-50-1.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,class,i}$.

This uncertainty is discussed in detail in IEC 61400-50-1.

A reference to the classification report shall be included in the power performance report.

The operational uncertainty of the reference anemometer (from a possible site calibration according to IEC 61400-12-3) shall be included in this uncertainty component. This can be none, some, or all of the reference anemometer uncertainty from the site calibration, depending on if the measured range of influence parameters experienced by the reference sensor on the permanent meteorological mast during the site calibration is significantly different from the range of influence parameters experienced by the reference sensor on the permanent meteorological mast during the power curve test.

By default, half of the operational uncertainty of the reference anemometer and all of operational uncertainty of the turbine anemometer during the site calibration and half of the operational uncertainty of the anemometer during the power curve test shall be included. These shall be added using the root-sum-square approach.

E.6.3.5 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the sensor according to IEC 61400-50-1.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,mnt,i}$.

This uncertainty is discussed in 7.2.4 and 9.1.2 as well as in IEC 61400-50-1.

This uncertainty component has three default values corresponding to the three mounting arrangements allowed by IEC 61400-50-1 (single top-mounted anemometer, side-by-side top-mounted anemometer or side-mounted anemometer). Refer to IEC 61400-50-1 for details.

E.6.3.6 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Lightning finial

This uncertainty component covers the uncertainty related to a possible top-mounted lightning finial and its influence on a top-mounted anemometer when the requirements in IEC 61400-50-1 for the mounting of the lightning finial cannot be met.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VS,lgt,i}$.

Where the requirements of IEC 61400-50-1 are not met, the default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % to 0,2 % of the wind speed signal.

E.6.3.7 Category B uncertainties: Wind speed – Met mast sensors – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the wind speed signal.

The symbol for this uncertainty component is $u_{d,VS,i}$.

This uncertainty is also discussed in E.4.2.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % to 0,2 % of the full range of the measured wind speed signal.

Considering a wind speed range of 30 m/s of the measurement channel and an uncertainty of the data acquisition system of 0,1 % of this range, the standard uncertainty from data acquisition is 0,03 m/s.

E.7 Category B uncertainties: Wind speed – RSD**E.7.1 General**

This uncertainty component covers the uncertainty related to the use of remote sensing devices for wind speed measurements (lidar and sodar) according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,i}$ (V stands for wind speed and R stands for remote sensing device).

This uncertainty component has six sub-components:

- uncertainty related to the verification of the device;
- uncertainty related to the in-situ check of the device;
- uncertainty related to the operational characteristics of the device as determined by the classification of the device;
- uncertainty related to the mounting of the device;
- uncertainty related to flow variation in different probe volumes at the same height;
- uncertainty related to the monitoring test.

E.7.2 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the calibration of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,ver,i}$.

Prior to the measurement, a calibration according to IEC 61400-50-2 shall be undertaken and its uncertainties evaluated ($u_{VR,vrf,i}$). If the uncertainties for the exact measurement height are not available, the uncertainties should be interpolated. The default magnitude for this uncertainty component is 1,0 % to 3,0 % of the measured wind speed.

E.7.3 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – In-situ check

This uncertainty component covers the uncertainty related to the in-situ verification of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2, only applied for an RSD with a lower than hub height meteorological mast.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,isc,i}$ ("isc" stands for in-situ check).

The in-situ test shall be evaluated as described in IEC 61400-50-1, where the RSD is the main measurement and the anemometer on the monitoring mast is the control anemometer with the same uncertainty limits.

E.7.4 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Classification

This uncertainty component covers the uncertainty related to the classification of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,class,i}$.

The uncertainty due to the operational characteristics comes from the classification report of the RSD which provides slopes and ranges of environmental variables. There are three ways of calculating the uncertainty due to these variables as explained in IEC 61400-50-2.

According to IEC 61400-50-2, $u_{VR,class}$ becomes equal to zero if the verification test includes the same data as the power curve test.

The default magnitude for this uncertainty component is 1,0 % to 1,5 % of the measured wind speed.

E.7.5 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,mnt,i}$.

The uncertainty of the remote sensing device due to non-ideal levelling of the device shall be estimated. The uncertainty is highly dependent on the type of instrument being used.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % of the measured wind speed.

E.7.6 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Flow variation

This uncertainty component covers the uncertainty related to the flow variation across the measurement volume of the remote sensing device according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,flow,i}$.

The user should consult with the remote sensing device manufacturer for the best method for evaluating the uncertainty for their specific device at the test site.

E.7.7 Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Monitoring test

This uncertainty component covers the uncertainty related to the result of the monitoring of the remote sensing device.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VR,mon,i}$.

The derivation of this uncertainty is detailed in IEC 61400-50-2.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,5 % of the measured wind speed.

E.8 Category B uncertainties: Wind speed – REWS

E.8.1 General

A number of uncertainty components are not related to the wind speed measurement (at least not when applied to a hub height wind speed) but to the use and definition of the rotor equivalent wind speed (REWS). The uncertainty components related to REWS will be covered in Clause E.8.

The rotor equivalent wind speed according to Equation (5) in 9.1.3.2 includes wind speed measurements at different heights above ground. In order to make uncertainty calculations of the rotor equivalent wind speed feasible, Equation (E.3) and Equation (E.4) are needed. Equation (E.3) and Equation (E.4) are approximations of Equation (E.1) and Equation (E.2), respectively, for the case that the category B uncertainty components are independent between different category B uncertainty sources. This approximation is highly violated if uncertainties of wind speed measurements at different height levels are considered as separate category B uncertainties, because the uncertainty components of wind speed measurements at different height levels are well correlated. Thus, Equations (E.3) and (E.4) cannot be applied directly.

In order to overcome this problem, Equations (E.3) and (E.4) shall be applied with such category B components of the rotor equivalent wind speed which can be considered as independent from each other. E.8.2 provides advice on how this can be implemented.

E.8.2 Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind speed measurement over whole rotor

E.8.2.1 General

This uncertainty component covers the uncertainty of the REWS wind speed based on the multiple wind speed measurements that the REWS is based on.

The symbol for this uncertainty component is $u_{REWS,shear,i}$.

This uncertainty is also discussed in Annex P.

NOTE This uncertainty will be used instead of $u_{V,i}$ in conjunction with E.13.3.

What is very important for this uncertainty component is that the derivation and hence the magnitude is strongly dependent on the various measurement methods as introduced in 7.2. A configuration with a hub-height only meteorological mast will not lead to a REWS implementation, the other measurement configurations are considered in E.8.2.2 to E.8.2.4.

The same symbol is used in each subclause as these configurations are mutually exclusive and depending on the specific measurement setup only one of E.8.2.2, E.8.2.3 and E.8.2.4 applies.

E.8.2.2 REWS shear uncertainty – Meteorological mast significantly above hub height

In this configuration the REWS is based on signals from side-mounted cup anemometers or sonic anemometers from multiple measurement heights on a meteorological mast.

In this case Equation (5) in 9.1.3.2 applies and the REWS uncertainty components come from Clause E.6.

The default values come from the combination of the default values in Clause E.6.

The way to combine these components into a REWS uncertainty is explained in E.13.7.

E.8.2.3 REWS shear uncertainty – RSD plus lower-than-hub-height meteorological mast

In this configuration the REWS is based on signals from an RSD. The data from the meteorological mast is only used to validate the RSD data.

In this case Equation (5) in 9.1.3.2 applies and the REWS uncertainty components come from Clause E.7.

The default values come from the combination of the default values in Clause E.7.

The way to combine these components into a REWS uncertainty is explained in E.13.7.

E.8.2.4 REWS shear uncertainty – hub height meteorological mast plus RSD for shear

In this configuration the REWS is based on a cup anemometer or sonic anemometer on a hub-height meteorological mast combined with shear data from an RSD.

In this case Equation (11) in 9.1.3.4 applies and the REWS uncertainty components come from both Clause E.6 and Clause E.7.

In this case we still have a further division: either the RSD signals are considered as absolute wind speed measurements or as relative wind speed measurements, as the treatment differs in each of these cases. This depends on the type of equipment used or the available sensitivity and verification test.

For an absolute wind speed the way to combine these components into a REWS uncertainty is explained in E.13.8.

For a relative wind speed the way to combine these components into a REWS uncertainty is explained in E.13.9.

E.8.3 Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind veer

This uncertainty component covers the uncertainty related to the influence of veer on the rotor equivalent wind speed.

The symbol for this uncertainty component is $u_{\text{REWS,veer},i}$.

This uncertainty is also discussed in Annex Q.

The veer measurement is based on signals from side-mounted wind vanes or sonic anemometers from multiple measurement heights on a meteorological mast or on signals from an RSD.

The sub-components for this uncertainty component therefore come from E.12.2 or from E.12.3.

E.9 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain

E.9.1 General

This uncertainty component covers the uncertainty related to the flow distortion of the wind speed between measurement point and wind turbine due to the local terrain.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,i}$ (V stands for wind speed and T stands for terrain).

This uncertainty is also discussed in 6.3.4.

When the power performance test is done without a site calibration, the default magnitude of this uncertainty component is determined by the distance between the measurement device and the turbine under test. If this distance is between 2 and 3 rotor diameters ($2D \leq \text{distance} \leq 3D$) this default magnitude is 2 % of the measured wind speed for onshore flat terrain and 1 % for offshore. If this distance is between 3 and 4 rotor diameters ($3D < \text{distance} \leq 4D$) this default magnitude is 3 % of the measured wind speed for onshore flat terrain and 2 % offshore.

When the power curve test is done with a site calibration according to IEC 61400-12-3, the default magnitude of this uncertainty component is determined by the site calibration measurement.

In this case this uncertainty component related to the terrain has nine sub-components:

- a) uncertainty related to the calibration of the anemometers used for the site calibration;
- b) uncertainty related to the operational characteristics of the anemometers used for the site calibration;
- c) uncertainty related to the mounting of the anemometers used for the site calibration;
- d) uncertainty related to the data acquisition of the signals from the anemometers used for the site calibration;
- e) uncertainty related to the convergence check;
- f) uncertainty related to the correlation check;
- g) uncertainty related to the change in correction between adjacent bins;
- h) uncertainty related to the removal of the wind direction sensor between site calibration and power curve measurement;
- i) uncertainty related to seasonal variation.

E.9.2 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Pre-calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the calibration of the sensors before the test.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,precal,i}$.

This uncertainty is discussed in detail in IEC 61400-50-1 and IEC 61400-12-3.

This uncertainty is virtually the same as $u_{VS,cal,i}$ with the difference that here it is applied to measured wind speeds on two masts.

E.9.3 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Post-calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the in-situ calibration (Annex K) and/or the post-calibration of the sensor (IEC 61400-50-1) during and/or after the site calibration.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,postcal,i}$.

This uncertainty is discussed in 7.2.2 and in IEC 61400-50-1.

E.9.4 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Classification

This uncertainty component covers the uncertainty related to the classification of the sensors for the site calibration according to IEC 61400-50-1.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,class,i}$.

This uncertainty is virtually the same as $u_{VS,class,i}$ with the difference that here it is applied to a measurement of wind speeds on two masts. Some of the influence factors for the classification will be experienced in the same way by both sensors, causing a correlation in the operational response and a reduction in the difference between the signals. Refer to IEC 61400-12-3 for details of how this should be handled.

If the measured range of influence parameters experienced by the reference sensor on the permanent meteorological mast during the site calibration is significantly different from the range of influence parameters experienced by the reference sensor on the permanent meteorological mast during the power curve test, an additional uncertainty addition can be required. However, as long as both tests stay within the ranges defined for class A and B this is considered to be sufficiently covered and no additional uncertainty needs to be taken into account.

E.9.5 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the sensors according to IEC 61400-50-1 during the site calibration as described in IEC 61400-12-3.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,mnt,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component for each of the three possible mounting arrangements (single top mount, side-by-side top mount or side mounted) are defined in IEC 61400-50-1. Refer to IEC 61400-12-3 and IEC 61400-50-1 for details of the evaluation.

E.9.6 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signals of the wind speed sensors according to IEC 61400-50-1 during the site calibration.

The symbol for this uncertainty component is $u_{d,VT,i}$.

Refer to IEC 61400-12-3 and IEC 61400-50-1 for details of the evaluation.

E.9.7 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Lightning finial

This uncertainty component covers the uncertainty related to a possible top-mounted lightning finial and its influence on a top-mounted anemometer when the requirements in IEC 61400-50-1 for the mounting of the lightning finial cannot be met.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,lgt,i}$.

Refer to IEC 61400-12-3 and IEC 61400-50-1 for details of this component.

E.9.8 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Change in correction between adjacent bins

This uncertainty component covers the uncertainty related to calibration of the sensors according to IEC 61400-12-3 before the test.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,coc,i}$ ("coc" stands for "change in correction").

Refer to IEC 61400-12-3 for details of the evaluation of this uncertainty.

E.9.9 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Removal of WD sensor

This uncertainty component covers the uncertainty related to removal of the wind direction sensor between the site calibration and the power performance test according to IEC 61400-12-3.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,rmv,i}$.

Refer to IEC 61400-12-3 for details of the evaluation of this uncertainty.

E.9.10 Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Seasonal variation

This uncertainty component covers the uncertainty related to seasonal variation between the site calibration and the power performance test.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,sv,i}$ ("sv" stands for seasonal variation).

Refer to IEC 61400-12-3 for details of the evaluation of this uncertainty.

E.10 Category B uncertainties: Air density**E.10.1 General**

This uncertainty component covers the uncertainty related to the influence of air density on the power curve.

The symbol for this uncertainty component is $u_{AD,i}$.

The air density is derived from measurements of the air temperature, the humidity and the air pressure as described in 7.4.

The air density uncertainty consists of four components:

- a) uncertainty related to use of a temperature sensor and the data acquisition;

- b) uncertainty related to the use of a pressure sensor and the data acquisition;
- c) uncertainty related to the use of a relative humidity (RH) sensor and the data acquisition, or the lack of such a sensor;
- d) uncertainty due to the air density correction.

These uncertainty components as well as the sub-components will be introduced in Clause E.10.

E.10.2 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Introduction

This uncertainty component covers the uncertainty related to the measurement of the temperature according to 7.4.

The symbol for this uncertainty component is $u_{T,i}$.

This uncertainty component has four sub-components:

- a) uncertainty related to the calibration of the temperature sensor;
- b) uncertainty related to the radiation shielding of the temperature sensor;
- c) uncertainty related to the mounting of the temperature sensor;
- d) uncertainty related to the data acquisition of the signal from the temperature sensor.

The equations for the sensitivity factors for temperature are given in Equation (E.17) and Equation (E.18).

Sensitivity for temperature for a measurement on wind turbine with active power control is given as follows:

$$c_{T,i} = -\frac{c_{V,i}v_i}{3\rho_i} \left(\frac{\rho_i}{T_i} + \frac{\Phi_i}{T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot 0,063\,184\,6 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.17)$$

where

- $c_{T,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;
- $c_{V,i}$ is the sensitivity factor for wind speed in bin i ;
- v_i is the average wind speed in bin i ;
- ρ_i is the average air density in bin i ;
- T_i is the average temperature in bin i ;
- Φ_i is the average relative humidity (range 0 % to 100 %) in bin i ;
- R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK];
- R_w is the gas constant of water vapour, 461,5 [J/kgK];

Sensitivity for temperature for a measurement on a stall regulated wind turbine is given as follows:

$$c_{T,i} = \frac{P_i}{\rho_i} \left(\frac{\rho_i}{T_i} + \frac{\Phi_i}{T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot 0,063\,184\,6 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.18)$$

where

$c_{T,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;

P_i is the sensitivity factor for wind speed in bin i ;

ρ_i is the average air density in bin i ;

T_i is the average temperature in bin i ;

Φ_i is the average relative humidity (range 0 % to 100 %) in bin i ;

R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK];

R_w is the gas constant of water vapour, 461,5 [J/kgK].

E.10.3 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to calibration of the temperature sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{T,cal,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,4 °C to 0,6 °C.

E.10.4 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Radiation shielding

This uncertainty component covers the uncertainty related to the radiation shielding of the temperature sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{T,shield,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 1,5 °C to 2,5 °C.

E.10.5 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the temperature sensor according to 7.4.

The symbol for this uncertainty component is $u_{T,mnt,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,25 °C to 0,4 °C.

E.10.6 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signal of the temperature sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dT,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % to 0,2 % of the full range of the measurement channel. With an assumed temperature range of 40 °C this comes to 0,04 °C.

E.10.7 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Introduction

This uncertainty component covers the uncertainty related to the measurement of the pressure according to 7.4.

The symbol for this uncertainty component is $u_{B,i}$.

This uncertainty component has three sub-components:

- a) uncertainty related to the calibration of the pressure sensor;
- b) uncertainty related to the mounting of the pressure sensor;
- c) uncertainty related to the data acquisition of the signal from the pressure sensor.

The equations for the sensitivity factors for pressure are given in Equation (E.19) and Equation (E.20).

Sensitivity for pressure for a measurement on wind turbine with active power control is given as follows:

$$c_{B,i} = \frac{c_{V,i} v_i}{3 \rho_i T_i R_0} \quad (\text{E.19})$$

where

$c_{B,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;

$c_{V,i}$ is the sensitivity factor for wind speed in bin i ;

v_i is the average wind speed in bin i ;

ρ_i is the average air density in bin i ;

T_i is the average temperature in bin i ;

R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK].

Sensitivity for pressure for a measurement on a stall regulated wind turbine is given as follows:

$$c_{B,i} = -\frac{P_i}{\rho_i T_i R_0} \quad (\text{E.20})$$

where

$c_{B,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;

P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;

ρ_i is the average air density in bin i ;

T_i is the average temperature in bin i ;

R_0 is the gas constant of dry air 287,05 [J/kgK].

E.10.8 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the calibration of the pressure sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{B,cal,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 2 hPa to 4 hPa.

E.10.9 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the pressure sensor according to 7.4.

The symbol for this uncertainty component is $u_{B,mnt,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is determined by the height difference for which the signal from the pressure sensor is corrected. Using ISO 2533 the pressure related to this height difference can be calculated. The default magnitude for the uncertainty related to this pressure correction is 10 % of the correction.

For a sensor installed at a height of 2 m and a hub height of 100 m, the difference is 98 m which gives a pressure difference of 11,7 hPa. The uncertainty would then be 1,17 hPa.

E.10.10 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signal of the pressure sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dB,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % of the full range of the measurement channel for pressure. Considering a pressure range of 100 hPa of the measurement channel, this gives 0,1 hPa.

E.10.11 Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Introduction

This uncertainty component covers the uncertainty related to the measurement of the relative humidity according to 7.4.

The symbol for this uncertainty component is $u_{RH,i}$.

The relative humidity is not required to be measured. In that case a default value of 50 % shall be assumed with an uncertainty of 100 % (from 0 % to 100 %).

In the event that the humidity is measured, this uncertainty component has three sub-components:

- uncertainty related to the calibration of the humidity sensor;
- uncertainty related to the mounting of the humidity sensor;
- uncertainty related to the data acquisition of the signal from the humidity sensor.

The equations for the sensitivity factors for relative humidity are given in Equation (E.21) and Equation (E.22).

Sensitivity for relative humidity for a measurement on wind turbine with active power control is given as follows:

$$c_{RH,i} = -\frac{c_{V,i}V_i}{3\rho_i T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.21)$$

where

- $c_{RH,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;
 $c_{V,i}$ is the sensitivity factor for wind speed in bin i ;
 v_i is the average wind speed in bin i ;
 ρ_i is the average air density in bin i ;
 T_i is the average temperature in bin i ;
 R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK];
 R_w is the gas constant of water vapour, 461,5 [J/kgK].

Sensitivity for relative humidity for a measurement on a stall regulated wind turbine is given as follows:

$$c_{RH,i} = \frac{P_i}{\rho_i T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.22)$$

where

- $c_{RH,i}$ is the sensitivity factor for temperature in bin i ;
 P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;
 ρ_i is the average air density in bin i ;
 T_i is the average temperature in bin i ;
 R_0 is the gas constant of dry air, 287,05 [J/kgK];
 R_w is the gas constant of water vapour, 461,5 [J/kgK].

E.10.12 Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the calibration of the humidity sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{RH,cal,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 1 % to 2 %.

E.10.13 Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the humidity sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{RH,mnt,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % to 0,2 % of the measured value.

E.10.14 Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signal from the humidity sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dRH,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component is 0,1 % of the full range of the measurement channel for relative humidity.

E.10.15 Category B uncertainties: Air density – Correction

This uncertainty component covers the uncertainty related to the air density correction.

The symbol for this uncertainty component is $u_{AD,method,i}$.

As part of the data analysis a normalization from measured air density to a reference air density is performed. This normalization is related to an uncertainty component, in part because of the uncertainties in the measured temperature, pressure and relative humidity but also because one of the underlying assumptions upon which the normalization formula is based is increasingly inaccurate the larger the air density difference is on which the air density normalization is applied.

For a stall-regulated wind turbine with constant pitch and constant rotational speed, this uncertainty shall be evaluated by bin averaging the air density normalized power output and the measured power output against the wind speed at hub height. Half of the deviation of the normalized and measured power output per wind speed bin shall be considered as the standard uncertainty of the air density normalization in that wind speed bin.

For a wind turbine with active power control, the uncertainty of the air density normalization shall be evaluated by bin averaging the measured wind speed against the wind speed normalized for the air density. Half of the deviation of the normalized and measured wind speed shall be considered as the standard uncertainty of the air density normalization in that wind speed bin.

In this example using a wind turbine with active power control, the wind speed deviations per wind speed bin are listed in Table E.9.

E.11 Category B uncertainties: Method

E.11.1 General

The specific method used to measure or analyse a power curve can also contribute to the uncertainty of the result. As much as possible these have been included with the category B uncertainties they are related to. Therefore, the uncertainty related to the air density correction is included under air density and the uncertainty related to the flow distortion correction is included under the wind speed sensors.

However, some of the uncertainties related to the method cannot easily be attributed to a specific component and these have been grouped under the header "Method".

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,i}$.

E.11.2 Category B uncertainties: Method – Wind conditions

E.11.2.1 General

Although this uncertainty is not directly discussed elsewhere in this document, it is strongly related to the definition of the power curve as given in Clause 5.

In accordance with the definition, the power curve according to this document is a climate-specific power curve. The wind conditions in terms of wind shear, wind veer, turbulence and upflow have a direct influence upon the power performance of a wind turbine.

As an example, let us assume that a power curve is measured for a specific set of wind conditions, namely wind shear is 0,1; wind veer is 10°, turbulence is 10 % and upflow is +2°. The measured power curve would then be reported together with these values and no further uncertainty would need to be introduced.

However, mostly we will not experience constant values for these parameters during a power curve measurement and during the power curve measurement each of these parameters will reflect a range of values that the turbine has been subjected to. As part of this example, let us assume that wind shear ranges from 0 to 0,3, wind veer from 0° to 20°, turbulence from 3 % to 20 % and upflow from 0° to 5°. As the measurement progresses, we are in fact sampling from many different power curves. As we have no control over these input variables, the next power curve measurement at the same site (be it immediately after the first measurement or a year later to catch the same part of the annual season) will be somewhat different from the first power curve measured. This is the basic argument for adding an uncertainty component related to the wind conditions.

From this perspective, we have the following considerations.

- a) If one or more of the four parameters that determine the wind conditions have not been measured, the power curve cannot be reported accurately. The uncertainty related to this can only be estimated by assuming possible values and ranges for the missing parameters and estimating the potential influence on the power performance of the turbine.
- b) For the parameters that have been measured more information is available, but not necessarily all information sufficient to characterize the power performance in detail. For example:
 - 1) A parameter measured on three points across the rotor might still not give a full picture for the areas that have not been measured.
 - 2) The wind conditions (e.g. shear) are measured two to four rotor diameters away from the turbine and in most cases without further data as to what extent the conditions at the measurement location reflect the conditions at the turbine location. Note that the uncertainty of the hub height wind speed correlation is considered in E.9.1.
 - 3) A similar argument goes for the horizontal dimension of the rotor; the measurement to a large extent only characterizes the changes of these parameters with height (if even that) but not the horizontal variability of the measured parameters.

In the light of these arguments a practical approach has been adopted. For nine or more measurement heights for one of these parameters, the assumption has been made that no further uncertainty needs to be added. For fewer measurement heights an additional increase in uncertainty will be added.

This means that some of the above points are not addressed at all in the current uncertainty analysis; this will be incorporated in a future revision of this document once sufficient details have been clarified to do so.

- c) If one or more of these parameters have been measured it might be possible to normalize the power curve using this information, as explained in Annex M, Annex P and Annex Q.

The uncertainties related to points a) and b) are covered in E.11.2.2, whereas the uncertainty related to the normalizations is covered in E.11.2.2.3, E.11.2.3, E.11.2.4 and E.11.2.5.

Many of the influences here will be expressed as an uncertainty on wind speed. The experience values that the default estimates are based on are often expressed in terms of AEP. As a practical approach the choice has been made to express this as an uncertainty through wind speed.

E.11.2.2 Category B uncertainties: Method – Wind conditions – Shear

E.11.2.2.1 General

The symbol for this uncertainty component is $u_{M, \text{shear}, i}$.

The default magnitude for this uncertainty component can be found in E.11.2.2.2 and in E.11.2.2.3.

E.11.2.2.2 Half rotor wind shear measurement coverage

This uncertainty estimation applies to a power curve with a hub height wind speed definition and without Annex P normalization. As wind turbine power curves are influenced by wind shear, the uncertainty of the measured power curve due to wind shear shall be conservatively estimated and taken into account even if no wind shear measurement is performed. For this, a wind shear correction factor according to Equation (9) and (10) in 9.1.3.3 shall be calculated under the following assumptions:

- assuming 20 virtual wind speed measurements equally distributed over the rotor height range, resulting in 20 weighting factors;
- assuming one power law for the lower rotor half and another power law for the upper rotor half. Based on these power laws, the wind speed relative to hub height shall be calculated for each virtual measurement height. The wind shear exponent applied for the lower rotor half shall be determined from the measurements for each 10 min data point. The wind shear exponent for the upper rotor half shall be assumed to be half the value used for the lower rotor half. In case of negative shear values, also half of these values shall be assumed for the upper rotor half.

The standard uncertainty of the measured power curve in terms of the wind speed due to not measuring the wind shear shall be assumed for the i -th wind speed bin as:

$$u_{v5,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |f_r - 1| v_{h,i} \quad (\text{E.23})$$

where

f_r is the wind shear correction factor as calculated in 9.1.3.3;

$v_{h,i}$ is the wind speed at hub height in bin i .

Examples of estimated standard uncertainties of power curve measurements in terms of the wind speed due to the absence of wind shear measurements are shown in Table E.3. The respective uncertainty increases with the rotor diameter and decreases with the hub height.

Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement

H m	D m	U_{v5}/v_h %
60	60	3,0
60	80	3,9
100	80	2,4
120	80	2,0
100	120	3,5
150	120	2,4
NOTE Wind shear exponents of 0,5 and 0 have been assumed for the lower and upper rotor half, respectively.		

E.11.2.2.3 Full rotor wind shear measurement coverage

This uncertainty estimation applies to:

- a) a power curve with a rotor equivalent wind speed definition;
- b) a hub height wind speed power curve to which the normalization in Annex P is applied.

The calculation of the rotor equivalent wind speed according to Equation (5) in 9.1.3.2 assumes a constant wind speed for each measurement height. This assumption leads to an uncertainty of the evaluation of the rotor equivalent wind speed. This uncertainty shall be estimated by fitting a power law through each pair of wind speed measurements of successive measurement heights (z_m). The wind speed according to this power law shall be calculated for at least 10 height levels equally distributed between each pair of measurement heights. The summation according to Equation (5) shall be repeated with all height levels covered by the power law assumption and measurement heights. The percentage deviation of the resulting rotor equivalent wind speed compared to the rotor equivalent wind speed using only the measured wind speeds shall be assumed as the (percentage) standard uncertainty of the wind speed due to the limited number of measurement heights.

The estimation of the standard uncertainty due to the limited number of measurement heights shall be performed on the basis of the bin averages of the wind speed measurements at the different height levels as function of the wind speed finally applied for the power curve evaluation.

NOTE The 10 min data sets are needed for the calculation.

E.11.2.3 Category B uncertainties: Method – Wind conditions – Wind veer

E.11.2.3.1 General

This uncertainty component covers the uncertainty related to fewer than nine measurement heights for wind veer.

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,veer,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component can be determined using E.11.2.3.2 and E.11.2.3.3.

E.11.2.3.2 No veer measurement

A wind veer correction factor according to Equation (Q.1) shall be calculated under the following assumptions:

- a) assuming wind speeds to be equal to 1 at all measurement heights. Then Equation (Q.1) transforms to a wind veer correction factor;
- b) assuming 20 virtual wind direction measurements equally distributed over the rotor height range, resulting in 20 weighting factors;
- c) assuming homogenous wind veer over the entire rotor height range as large as can be reasonably expected for the test site. If no reasonable assumptions about extreme wind veer are possible for the test site, a wind veer of 40°/100 m shall be assumed.

The standard uncertainty of the measured power curve in terms of the wind speed due to not measuring the wind veer shall be assumed for the i -th wind speed bin as:

$$u_{v6,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |f_r - 1| v_{h,i} \quad (\text{E.24})$$

where

f_r is the wind veer correction factor as calculated in Equation (E.24);

$v_{h,i}$ is the wind speed at hub height in bin i .

Examples of power curve measurement estimated standard uncertainties in terms of the wind speed due to the absence of wind veer measurements are shown in Table E.4. The respective uncertainty increases with the rotor diameter.

Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement

D m	u_{v6}/v_h %
20	0,04
40	0,1
60	0,3
80	0,6
100	0,9
120	1,2
140	1,7
160	2,1
180	2,7
200	3,2
NOTE An extreme wind veer of 40°/100 m has been assumed for the calculations.	

E.11.2.3.3 Half rotor veer measurement

The calculation of the rotor equivalent wind speed according to Equation (Q.1) assumes a constant wind direction for each measurement height. This assumption leads to an uncertainty of the evaluation of the rotor equivalent wind speed.

The uncertainty related to a veer measurement across half a rotor shall be estimated using the same procedure as used for the veer across a full rotor (see E.11.2.3.4), with the change that the wind veer across the full rotor is 2,5 times that measured across the half rotor.

E.11.2.3.4 Full rotor veer measurement

The calculation of the rotor equivalent wind speed according to Equation (Q.1) assumes a constant wind direction for each measurement height. This assumption leads to an uncertainty of the evaluation of the rotor equivalent wind speed. This uncertainty shall be estimated by assuming a linear increase of the wind veer between each pair of wind speed measurements of successive measurement heights. The wind speed according to this assumption shall be calculated for at least 10 height levels equally distributed between each pair of measurement heights. The summation according to Equation (Q.1) shall be repeated with all height levels covered by the wind veer profile assumption and measurement heights and by assuming a constant wind speed for all heights. The percentage deviation of the resulting rotor equivalent wind speed to the rotor equivalent wind speed using only the measured wind directions shall be assumed as (percentage) standard uncertainty of the wind speed due to the limited number of wind direction measurement heights.

The estimation of the uncertainty due to the limited number of wind direction measurement heights shall be performed on the basis of the bin averages of the wind direction measurements at the different height levels as function of the wind speed finally applied for the power curve evaluation.

NOTE The 10 min data sets are needed for the calculation.

E.11.2.4 Category B uncertainties: Method – Wind conditions – Upflow

This uncertainty component covers the uncertainty related to fewer than nine measurement heights for upflow. This uncertainty component shall be applied for sites that do not meet the requirements of Annex B.

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,upflow,i}$.

The default magnitude for this uncertainty component can be found in Table E.5.

Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge

Number of measurement heights	Percentage of wind speed
0 (no upflow measurement)	0,3 to 0,5
1 (at hub height only)	0,15 to 0,25
2 (lower rotor area)	0,08 to 0,12
3	0,03 to 0,07
5	0,015 to 0,025
7	0,005 to 0,015

This is a very different uncertainty component for upflow than is considered in the classification of the wind speed sensor where also upflow is included. In that case we are looking at the inaccurate measurement of the horizontal wind speed due to the presence of a vertical wind speed component. Here we consider the influence of the upflow on the turbine's performance. Although we define a horizontal wind speed, the turbine's performance still varies when a vertical component is present.

E.11.2.5 Category B uncertainties: Method – Wind conditions – Turbulence intensity

This uncertainty component covers the uncertainty related to not having a measurement for hub height turbulence.

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,ti,i}$.

For turbulence we do not consider other measurement heights as Clause 5 of this document defines the power curve only for hub height turbulence. This is a required signal. The reason this is still included as an additional uncertainty component is that the measurement configuration with a lower-than-hub height meteorological mast only has a hub height turbulence measured by a remote sensing device. The turbulence as measured by a remote sensing device is significantly different from the turbulence as measured by a sonic or cup anemometer. Hence the additional uncertainty.

The default magnitude for this uncertainty component can be found in Table E.6.

Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge

Number of measurement heights	Percentage of wind speed
0 (no accurate turbulence intensity due to RSD)	0,3 % to 0,5 %

E.11.3 Category B uncertainties: Method – Seasonal effects

This uncertainty component covers the uncertainty related to the influence of seasonal effects on the power curve. Note that some seasonal variations contribute in the wind speed uncertainty

as they influence the wind profile characteristics (shear, turbulence, etc.). These variations are treated separately.

Some other contributions, such as blade accretion from bugs and/or dirt on the blades (e.g. during a warm and dry period), increase the blade surface roughness and deteriorate the blade aerodynamic performance. Therefore, for the same kinetic energy in the wind, the turbine production will be lower when blades are dirty. These contributions are combined in the uncertainty component $u_{M,sfx,i}$.

Clearly these contributions do not influence the wind profile characteristics and therefore, strictly speaking, are effects on the electrical power. However, with the purpose to quantify the contribution to the AEP variation this uncertainty component is more conveniently expressed as uncertainty in the wind speed.

A default magnitude of 0,7 % on the wind speed is suggested, yet the magnitude of this component will vary with the site location and the year period of the performance test and where possible it should be estimated from experience or AEP variation data from the specific site.

E.11.4 Category B uncertainties: Method – Turbulence normalization (or the lack thereof)

This uncertainty component covers the uncertainty related to the turbulence normalization of the power curve.

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,tinorm,i}$.

This uncertainty is also discussed in Annex M and 9.1.6.

The turbulence normalization given in Annex M is designed to handle effects of the 10 min data averaging on the evaluated power curve. There are further effects of the turbulence intensity on wind turbine power curves, which could, for instance, be due to direct impact of the turbulence intensity on the aerodynamics or due to the three-dimensional character of turbulence. In the end, the turbulence intensity normalization is a strongly simplified approach for characterizing short-term wind speed fluctuations. Thus, there is a remaining uncertainty of the evaluated power curve due to possible turbulence effects, even if the turbulence normalization procedure is applied. The turbulence normalization often removes about half of the observed effect of the turbulence intensity on measured wind turbine power curves. Thus, the following steps shall be performed in order to calculate the uncertainty of the turbulence normalization:

- a) the final bin-averaged power curve shall be evaluated on the basis of the turbulence normalized power output and on the basis of the non-turbulence normalized power output;
- b) the deviation of these two power curves shall be assumed to be the maximum uncertainty of the turbulence-normalized power curve per wind speed bin resulting from the turbulence normalization. The standard uncertainty resulting from the turbulence normalization per wind speed bin shall be calculated as the deviation of the power curves divided by $\sqrt{3}$. The standard uncertainty shall be combined with the other uncertainties of the power performance measurement for the determination of the total standard uncertainty according to Annex D.

In the absence of turbulence normalization, the uncertainty due to turbulence effects on the power curve should be calculated as described in Clause M.5.

E.11.5 Category B uncertainties: Method – Cold climate

This uncertainty component covers the uncertainty related to the influence of measurement in cold climate on the classification of the anemometers according to IEC 61400-50-1, which should be referred to for further details.

The symbol for this uncertainty component is $u_{M,cc,i}$.

This uncertainty is also discussed in Annex O.

The default magnitude of this uncertainty component is 0,5 % to 1 % on wind speed.

E.12 Category B uncertainties: Wind direction

E.12.1 General

There is an influence of the wind direction uncertainty on the power curve through the site calibration as well as a smaller effect. Based on the magnitude of the wind direction uncertainty compared to the site calibration bin size data will be (in)correctly assigned to a bin. For a bin size of 10° and a wind direction uncertainty of 5°, roughly 39 % of the data in a bin has been wrongly assigned. Although this will tend to average out, it can have an effect for small measurement sectors and large differences between adjacent bins. A similar argument goes for the filtering on the power curve measurement sector, but to a lesser extent.

These uncertainties shall only apply if the wind direction sensor or its mounting is changed for sites on which a site calibration was performed.

This background is the main reason why this document requires that the wind direction uncertainty is assessed to ensure that it stays below 5°.

The influence from the wind direction on the power curve and AEP is not quantifiably established and no sensitivity factors have been developed.

As the wind direction uncertainty shall be reported, Clause E.12 gives the minimum uncertainty components that shall be considered for the wind direction uncertainty. An estimate of the magnitude of these components is not given, but shall be included for a reported power curve.

E.12.2 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic

E.12.2.1 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – Calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the calibration of the wind direction sensor according to IEC 61400-50-1.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WV,cal,i}$.

The resolution of the wind direction sensor is also included here and this value divided by $2\sqrt{3}$ shall be taken as a minimum value.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.2.2 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – North mark

This uncertainty component covers the uncertainty related to the accurate determination of the sensor's north mark in relation to the boom on which the sensor is installed.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WV,nm,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.2.3 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – Boom orientation

This uncertainty component covers the uncertainty related to establishing the direction of the boom with regards to the North reference, i.e magnetic or true.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WV,bo,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.2.4 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – Operational effects

This uncertainty component covers the uncertainty related to the influence of the mast on the free stream wind direction at the point of measurement.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WV,oe,i}$.

As the wind will flow around the mast, the wind direction as measured by the sensor might not be the free flow wind direction. This effect is covered under this uncertainty component.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.2.5 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – Magnetic declination angle

This uncertainty component covers the uncertainty related to the difference between magnetic north and true north.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WV,mda,i}$ (MDA stands for magnetic declination angle).

The correction from magnetic north to true north is also related to an uncertainty.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.2.6 Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signal from the wind direction sensor.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dWV,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.3 Category B uncertainties: Wind direction – RSD

This uncertainty component covers the uncertainty related to the verification of the RSD wind direction measurement according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WR,ver,i}$.

E.12.3.1 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Verification

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.3.2 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Monitoring

This uncertainty component covers the uncertainty related to the in-situ monitoring of the signal from the wind direction monitoring by the RSD device according to IEC 61400-50-2.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WR,mon,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.3.3 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Flow variation

This uncertainty component covers the uncertainty related to the flow variation in different probe volumes.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WR,fv,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported. IEC 61400-50-2 provides guidance.

E.12.3.4 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Alignment

This uncertainty component covers the uncertainty related to accuracy of the alignment of the RSD device.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WR,align,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.3.5 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Magnetic declination angle

This uncertainty component covers the uncertainty related to the correction from magnetic north to true north.

The symbol for this uncertainty component is $u_{WR,mda,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.12.3.6 Category B uncertainties: Wind direction – RSD – Data acquisition

This uncertainty component covers the uncertainty related to the data acquisition of the signal of the RSD device.

The symbol for this uncertainty component is $u_{dWR,i}$.

No default value is given but this uncertainty component shall be assessed and reported.

E.13 Combining uncertainties

E.13.1 General

In Clause E.13, the equations and further considerations to combine uncertainty components to an aggregate level will be presented and discussed. An example is the calculation of the site calibration uncertainty based on the uncertainty components of the site calibration uncertainty.

E.13.2 Combining Category B uncertainties in electric power ($u_{P,i}$)

The standard uncertainty of the electric power for each bin, $u_{P,i}$, is calculated by combining the standard uncertainties from the power transducer, the current and voltage transformers, the dynamic behaviour and the data acquisition system:

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P,CT,i}^2 + u_{P,VT,i}^2 + u_{P,PT,i}^2 + u_{dP,i}^2} \quad (\text{E.25})$$

where

- $u_{P,i}$ is the uncertainty on the power measurement;
- $u_{P,CT,i}$ is the uncertainty related to the current transformers;
- $u_{P,VT,i}$ is the uncertainty related to the voltage transformers;
- $u_{P,PT,i}$ is the uncertainty related to the power transducers;
- $u_{dP,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the power signal.

Considering the default magnitudes for these uncertainty components as given in Clause E.5, the standard uncertainty from the electric power sensor for each bin is:

$$\begin{aligned} u_{P,i} &= \sqrt{(0,43 \% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (0,29 \% P_i [\text{kW}])^2 + (7,2 \text{ kW})^2 + (0,1 \% \times 3\,000 \text{ kW})^2} \\ &= \sqrt{(0,53 \% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (7,8 \text{ kW})^2} \end{aligned} \quad (\text{E.26})$$

E.13.3 Combining uncertainties in the wind speed measurement ($u_{V,i}$)

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for wind speed, $u_{V,i}$:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{VHW,i}^2 + u_{VT,i}^2 + u_{AD,method,i}^2} \quad (\text{E.27})$$

where

- $u_{VHW,i}$ is the uncertainty on the hardware used and is one of $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ or $u_{REWS,i}$;
- $u_{VT,i}$ is the uncertainty related to the flow distortion from the terrain;
- $u_{AD,method,i}$ is the uncertainty related to the air density correction.

E.13.4 Combining uncertainties in the wind speed measurement from cup or sonic ($u_{VS,i}$)

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for wind speed measurements from cup or sonic, $u_{VS,i}$:

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,precal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VS,class,i}^2 + u_{VS,mnt,i}^2 + u_{VS,lg,i}^2 + u_{dVS,i}^2} \quad (\text{E.28})$$

where

- $u_{VS,precal,i}$ is the uncertainty on the hardware used and is one of $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ or $u_{REWS,i}$;
- $u_{VS,postcal,i}$ is the uncertainty related to the flow distortion from the terrain;
- $u_{VS,class,i}$ is the uncertainty related to the classification of the sensors;
- $u_{VS,mnt,i}$ is the uncertainty related to the mounting of the sensors;
- $u_{VS,lgt,i}$ is the uncertainty related to the flow distortion from lightning finial;
- $u_{dVS,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the wind speed signal.

E.13.5 Combining uncertainties in the wind speed measurement from RSD ($u_{VR,i}$)

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for wind speed measurements from an RSD device, $u_{VR,i}$:

$$u_{VR,i} = \sqrt{u_{VR,ver,i}^2 + u_{VR,isc,i}^2 + u_{VR,class,i}^2 + u_{VR,mnt,i}^2 + u_{VR,flow,i}^2 + u_{VR,mon,i}^2} \quad (E.29)$$

where

- $u_{VR,ver,i}$ is the uncertainty due to the verification test;
- $u_{VR,isc,i}$ is the uncertainty due to the in-situ test;
- $u_{VR,class,i}$ is the uncertainty related to the classification of the RSD;
- $u_{VR,mnt,i}$ is the uncertainty related to the mounting of the RSD;
- $u_{VR,flow,i}$ is the uncertainty related to the flow variation across the measurement volume of the RSD;
- $u_{VR,mon,i}$ is the uncertainty related to the monitoring of the RSD.

E.13.6 Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS $u_{VREWS,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for a wind speed measurement expressed as a rotor equivalent wind speed, $u_{VREWS,i}$:

$$u_{VREWS,i} = \sqrt{u_{VREWS,shear,i}^2 + u_{VREWS,veer,i}^2} \quad (E.30)$$

where

- $u_{VREWS,i}$ is the uncertainty of the rotor equivalent wind speed (REWS);
- $u_{VREWS,shear,i}$ is the uncertainty due to the influence on REWS from the shear measurement across the rotor;
- $u_{VREWS,veer,i}$ is the uncertainty related to the classification of the RSD.

The value of $u_{VREWS,shear,i}$ is taken from one of the following:

- a) $u_{veq,i}$ (from E.13.7);
- b) $u_{veq,final,i}$ (from E.13.8);
- c) $u_{fr,RSD,k,i}$ (from E.13.9).

The value of $u_{VREWS,veer,i}$ is taken from $u_{veq,i}$ (from E.13.10).

The wind speed uncertainty components that are included in the REWS uncertainty are based on Equation (5) of 9.1.3.2 or Equation (11) of 9.1.3.4. Equation (6) in 9.1.3.2 (which would also influence Equation (11)) implies that there is an uncertainty component related to establishing the correct measurement height. As this is considered to be insignificant for a meteorological mast measurement and is included in a lidar calibration in accordance with IEC 61400-50-2, the only concern is with sodar measurements especially for higher wind speeds when "beam bending" can occur. If this is experienced during a measurement this shall be included as a further uncertainty component.

E.13.7 Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for either a meteorological mast significantly above hub height or an RSD with a lower-than-hub-height meteorological mast

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for wind speed measurements from an RSD device.

The rotor equivalent wind speed shall be considered as a single wind speed measurement. The total standard uncertainty of the rotor equivalent wind speed in the wind speed bin i can then be expressed by:

$$u_{v_{eq},i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M u_{v_{eq},k,i} u_{v_{eq},l,i} \rho_{k,l,i} \quad (\text{E.31})$$

where

- M is the number of uncertainty components of v_{eq} ;
- i is the wind speed bin referring to bin averaging of power curve;
- $u_{v_{eq},k,i}$ is the standard uncertainty sub-component k of v_{eq} in wind speed bin i ;
- $u_{v_{eq},l,i}$ is the standard uncertainty sub-component l of v_{eq} in wind speed bin i ;
- $\rho_{k,l,i}$ is the correlation coefficient between the uncertainty component k height m and n in wind speed bin i .

Note that the sensitivity factors are expressly not included here as they are included in Equation (E.32).

The uncertainty components of v_{eq} in wind speed bin i shall be calculated from the uncertainty components of the wind speed measurements in single measurement heights by the method of error propagation:

$$u_{v_{eq},k,i}^2 = \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L c_{m,i} u_{v_m,k,i} c_{n,i} u_{v_n,k,i} \rho_{m,n,k,i} \quad (\text{E.32})$$

where

- L is the number of measurement heights across the rotor;
- $u_{v_m,k,i}$ is the standard uncertainty sub-component k of wind speed measurement at height m in wind speed bin i ;
- $u_{v_n,k,i}$ is the standard uncertainty sub-component k of wind speed measurement at height n in wind speed bin i ;

- $c_{m,i}$ is the sensitivity factor of v_{eq} on wind speed at height m in wind speed bin i ;
 $c_{n,i}$ is the sensitivity factor of v_{eq} on wind speed at height n in wind speed bin i ;
 $\rho_{m,n,k,i}$ is the correlation coefficient between the uncertainty component k height m and n in wind speed bin i .

The sensitivity factors $c_{m,i}$ and $c_{n,i}$ are gained from the definition of the rotor equivalent wind speed by error propagation as:

$$c_{m,i} = \frac{\partial v_{eq,i}}{\partial v_{m,i}} = \frac{A_m}{A} \left(\frac{v_{m,i}}{v_{eq,i}} \right)^2 \quad (\text{E.33})$$

where

- A_m is the rotor segment attributed to wind speed measurement at height m according to Equation (6) in 9.1.3.2;
 A is the rotor swept area;
 $v_{m,i}$ is the wind speed at height m in wind speed bin i ;
 $v_{eq,i}$ is the equivalent wind speed in bin i .

For the application of Equation (E.33), the wind speed measured at the different measurement heights $v_{m,i}$ shall be bin averaged as a function of the wind speed finally applied for the power curve evaluation (air density normalized and wind shear corrected wind speed).

Equation (E.32) in combination with Equation (E.33) is a simplification if either full correlation or no correlation between the uncertainty components at different measurement heights is assumed. The correlation coefficients suggested in Table E.7 should be applied for the calculation of the uncertainties of v_{eq} . Lower correlation coefficients shall be used only if they are evident.

An additional uncertainty of the determination of the wind speed results from the air density normalization. This component is produced after the rotor averaging of wind speeds and shall be added in the final evaluation of wind speed uncertainties.

Table E.7 – Suggested assumptions for correlations of measurement uncertainties between different measurement heights

Component	Correlation coefficient of uncertainties between different measurement heights	Explanation
Wind shear measurement by cup anemometers		
Wind tunnel calibration	1	Calibration in same wind tunnel is required; high correlation of uncertainties of calibrations of different cup anemometers
Cup anemometer classification	1	Anemometers at different heights measured under very similar climatic conditions
Cup anemometer mounting	1, 0	1, if boom mounted and same boom configuration; 0, if one anemometer top mounted and the other boom mounted
Data acquisition system	0	Different input channels applied

Component	Correlation coefficient of uncertainties between different measurement heights	Explanation
Site effects due to distance between the reference meteorological mast and the test wind turbine	1	As a first approximation, the site effects may be assumed to be identical for the rotor height range.
Uncertainty due to limited number of measurements over rotor height range	1	To a first approximation, this uncertainty is fully correlated between the measurement heights
Wind shear measurement by remote sensing device		
Verification test	1	Normally, very similar conditions of reference sensors at different heights present. Sensitivity of accuracy of remote sensing device on measurement height may be ignored.
Sensitivity analysis or classification	1	Classification performed under very similar conditions at different heights. Dependency of sensitivity of remote sensing device on environmental conditions on measurement height may be ignored.
Uncertainty resulting from control with meteorological mast	1	Same uncertainty assumed for all heights
Uncertainty due to flow variation in different probe volumes at same height	1	Normally, quite similar effect expected at different measurement heights. Sensitivity of error on measurement height may be ignored.
Mounting	1	Similar effect of system mounting in different measurement heights
Site effects due to distance between the measurement and the test wind turbine	1	As a first approximation, the site effects may be assumed to be identical for the rotor height range.
Uncertainty due to limited number of measurements over rotor height range	1	To a first approximation, this uncertainty is fully correlated between the measurement heights

NOTE If one assumes that for all components the correlation coefficient is equal to 1 and all components for each height are the same, this procedure simplifies to the extent that the uncertainty calculation can be done as described in Clause E.6 using $v_{eq,i}$ instead of v_i . For fixed values (such as the calibration) this value can be used for $v_{eq,i}$.

E.13.8 Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast plus RSD for shear using an absolute wind speed

The uncertainty of the wind speed measurement at hub height by means of a cup or sonic anemometer and the uncertainty of the wind shear measurement by the remote sensing device can be considered as being independent from each other. Error propagation according to Equation (11) of 9.1.3.4 leads then to Equation (E.34) for the uncertainty of the final rotor equivalent wind speed:

$$u_{v_{eq,final,i}}^2 = f_{r,X,i}^2 u_{v_{h,i}}^2 + v_{h,i}^2 u_{f_{r,X,i}}^2 \quad (\text{E.34})$$

where

$u_{v_{eq,final,i}}$ is the standard uncertainty of final rotor equivalent wind speed in bin i ;

- $f_{r,X,i}$ is the wind shear correction factor in wind speed bin i ;
- $v_{h,i}$ is the wind speed measured at hub height in bin i by cup or sonic anemometer;
- $u_{v_{h,i}}$ is the standard uncertainty of $v_{h,i}$ in wind speed bin i ;
- $u_{f_{r,X,i}}$ is the standard uncertainty of $f_{r,X,i}$ in wind speed bin i .

The uncertainty of the wind shear correction factor is (error propagation according to Equation (9) and Equation (10) of 9.1.3.3):

$$u_{f_{r,X,i}}^2 = \frac{1}{v_{h,X,i}^2} u_{v_{eq,X,i}}^2 + \frac{v_{eq,X,i}^2}{v_{h,X,i}^4} u_{v_{h,X,i}}^2 - 2 \frac{v_{eq,X,i}}{v_{h,X,i}^3} u_{v_{eq,X,i}} u_{v_{h,X,i}} \rho_{u_{v_{eq,X,i}}, u_{v_{h,X,i}}} \quad (E.35)$$

where

- $v_{h,X,i}$ is the wind speed measured by remote sensing device in bin i ;
- $u_{v_{h,X,i}}$ is the standard uncertainty of $v_{h,X,i}$;
- $v_{eq,X,i}$ is the rotor equivalent wind speed as measured with the remote sensing device in bin i ;
- $u_{v_{eq,X,i}}$ is the standard uncertainty of $v_{eq,X,i}$ in bin i ;
- $\rho_{u_{v_{eq,X,i}}, u_{v_{h,X,i}}}$ is the correlation coefficient between uncertainty components $u_{v_{eq,X,i}}$ and $u_{v_{h,X,i}}$ in bin i .

Considering that $v_{eq,X,i}$ and $v_{h,X,i}$ both have the same types of uncertainty sub-components as given in Table E.7 and assuming that these sub-components are independent from each other, Equation (E.35) is equal to:

$$u_{f_{r,X,i}}^2 = \sum_{k=1}^M \frac{1}{v_{h,X,i}^2} u_{v_{eq,X,k,i}}^2 + \frac{v_{eq,X,i}^2}{v_{h,X,i}^4} u_{v_{h,X,k,i}}^2 - 2 \frac{v_{eq,X,i}}{v_{h,X,i}^3} u_{v_{eq,X,k,i}} u_{v_{h,X,k,i}} \rho_{u_{v_{eq,X,k,i}}, u_{v_{h,X,k,i}}} \quad (E.36)$$

where

- $u_{v_{eq,X,k,i}}$ is the standard uncertainty component k of rotor equivalent wind speed as measured with the remote sensing device in bin i , to be analysed according to Equation (E.32);
- $u_{v_{h,X,k,i}}$ is the standard uncertainty component k of hub height wind speed as measured with the remote sensing device in bin i ;
- $\rho_{u_{v_{eq,X,k,i}}, u_{v_{h,X,k,i}}}$ is the correlation coefficient between standard uncertainty components $u_{v_{eq,X,k,i}}$ and $u_{v_{h,X,k,i}}$ in bin i ;
- M is the number of uncertainty components of $v_{eq,X}$ and $v_{h,X}$.

For the application of Equation (E.36), $v_{h,X,i}$ and $v_{eq,X,i}$ are gained from bin averaging the rotor equivalent wind speed and the hub height wind speed measured by the remote sensing device as function of the wind speed finally applied for the power curve evaluation (air density and wind shear normalized wind speed). The correlation coefficients between the standard

uncertainty components of the rotor equivalent wind speed and the hub height wind speed measured by the remote sensing device $\rho_{u_{v_{eq,X}}, u_{v_{h,X}}, k, i}$ shall be estimated from the results of the verification test and sensitivity test or classification of the remote sensing device. In some cases, the assumption of correlation coefficients close to 1 can be justifiable.

Equation (E.36) in combination with Equation (E.34) and Equation (E.32) allows all standard uncertainty components of the final rotor equivalent wind speed to be evaluated. These sub-components shall be implemented in Equations (E.3) and (E.4).

According to Equation (E.34), the total uncertainty of the final rotor equivalent wind speed is larger than the uncertainty of the wind speed measured at hub height by the cup or sonic anemometer (at least as soon as the wind shear correction factor exceeds 1). The uncertainty is increased due to the uncertainty of the wind shear correction factor. According to Equation (E.36), this additional uncertainty vanishes if the uncertainties of the rotor equivalent wind speed and the wind speed measured at hub height by the remote sensing device are fully correlated ($\rho_{u_{v_{eq,X}}, u_{v_{h,X}}, k, i} = 1$) and if the rotor equivalent wind speed is equal to the wind speed at hub height measured by the remote sensing device.

Note that assuming all correlation coefficients are equal to 1 and $u_{v_{eq,X}, k, i}$ is equal to $u_{v_{h,X}, k, i}$ (see E.13.7), the equation for $u_{f_{r,X}, i}^2$ simplifies as follows:

$$u_{f_{r,X}, i} = \left(\frac{v_{h,X,i} - v_{eq,X,i}}{v_{h,X,i}^2} \right) \sqrt{\sum_{k=1}^M u_{v_{h,X}, k, i}^2} \quad (\text{E.37})$$

where

- $v_{h,X,i}$ is the wind speed measured by remote sensing device in bin i ;
- $u_{v_{h,X}, k, i}$ is the standard uncertainty of component k of either $v_{h,X,i}$ or $v_{eq,X,i}$;
- $v_{eq,X,i}$ is the rotor equivalent wind speed as measured with the remote sensing device in bin i .

E.13.9 Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for hub height meteorological mast RSD for shear using a relative wind speed

A sensitivity analysis and verification test of the remote sensing device for wind shear measurements instead of for absolute wind speed measurements might be available. This means that the accuracy of the remote sensing device in terms of wind shear measurements is verified by the verification test, and that the sensitivity of the wind shear measurement on environmental variables is tested for the classification of the remote sensing device. If such a sensitivity analysis and verification test of the remote sensing device is available, it is useful for the evaluation of uncertainties to introduce a relative wind speed measurement as performed by the remote sensing device:

$$v_{r,RSD,m} = \frac{v_{m,RSD}}{v_{h,RSD}} \quad (\text{E.38})$$

where

- $v_{r,RSD,m}$ is the relative wind speed measured by remote sensing device at m -th height relative to hub height wind speed measured by remote sensing device;
- $v_{h,RSD}$ is the wind speed measured by remote sensing device at hub height;
- $v_{m,RSD}$ is the wind speed measured by remote sensing device at m -th height.

The wind shear correction factor as defined in Equation (9) in 9.1.3.3 can then be rewritten as:

$$f_{r,RSD} = \left(\sum_{m=1}^L \frac{A_m}{A} v_{r,RSD,m}^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{E.39})$$

where

- A_m is the rotor segment attributed to wind speed measurement at m -th height according to Equation (5) in 9.1.3.2;
- A is the rotor swept area;
- L is the number of measurement heights in the height area of the rotor.

Equation (E.34) can then be applied for assessing the uncertainty of the final rotor equivalent wind speed with the uncertainty components of the wind shear correction factor in wind speed bin i gained from:

$$u_{f_{r,RSD},k,i}^2 = \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L c_{v_{r,RSD},m,i} u_{v_{r,RSD},m,k,i} c_{v_{r,RSD},n,i} u_{v_{r,RSD},n,k,i} \rho_{r,m,n,k,i} \quad (\text{E.40})$$

where

- L is the number of measurement heights in the height area of the rotor;
- $u_{v_{r,RSD},m,k,i}$ is the standard uncertainty component k of relative wind speed measurement at m -th height in wind speed bin i ;
- $u_{v_{r,RSD},n,k,i}$ is the standard uncertainty component k of relative wind speed measurement at n -th height in wind speed bin i ;
- $c_{v_{r,RSD},m,i}$ is the sensitivity factor of $f_{r,RSD}$ on relative wind speed at m -th height in wind speed bin i ;
- $c_{v_{r,RSD},n,i}$ is the sensitivity factor of $f_{r,RSD}$ on relative wind speed at n -th height in wind speed bin i .

The sensitivity factors $c_{v_{r,RSD},m,i}$ and $c_{v_{r,RSD},n,i}$ are:

$$c_{v_{r,RSD},m,i} = \frac{\partial f_{r,RSD,i}}{\partial v_{r,RSD,m,i}} = \frac{A_m}{A} \left(\frac{v_{r,RSD,m,i}}{f_{r,RSD,i}} \right)^2 \quad (\text{E.41})$$

The same uncertainty components as given in Table E.7 shall be applied, but in terms of the remote sensing device relative wind speed measurements rather than in terms of absolute wind speed measurements. In addition, the same correlation coefficients of uncertainty components

between two measurement heights as shown in Table E.7 shall be assumed for the relative wind speed measurements, unless evidence exists that other values are present.

The wind speed measured at hub height by the cup or sonic anemometer v_h , the wind shear correction factor $f_{r,RSD}$ and the relative wind speeds $v_{r,RSD}$ measured by the remote sensing device shall be bin averaged against the final wind speed applied for the power curve evaluation for the application of Equations (E.34), (E.40) and (E.41) (wind shear corrected and air density normalized wind speed).

E.13.10 Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS due to wind veer across the whole rotor $u_{vREWS,veer,i}$

The rotor equivalent wind speed (taking consideration of wind veer according to Annex Q) is dependent on wind speeds and wind directions across the rotor height range. Often, the uncertainties of wind direction and wind speed measurements can be considered as being independent from each other. Then Equation (E.31) in E.13.7 transforms to:

$$u_{v_{eq},i}^2 = \sum_{k=1}^M u_{v_{eq},k,i}^2 + \sum_{l=1}^N u_{v_{eq},l,i}^2 \quad (E.42)$$

where

- M is the number of uncertainty sub-components of v_{eq} related to wind speed measurements;
- i is the wind speed bin referring to bin averaging of power curve;
- $u_{v_{eq},k,i}$ is the standard uncertainty sub-component k of v_{eq} related to wind speed measurements in wind speed bin i ;
- N is the number of uncertainty sub-components of v_{eq} related to wind direction measurements;
- $u_{v_{eq},l,i}$ is the standard uncertainty sub-component l of v_{eq} related to wind direction measurements in wind speed bin i .

The left term in Equation (E.42) covers all wind speed measurement uncertainties of the rotor equivalent wind speed and shall be treated according to Clause E.8, while the sensitivity factors given in Equations (E.32) and (E.42) shall be multiplied by the third power of $\cos(\varphi_m)$, where m is the wind direction difference to hub height at the m -th measurement height. This factor shall also be introduced in Equation (E.39) for the definition of the wind shear correction factor.

The right term in this Equation (E.42) covers all wind direction measurement uncertainties of the rotor equivalent wind speed. As is explained in E.8.1, a difficulty in assessing this uncertainty is related to the fact that the uncertainties of the wind direction measurements at the different height levels are correlated with each other. Similar to Equation (E.32), the sub-wind direction uncertainty components of v_{eq} in wind speed bin i shall be calculated from the uncertainty components of the wind direction measurements in single measurement heights by the method of error propagation:

$$u_{v_{eq},l,i}^2 = \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L c_{m,i} u_{v_m,l,i} c_{n,i} u_{v_n,l,i} \rho_{m,n,l,i} \quad (E.43)$$

where

- L is the number of measurement heights in the height area of the rotor;
- $u_{v_m,l,i}$ is the standard uncertainty sub-component l of wind direction measurement at m -th height relative to hub height in wind speed bin i ;
- $u_{v_n,l,i}$ is the standard uncertainty sub-component l of wind direction measurement at n -th height relative to hub height in wind speed bin i ;
- $c_{m,i}$ is the sensitivity factor of v_{eq} on wind direction at height m relative to hub height in wind speed bin i ;
- $c_{n,i}$ is the sensitivity factor of v_{eq} on wind direction at height n relative to hub height in wind speed bin i ;
- $\rho_{m,n,l,i}$ is the correlation coefficient between standard uncertainty component l of wind direction measurement at height m and height n relative to hub height in wind speed bin i (wind speed bin referring to the power curve).

The sensitivity factors $c_{m,i}$ and $c_{n,i}$ are gained from the definition of the rotor equivalent wind speed by consideration of wind veer by error propagation as:

$$c_{m,i} = \frac{\partial v_{eq,i}}{\partial \varphi_{m,i}} = -\sin(\varphi_{m,i}) \cos^2(\varphi_{m,i}) \frac{A_m v_{m,i}^3}{A v_{eq,i}^2} \quad (E.44)$$

where

- A_m is the rotor segment attributed to wind speed measurement at m -th height according to Equation (5) in 9.1.3.2;
- A is the rotor swept area;
- $\varphi_{m,i}$ is the wind direction at m -th height relative to wind direction at hub height in wind speed bin i ;
- $v_{m,i}$ is the wind speed at height m in wind speed bin i ;
- $v_{eq,i}$ is the equivalent wind speed in bin i .

For the application of Equation (E.33), the relative wind directions $\varphi_{m,i}$ and wind speeds $v_{m,i}$ measured at the different measurement heights shall be bin averaged as function of the wind speed finally applied for the power curve evaluation (air density normalized, wind shear and wind veer corrected wind speed).

Equation (E.43) in combination with Equation (E.45) simplifies if full correlation, no correlation or anti-correlation between the uncertainty components at different measurement heights is assumed. The correlation coefficients suggested in Table E.8 shall be applied for the calculation of the uncertainties in terms of wind direction of v_{eq} . Lower correlation coefficients shall be used only if they are evident and relevant data is reported.

Table E.8 – Suggested correlation assumptions for relative wind direction measurement uncertainties at different measurement heights

Component	Correlation coefficient of uncertainties between different measurement heights	Explanation
Relative wind direction measurement by vanes or sonic anemometers		
Wind tunnel calibration of vanes used at height m , n and hub height	0,5	The uncertainty of the calibration of single vanes is basically correlated. But as the wind direction differences relative to hub height at heights m and n include the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested
Influence of meteorological mast on wind direction measurements at heights m , n and hub height	0,5;1	If the vanes at the two heights m and n are mounted in the same way relative to the same mast structure, the uncertainties are fully correlated across the two heights m and n . However, the uncertainty itself gets 0 if the vane at hub height is also influenced in the same way by the meteorological mast. If the vanes at the two heights m and n are mounted differently relative to the mast structure, or if the mast structure differs much at two heights m and n , the uncertainties and these two heights can be considered as being uncorrelated. But as the wind direction difference relative to hub height at the two heights m and n includes the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested for this case.
Northing of wind direction measurement at height m , n and hub height	0,5	The uncertainty of the northing of single vanes is basically uncorrelated. But as the wind directions relative to hub height at the two heights m and n include the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested.
Data acquisition system (DAS) used to monitor the vanes at height m , n and hub height	0,5	The uncertainty of the DAS channels of single vanes is often basically uncorrelated. But as the wind direction differences relative to hub height at the two heights m and n include the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested.

Component	Correlation coefficient of uncertainties between different measurement heights	Explanation
Relative wind direction measurement by remote sensing device		
Wind tunnel calibration of reference vanes used for verification tests at heights m , n and hub height	0,5;1	These uncertainties of the reference measurement of the verification tests are basically uncorrelated at two heights m and n . But as the wind direction differences relative to hub height at the two heights m and n include the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested. An exception is the case of using the same verification test at two heights m and n (e.g. if the mast used for the verification test does not cover the entire range of the rotor: Then the uncertainties are fully correlated across the two heights m and n . However, the uncertainty itself is zero if the same verification is also applied for hub height.
Northing of reference vanes used for verification tests at heights m , n and hub height	0,5;1	
Data acquisition system (DAS) used to monitor reference vanes applied for verification tests at heights m , n and hub height	0,5;1	
Mean deviation of RSD measurement and reference measurement during verification tests at heights m , n and hub height	0,5;1	
Statistical uncertainty of verification tests at height m , n and hub height	0,5;1	
Uncertainty of verification tests at heights m , n and hub height due to a possible misalignment of the RSD	1	The uncertainty is fully correlated across the heights m and n . However, the respective uncertainty is zero for all heights m and n as the misalignment error cancels out when evaluating the difference of the wind direction at heights m and n relative to hub height.
Uncertainty of verification tests at heights m , n and hub height caused by the assumption of equal wind conditions across the probe volumes of the RSD.	1	These uncertainties are highly correlated across the heights m and n . However, the respective uncertainties are close to zero as the influence on the wind direction measurement at height m (or n) and hub height cancels out when evaluating the difference of the wind directions.
Uncertainty of verification tests at heights m , n and hub height due to a possible separation of the centre of the measurement volume of the RSD and the position of the reference mast	1	
Uncertainty due to sensitivity of RSD measurements and environmental variables.	1	
Possible misalignment of the RSD at the power curve test	1	This uncertainty is fully correlated across the heights m and n . However, the respective uncertainties are zero for all heights m and n as the influence on the wind direction measurement at height m (or n) and hub height cancels out when evaluating the difference of the wind directions.
Assumption of equal wind conditions across the probe volumes of the RSD at heights m , n and hub height	1	This uncertainty is highly correlated across the heights m and n . However, the respective uncertainties are close to zero as the influence on the wind direction measurement at height m (or n) and hub height cancels out when evaluating the difference of the wind directions.

Component	Correlation coefficient of uncertainties between different measurement heights	Explanation
Monitoring wind with a meteorological mast at the power curve test	0,5; 1	If the monitoring meteorological mast covers the two heights m and n with different vanes, the uncertainties of the monitoring are basically uncorrelated at two heights m and n . But as the wind direction differences relative to hub height at the two heights m and n include the direction measurement at hub height, a correlation coefficient of 0,5 is suggested in this case. If the monitoring mast provides only one measurement height that can be used to check the RSD measurement at the heights m and n , the uncertainty is fully correlated across the heights m and n . However, the respective uncertainty is then close to zero for all heights m and n as the uncertainty cancels out when evaluating the difference of the wind direction at height m (or n) and hub height.

E.13.11 Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{VT,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for a site calibration, $u_{VT,i}$:

$$u_{VT,i,j} = \sqrt{u_{VT,precal,i,j}^2 + u_{VT,postcal,i,j}^2 + u_{VT,class,i,j}^2 + u_{VT,mnt,i,j}^2 + u_{VT,lgt,i,j}^2 + u_{VT,coc,i,j}^2 \cdot V_i^2 + u_{VT,rmv,i,j}^2 \cdot V_i^2 + u_{VT,sv,i,j}^2 + u_{dVT,i,j}^2 + s_{sc}^2} \quad (E.45)$$

where

$u_{VT,i,j}$ is the uncertainty from the site calibration;

$u_{VT,precal,i,j}$ is the uncertainty related to the calibration of the anemometers;

$u_{VT,postcal,i,j}$ is the uncertainty related to the post-calibration or in-situ calibration of the anemometers;

$u_{VT,class,i,j}$ is the uncertainty related to the classification of the sensors;

$u_{VT,mnt,i,j}$ is the uncertainty related to the mounting of the sensors;

$u_{VT,lgt,i,j}$ is the uncertainty related to the lightning finial

$u_{VT,coc,i,j}$ is the uncertainty related to the change of correction value between bins;

$u_{VT,rmv,i,j}$ is the uncertainty related to the removal of the wind direction sensor between site calibration and power performance test;

$u_{VT,sv,i,j}$ is the uncertainty related to the seasonal variation between site calibration and power performance test;

$u_{dVT,i,j}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the wind speed signal;

s_{sc} is the category A standard uncertainty of the site calibration, IEC 61400-12-3.

To obtain the uncertainty in one wind speed bin across all the directional sectors the weighted average shall be used:

$$u_{VT,i} = \frac{\sum_j u_{VT,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}} \quad (\text{E.46})$$

where

$N_{i,j}$ is the number of power curve data sets for wind speed bin i and wind direction bin j .

E.13.12 Combining uncertainties for the temperature measurement $u_{T,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for temperature, $u_{T,i}$:

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T,cal,i}^2 + u_{T,shield,i}^2 + u_{T,mnt,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (\text{E.47})$$

where

- $u_{T,i}$ is the uncertainty of the temperature measurement;
- $u_{T,cal,i}$ is the uncertainty related to the calibration of the temperature sensor;
- $u_{T,shield,i}$ is the uncertainty related to the shielding of the temperature sensor;
- $u_{T,mnt,i}$ is the uncertainty related to the mounting of the temperature sensor;
- $u_{dT,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the temperature signal.

If we make the following assumptions:

- The standard uncertainty of the temperature sensor is 0,5 °C.
- The shielding of the temperature sensor is 2 °C.
- The standard uncertainty due to mounting effects of the temperature sensor is dependent on the vertical distance from the hub height. With the temperature sensor mounted within 10 m of hub height a standard uncertainty of 0,3 °C is assumed.
- Considering a temperature range of 40 °C of the measurement channel and a standard uncertainty of the data acquisition system of 0,1 % of this range.

Then the numerical calculation for the standard uncertainty of the air temperature in each bin, in kelvin, is:

$$u_{T,i} = \sqrt{0,5^2 + 2,0^2 + 0,3^2 + (0,1\% \cdot 40)^2} = 2,1 \quad (\text{E.48})$$

E.13.13 Combining uncertainties for the pressure measurement $u_{B,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for pressure, $u_{B,i}$:

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B,cal,i}^2 + u_{B,mnt,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (E.49)$$

where

- $u_{B,i}$ is the uncertainty of the pressure measurement;
- $u_{B,cal,i}$ is the uncertainty related to the calibration of the pressure sensor;
- $u_{B,mnt,i}$ is the uncertainty related to the mounting of the pressure sensor;
- $u_{dB,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the pressure signal.

If we make the following assumptions:

- The pressure sensor has a standard uncertainty of 3,0 hPa. It is assumed that the pressure is corrected to the hub height according to ISO 2533 (which, for a standard atmosphere and a height difference of 98 m between the sensor and the hub, is 11,7 hPa). The standard uncertainty due to deployment is estimated to be 10 % of the correction, which is 1,17 hPa.
- Considering a pressure range of 100 hPa of the measurement channel and a standard uncertainty of the data acquisition system of 0,1 % of this range.

Then the numerical calculation for the standard uncertainty of the air pressure, in hectopascals, is:

$$u_{B,i} = \sqrt{3,0^2 + 1,17^2 + (0,1\% \cdot 100)^2} = 3,2 \quad (E.50)$$

E.13.14 Combining uncertainties for the humidity measurement $u_{RH,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for humidity, $u_{RH,i}$:

$$u_{RH,i} = \sqrt{u_{RH,cal,i}^2 + u_{RH,mnt,i}^2 + u_{dRH,i}^2} \quad (E.51)$$

where

- $u_{RH,i}$ is the uncertainty of the relative humidity measurement;
- $u_{RH,cal,i}$ is the uncertainty related to the calibration of the relative humidity sensor;
- $u_{RH,mnt,i}$ is the uncertainty related to the mounting of the relative humidity sensor;
- $u_{dRH,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the relative humidity signal.

If we make the following assumptions:

- a) The relative humidity sensor has a standard uncertainty of 1 %.
- b) The mounting of the sensor has a standard uncertainty of 0,1 %.
- c) Considering a pressure range of 100 % of the measurement channel and a standard uncertainty of the data acquisition system of 0,1 % of this range.

Then the numerical calculation for the standard uncertainty of the relative humidity is:

$$u_{RH,i} = \sqrt{(1,0\%)^2 + (0,1\%)^2 + (0,1\% \cdot 100\%)^2} = 1,0\% \quad (E.52)$$

E.13.15 Combining uncertainties for the method related components $u_{M,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for related to the methodology, $u_{M,i}$:

$$u_{M,i} = \sqrt{u_{M, \text{shear},i}^2 + u_{M, \text{veer},i}^2 + u_{M, \text{upflow},i}^2 + u_{M, \text{ti},i}^2 + u_{M, \text{sfx},i}^2 + u_{M, \text{cc},i}^2} \quad (E.53)$$

where

- $u_{M,i}$ is the uncertainty related to the applied methodology;
- $u_{M, \text{shear},i}$ is the uncertainty related to missing information regarding shear across the whole rotor;
- $u_{M, \text{veer},i}$ is the uncertainty related to missing information regarding wind veer across the whole rotor;
- $u_{M, \text{upflow},i}$ is the uncertainty related to missing information regarding upflow across the whole rotor;
- $u_{M, \text{ti},i}$ is the uncertainty related to missing information regarding turbulence when no hub-height meteorological mast wind speed signal is available;
- $u_{M, \text{sfx},i}$ is the uncertainty related to the unquantifiable seasonal effects on the turbine;
- $u_{M, \text{cc},i}$ is the uncertainty related to the measurement in a cold climate.

E.13.16 Combining uncertainties for the wind direction measurement with wind vane or sonic anemometer $u_{WV,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for the wind direction measurement with wind vane or sonic anemometer, $u_{WV,i}$:

$$u_{WV,i} = \sqrt{u_{WV, \text{cal},i}^2 + u_{WV, \text{nm},i}^2 + u_{WV, \text{bo},i}^2 + u_{WV, \text{oe},i}^2 + u_{WV, \text{mda},i}^2 + u_{dWV,i}^2} \quad (E.54)$$

where

- $u_{WV,i}$ is the uncertainty related to the wind direction measured with a mast mounted wind direction sensor (wind vane or sonic anemometer);
- $u_{WV, \text{cal},i}$ is the uncertainty related to the calibration of the wind direction sensor;
- $u_{WV, \text{nm},i}$ is the uncertainty related to north marking of the wind direction sensor;
- $u_{WV, \text{bo},i}$ is the uncertainty related to the boom orientation on which the wind direction sensor is mounted;
- $u_{WV, \text{oe},i}$ is the uncertainty related to the influence of the meteorological mast on the wind direction measurement;
- $u_{WV, \text{mda},i}$ is the uncertainty related to the magnetic declination angle;

$u_{dWV,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the signal from the wind direction sensor.

E.13.17 Combining uncertainties for the wind direction measurement with RSD $u_{WR,i}$

The following uncertainty components are combined to calculate the category B uncertainty for the wind direction measurement with RSD, $u_{WR,i}$:

$$u_{WR,i} = \sqrt{u_{WR,ver,i}^2 + u_{WR,class,i}^2 + u_{WR,mon,i}^2 + u_{WR,fv,i}^2 + u_{WR,align,i}^2 + u_{WR,mda,i}^2 + u_{dWR,i}^2} \quad (E.55)$$

where

$u_{WR,i}$ is the uncertainty related to the wind direction measured with an RSD;
 $u_{WR,ver,i}$ is the uncertainty related to the verification test of the RSD;
 $u_{WR,class,i}$ is the uncertainty related to the classification of the RSD;
 $u_{WR,mon,i}$ is the uncertainty related to the monitoring of the RSD;
 $u_{WR,fv,i}$ is the uncertainty related to the variation in wind flow across the measured volume;
 $u_{WR,align,i}$ is the uncertainty related to the alignment of the RSD;
 $u_{WR,mda,i}$ is the uncertainty related to the magnetic declination angle;
 $u_{dWR,i}$ is the uncertainty related to the data acquisition of the signal from the wind direction sensor.

E.13.18 Combined category B uncertainties

The category B uncertainties in each bin are combined as:

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (E.56)$$

E.13.19 Combined standard uncertainty – Power curve

The combined standard uncertainties of each bin of the power curve are found by combining the category A uncertainty with all the category B uncertainties.

$$u_{C,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_i^2 + u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (E.57)$$

E.13.20 Combined standard uncertainty – Energy production

The combined standard uncertainty of AEP is found by combining individually the category A and B uncertainties bin-wise. This can be accomplished according to the full formulation of Equation (E.4) and shown in Equation (E.58) or the simplified and conservative formulation of Equation (E.5), shown in Equation (E.59):

$$u_{\text{AEP}} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2} \quad (\text{E.58})$$

$$u_{\text{AEP}} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2} \quad (\text{E.59})$$

where

f_i is the relative occurrence of wind speed between V_{i-1} and V_i : $F(V_i) - F(V_{i-1})$ within bin i .

E.14 Relevance of uncertainty components under specified conditions

In accordance with ISO/IEC Guide 98-3, in some cases an uncertainty component can be evaluated and found to be insignificant and therefore not be included in the evaluation of the uncertainty of the measurement result.

In this document, various uncertainty components should only be assigned a zero value in specific cases or when a specific set of conditions has been met. An example is the uncertainty of $u_{\text{VT},\text{coc},i,j}$ which relates to the uncertainty applied in a site calibration when wind direction bins with a change in correction factor larger than 2 % compared to the neighbouring bin are not eliminated from the data set, see IEC 61400-12-3. Only when the decision is made not to remove such bins does $u_{\text{VT},\text{coc},i,j}$ get a value, otherwise it has value zero.

It is up to the user of this document to determine in which cases an uncertainty component can be deemed irrelevant and hence set to zero. This should be documented (including the justification) to ensure reproducibility of the uncertainty calculation.

E.15 Reference tables

Table E.9 – Uncertainties from air density normalization

Bin No. i	Air density normalized wind speed $V_{n,i}$ m/s	Wind speed before normalization (un- normalized) $V_{un,i}$ m/s	Difference of normalized and un-normalized wind speed $V_{n,i} - V_{un,i}$ m/s	Uncertainty due to air density normalization $u_{p,i}$ m/s
4	2,03	2,025	0,008	0,004
5	2,51	2,501	0,013	0,007
6	3,03	3,015	0,014	0,007
7	3,52	3,501	0,016	0,008
8	4,02	4,000	0,022	0,011
9	4,53	4,503	0,028	0,014
10	5,00	4,976	0,029	0,014
11	5,55	5,523	0,031	0,016
12	6,03	5,991	0,035	0,017
13	6,56	6,503	0,055	0,028
14	7,01	6,970	0,041	0,021

Bin No.	Air density normalized wind speed	Wind speed before normalization (un- normalized)	Difference of normalized and un-normalized wind speed	Uncertainty due to air density normalization
i	$V_{n,i}$ m/s	$V_{un,i}$ m/s	$V_{n,i} - V_{un,i}$ m/s	$u_{p,i}$ m/s
15	7,55	7,485	0,061	0,031
16	8,04	7,979	0,065	0,032
17	8,57	8,503	0,064	0,032
18	9,08	8,999	0,080	0,040
19	9,58	9,494	0,090	0,045
20	10,10	10,007	0,091	0,045
21	10,61	10,501	0,113	0,056
22	11,10	10,982	0,122	0,061
23	11,60	11,475	0,121	0,060
24	12,11	11,986	0,125	0,062
25	12,64	12,504	0,139	0,070
26	13,17	13,034	0,134	0,067
27	13,59	13,467	0,123	0,061
28	14,18	14,020	0,157	0,079
29	14,62	14,479	0,140	0,070
30	15,07	14,916	0,149	0,075
31	15,76	15,611	0,151	0,075
32	16,09	15,941	0,147	0,073
33	16,83	16,680	0,150	0,075
34	17,03	16,926	0,100	0,050
35	17,81	17,586	0,226	0,113
36	18,19	18,052	0,135	0,068
37	18,5	0,152 2	0,135	0,068
38	19,0	0,152 1	0,135	0,068
39	19,5	0,153 9	0,135	0,068
40	20,0	0,154 1	0,135	0,068
41	20,5	0,150 5	0,135	0,068
42	21,0	0,151 2	0,135	0,068
43	21,5	0,154 8	0,135	0,068
44	22,0	0,153	0,135	0,068
45	22,5	0,153 3	0,135	0,068
46	23,0	0,155 7	0,135	0,068
47	23,5	0,156 7	0,135	0,068

Table E.10 – Sensitivity factors

Bin No. <i>i</i>	Power curve (database B)		Sensitivity factors		
	Wind speed	Electric power	Wind speed	Air temperature	Air pressure
	V_i m/s	P_i kW	$c_{V,i}$ kW/m/s	$c_{T,i}$ kW/K	$c_{B,i}$ kW/hPa
4	2,13	–3,64	1,712	0,013	0,004
5	2,49	–3,65	0,014	0,013	0,004
6	2,99	–3,78	0,269	0,013	0,004
7	3,51	–2,19	3,062	0,008	0,002
8	3,99	–0,43	3,645	0,001	0,000
9	4,50	6,04	12,825	0,021	0,006
10	4,98	27,70	44,664	0,096	0,027
11	5,52	67,39	74,049	0,234	0,067
12	5,98	111,30	94,430	0,386	0,110
13	6,51	160,95	95,019	0,558	0,159
14	7,01	209,42	95,472	0,727	0,207
15	7,50	261,96	107,566	0,909	0,259
16	8,00	327,63	131,992	1,137	0,323
17	8,50	395,23	136,290	1,372	0,390
18	8,99	462,01	134,677	1,603	0,456
19	9,49	556,06	187,824	1,930	0,549
20	10,00	629,80	145,079	2,186	0,622
21	10,47	703,06	155,957	2,440	0,694
22	11,00	786,55	157,358	2,729	0,776
23	11,50	836,48	100,000	2,903	0,826
24	11,99	893,52	116,327	3,101	0,882
25	12,49	928,61	70,200	3,223	0,917
26	13,03	956,44	51,481	3,319	0,944
27	13,50	971,30	31,702	3,371	0,959
28	14,00	980,92	19,200	3,404	0,968
29	14,48	988,17	15,208	3,429	0,976
30	15,00	993,46	10,192	3,448	0,981
31	15,49	993,71	0,408	3,449	0,981
32	15,99	995,70	4,000	3,455	0,983
33	16,54	996,22	0,909	3,457	0,983
34	17,02	996,42	0,417	3,458	0,984
35	17,48	996,48	0,217	3,458	0,984
36	17,95	996,50	0,000	3,458	0,984
37	18,49	995,71	0,556	3,457	0,983
38	18,97	996,6	0,833	3,459	0,984
39	19,42	996,1	1,111	3,457	0,983
40	19,96	994,1	3,704	3,450	0,981
41	20,51	987,4	12,182	3,427	0,975
42	20,88	996,9	25,676	3,460	0,984

Table E.11 – Category B uncertainties

Bin No. <i>i</i>	Electric power $u_{P,i}$ kW	Wind speed $u_{V,i}$ m/s	Wind speed $c_{V,i} \cdot u_{V,i}$ kW	Air temperature $u_{T,i}$ K	Air temperature $c_{T,i} \cdot u_{T,i}$ kW	Air pressure $u_{B,i}$ hPa	Air pressure $c_{B,i} \cdot u_{B,i}$ kW
4	6,29	0,19	0,33	2,09	0,03	3,18	0,01
5	6,29	0,19	0,00	2,09	0,03	3,18	0,01
6	6,29	0,19	0,05	2,09	0,03	3,18	0,01
7	6,29	0,19	0,60	2,09	0,02	3,18	0,01
8	6,29	0,20	0,71	2,09	0,00	3,18	0,00
9	6,29	0,20	2,53	2,09	0,04	3,18	0,02
10	6,29	0,20	8,85	2,09	0,20	3,18	0,09
11	6,30	0,20	14,82	2,09	0,49	3,18	0,21
12	6,32	0,20	19,04	2,09	0,81	3,18	0,35
13	6,35	0,20	19,34	2,09	1,17	3,18	0,51
14	6,39	0,21	19,58	2,09	1,52	3,18	0,66
15	6,44	0,21	22,28	2,09	1,90	3,18	0,82
16	6,52	0,21	27,66	2,09	2,37	3,18	1,03
17	6,62	0,21	28,87	2,09	2,86	3,18	1,24
18	6,74	0,21	28,86	2,09	3,35	3,18	1,45
19	6,93	0,22	40,71	2,09	4,03	3,18	1,75
20	7,09	0,22	31,82	2,09	4,57	3,18	1,98
21	7,28	0,22	34,61	2,09	5,10	3,18	2,21
22	7,51	0,22	35,38	2,09	5,70	3,18	2,47
23	7,65	0,23	22,77	2,09	6,06	3,18	2,63
24	7,82	0,23	26,81	2,09	6,48	3,18	2,81
25	7,93	0,23	16,41	2,09	6,73	3,18	2,92
26	8,02	0,24	12,20	2,09	6,93	3,18	3,00
27	8,07	0,24	7,61	2,09	7,04	3,18	3,05
28	8,10	0,24	4,67	2,09	7,11	3,18	3,08
29	8,13	0,25	3,75	2,09	7,16	3,18	3,10
30	8,14	0,25	2,55	2,09	7,20	3,18	3,12
31	8,14	0,25	0,10	2,09	7,20	3,18	3,12
32	8,15	0,26	1,03	2,09	7,22	3,18	3,13
33	8,15	0,26	0,24	2,09	7,22	3,18	3,13
34	8,15	0,26	0,11	2,09	7,22	3,18	3,13
35	8,15	0,27	0,06	2,09	7,22	3,18	3,13
36	8,15	0,27	0,00	2,09	7,22	3,18	3,13
37	8,15	0,28	0,15	2,09	7,22	3,18	3,13
38	8,15	0,28	0,23	2,09	7,22	3,18	3,13
39	8,15	0,28	0,32	2,09	7,22	3,18	3,13
40	8,15	0,29	1,07	2,09	7,21	3,18	3,12
41	8,12	0,29	3,54	2,09	7,16	3,18	3,10
42	8,15	0,29	7,54	2,09	7,23	3,18	3,13

Annex F
(normative)

Wind tunnel calibration procedure for anemometers

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex G
(normative)

Mounting of instruments on the meteorological mast

Refer to IEC 61400-50-1.

NOTE Text in Annex G of IEC 61400-12-1:2017 specific to power performance has been moved to the main body of this document and more generic text has been included in IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex H (normative)

Power performance testing of small wind turbines

H.1 General

Small wind turbines (as defined by IEC 61400-2) require special provisions for power performance testing. In particular, wind turbines used to charge batteries shall be tested in a way that is representative of normal operation but that reduces or eliminates the influence of the particular battery configuration and condition used during testing, and wind turbines that use inverters for grid connection shall be tested in conjunction with those inverters to give results representative of normal operation. In all cases the relevant power is useful power to the consumer, thus power is the power injected into the grid for grid connected wind turbines, similarly power delivered to the batteries for battery charging wind turbines. When testing a small wind turbine, all requirements described in this document shall be met with the following additions and changes.

H.2 Wind turbine system definition and installation

With respect to 6.2 the following are required.

- a) When characterizing battery charging performance, the wind turbine generator system shall include the wind turbine, wind turbine tower, wind turbine controller, wiring between the wind turbine and the load, and charge controller, which is a voltage protection device that reduces wind turbine power output when batteries are fully charged. The system may include a dump load that is used to dissipate energy from the wind turbine when the batteries are fully charged. The wind turbine generator system does not include a battery bank because it is considered part of the load. Other energy storage devices may be substituted for batteries throughout this Annex H.
- b) When characterizing system output to a grid, the wind turbine generator system shall include the wind turbine, wind turbine tower, wind turbine controller, wiring between the wind turbine and the load, and any additional controllers. In addition, the system may include a voltage inverter. If a transformer is installed between the voltage inverter and the grid, it may be considered as either part of the wind turbine generator system or the load. If the grid-connected wind turbine system incorporates a battery bank and/or dump load, it shall be considered part of the system.
- c) The wind turbine shall be connected to an electrical load that is representative of the load for which the wind turbine is designed. In the case of battery charging applications, the load consists of a battery bank, a voltage regulator, and a means to dissipate the power that passes through the voltage regulator (or dump load). In the ideal test set-up, the battery bank does not store energy produced by the wind turbine. Rather all wind turbine output is routed through the voltage regulator. Therefore, the battery bank may be smaller than typically recommended for the wind turbine as long as voltage at the connection of the wind turbine to the load can be maintained within the specifications in e) and f) below.
- d) The wind turbine shall be installed using the manufacturer's specified mounting system. If a wind turbine is not supplied with a specific mounting system, the wind turbine generator should be mounted at a hub height of at least 10 m.
- e) In order to minimize differences in results due to wiring between the wind turbine and the load, the total wire run length, measured from the base of the tower to the load, shall be at least 8 rotor diameters. Wiring between the small wind turbine and the load shall be in accordance with the manufacturer's specifications for this wire run length. If the specifications provide for a range of wire sizes, wires shall be sized as close as possible to the average of that range. If no specifications are provided, the wiring shall be sized so that voltage drop between the wind turbine generator and the load is equivalent to 10 % of nominal voltage at rated power.

- f) The voltage regulator shall be capable of maintaining voltage at the connection of the wind turbine to load within 10 % of the settings given in Table H.1 over the full range of power output of the wind turbine. The 1-min average of the load voltage shall be within 5 % of the settings given in Table H.1 to be included in the usable data set.

H.3 Meteorological mast location

With respect to 6.3.2 the following are required.

- a) If it is more practical to mount the anemometer on a long boom that is connected to the wind turbine tower, a separate meteorological mast is not required. To minimize the flow distortion on the small wind turbine rotor from the wake from the anemometer, the wind vane and their mounting hardware, all such components shall be located at least 3 m away from any part of the wind turbine rotor. In addition, the anemometer mounting should be configured to minimize its cross-sectional area above the level that is 1,5 rotor diameters below hub height. The boom shall be installed such that structural vibrations are not introduced into the wind speed signal.
- b) For vertical axis wind turbines hub height is defined as the height of the centroid of the swept area of the wind turbine rotor.
- c) For vertical axis wind turbines the distance between wind turbine and meteorological mast is illustrated in Figure H.1.

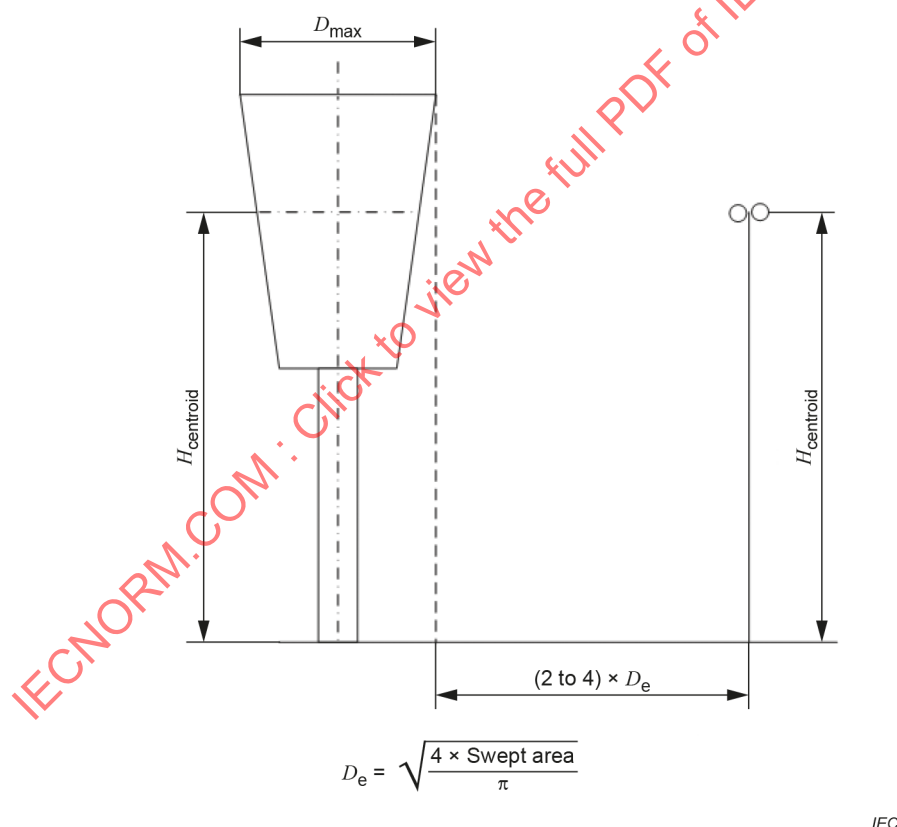


Figure H.1 – Definition of hub height and meteorological mast location for vertical axis wind turbines

H.4 Test equipment

- a) In 7.1: when measuring DC outputs for battery charging wind turbines with a swept area of 40 m² or less, the use of measurement equipment with an accuracy of 2 % or better is permitted for the purposes of measuring current and power, rather than the 0,5 % accuracy referred to in 7.1.

- b) In 7.1: wind turbine output power shall be measured at the connection to the load as defined in Clause H.2.
- c) Also in 7.1: in addition to electric power, voltage at the connection to the load shall be measured to ensure conformance with the requirements listed in Clause H.2.
- d) In 7.2.2: the anemometer mounting guidance provided in IEC 61400-50-1 should be followed. If deviations are made, the reason for doing so shall be documented in the test report and additional uncertainty shall be added to the analysis. In extreme cases it is permissible to temporarily use an anemometer other than the control anemometer if it can be demonstrated that a good correlation exists between the control anemometer and this third anemometer. Additional uncertainty shall be used in the analysis to accommodate for the uncertainties in the correlation.
- e) In 7.2.3: anemometer shall be mounted at the top of a meteorological mast at hub height $\pm 2\%$ relative to the ground at the meteorological mast.
- f) In 7.2.6: no wind shear needs to be measured.
- g) In 7.4: measurement of relative humidity and correction for it is optional.
- h) Also in 7.4: the air temperature sensor, air pressure sensor, and humidity sensor, if used, shall be mounted so that they are at least 1,5 rotor diameters vertical distance from hub height and within 100 m horizontal distance of the hub.
- i) In 7.7: monitoring of small wind turbine status is recommended but is not a requirement.

H.5 Measurement procedure

- a) In 8.2: if the wind turbine's charge controller reduces wind turbine output at the optional high voltage setting, the charge controller may be adjusted to a higher voltage. If the charge controller is adjusted, the test report shall document the settings before and after adjustment. Any other adjustments to the wind turbine's controls shall be clearly reported.
- b) In 8.3: pre-processed data shall be of 1 min duration. All subsequent references to 10 min data sets in this document shall apply to 1 min data sets when testing small wind turbines.
- c) In 8.4: add bullet for data rejection:
 - 1 min average of the load voltage is not within 5 % of the settings given in Table H.1.
- d) In 8.5: the database shall be considered complete when it has met the following criteria:
 - 1) each wind speed bin between 1 m/s below cut-in and 14 m/s shall contain a minimum of 10 min of sampled data;
 - 2) the total database contains at least 60 h of data with the small wind turbine within the wind speed range defined in bullet d)1);
 - 3) in the case of furling wind turbines, the database should include completed wind speed bins characterizing performance when the wind turbine is furled.
- e) It is recommended that additional performance data be obtained to quantify the effect that changes of battery bank voltage have on wind turbine performance. These additional power curves should be obtained by setting the battery bank voltage to the optional low and high settings listed in Table H.1, and by obtaining at least 30 h of data using 1-min pre-averaging. When reporting these power curves, the tables and graphs shall clearly indicate that they show performance at optional low and high voltage settings and shall indicate those voltage settings. It is recommended that a single graph be used to show the variation of power with wind speed and battery bank voltage.

Table H.1 – Battery bank voltage settings

Nominal voltage	Required setting	Optional low setting	Optional high setting
12	12,6	11,4	14,4
24	25,2	22,8	28,8
36	37,8	34,2	43,2
48	50,4	45,6	57,6

Other	2,1 ^a	1,9 ^a	2,4 ^a
^a Volts per cell.			

H.6 Derived results

- a) In 9.1: for wind turbines with passive power control such as furling or blade fluttering, wind speed shall be sea level normalized using Equation (14) (wind speed normalization), Equation (13) (power normalization), or an alternative method. Documentation shall be provided to justify the use of an alternative method; however, if the wind turbine is already adjusted to adapt to the site-specific air density, this should be reported and no additional normalization is allowed.
- b) In 9.1.6: for small wind turbines, the turbulence correction is not recommended, however if it is carried out it shall be reported whether the method is applied for 1 min averages instead of 10 min averages of the measured power and wind speed, and either are permitted. If the turbulence correction is applied, the power curves both with and without turbulence correction shall be reported and clearly identified.
- c) In 9.3: in cases where the small wind turbine does not shut down in high winds, AEP measured and AEP extrapolated shall be calculated as though cut-out wind speed were the highest, filled wind speed bin or 25 m/s, whichever is greater.

H.7 Reporting

In Clause 10: in addition to the information listed in Clause 7, the description of the wind turbine and the test set-up shall include:

- a) wiring sizes, conductor material, types, lengths and connectors used to connect the wind turbine to the load;
- b) voltage setting(s) for any over- or under-voltage protection devices that are part of the small wind turbine generator system;
- c) nominal battery bank voltage (e.g. 12 V, 24 V, 48 V);
- d) battery bank size (i.e. ampere-hour capacity), battery type and age;
- e) description including make, model, and specifications of the voltage regulation device used to maintain the battery bank voltage within specified limits;
- f) reference power;
- g) the calculated annual energy production based on AEP-measured and a Rayleigh wind speed distribution with an average wind speed of 5 m/s and the sea level density normalized power curve shall be reported as the reference annual energy;
- h) the 1 min turbulence intensity for each data set (sequential, unbroken, time series) as a scatter plot across the observed wind speed range.

H.8 Assessment of influence of wind turbines and obstacles at the test site

- a) The requirements of IEC 61400-12-5 regarding the distances and heights of relevant obstacles may be relaxed to accommodate small wind turbines but additional uncertainty should be included for the wind speed uncertainty. However, do not disregard other clauses of IEC 61400-12-5 (i.e. the method for excluded sectors due to obstacles specified in 6.4 of IEC 61400-12-5:2022).

H.9 Assessment of terrain at test site

- a) In recognition of the typical environments where small wind turbines are installed, the maximum slope requirements in IEC 61400-12-5 may be increased to 10 % for all distances and all directions. However, additional uncertainty in wind speed should be added.

H.10 Site calibration procedure (refer to IEC 61400-12-3)

- a) Additional measurements to characterize wind shear are not recommended for small wind turbines. Similarly, vertical wind speed and wind veer measurements are not recommended.
- b) Disregard analyses for wind shear and atmospheric stability.
- c) Wind shear measurements are not required at either meteorological mast.
- d) For each 1-min data point, the wind speed ratio shall be calculated, which is the hub height wind speed at the wind turbine meteorological mast location divided by the hub height wind speed at the reference meteorological mast.
- e) The clauses describing the assessment of site shear conditions and deriving site calibrations as a function of wind shear shall be disregarded.
- f) Only the site calibration method where shear is not considered shall be used for site calibration analysis.
- g) For site calibration for small wind turbines it is acceptable to use the wind turbine support tower rather than a meteorological mast at the wind turbine location, provided that flow distortion requirements are satisfied.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex I
(normative)

Classification of cup and sonic anemometry

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex J
(normative)

Assessment of cup and sonic anemometry

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex K
(normative)

In-situ comparison of anemometers

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex L (normative)

The application of remote sensing technology

L.1 General

Refer to IEC 61400-50-2 for the methods and procedures for applying ground-mounted remote sensing technology to wind measurements. This Annex L describes the specific requirements for the operation of remote wind speed sensing devices such as light detection and ranging (lidars) and sound detection and ranging (sodars) when deployed in relation to wind turbine power curve testing. A procedure is laid out that ensures the traceability of the measurements to International Standards and presents associated uncertainty components for use in the power performance evaluation.

The procedures apply according to the following restrictions.

- a) A meteorological mast reaching at least the minimum of 40 m or the lower tip height of the wind turbine being tested shall be used during the power performance test to monitor the performance of the remote sensing device (e.g. a lower rotor tip height of 30 m requires that a monitoring height of at least 30 m is used, while a lower rotor tip height of 50 m requires a monitoring meteorological mast at least 40 m high).
- b) Only ground-based remote sensing devices are used (e.g. nacelle mountings are not included).
- c) The use of remote sensing for conducting power performance assessments is limited to flat terrain, that is, situations where site calibration is not required in accordance with Annex B.

When compared to measurements from a meteorological-mast-mounted cup anemometer, remote sensing device measurements typically display some degree of scatter. Some of this scatter arises due to the sensitivity of the remote sensing device to various environmental conditions (e.g. temperature and wind shear). It is the task of the classification test (refer to IEC 61400-50-2) to identify and quantify these sensitivities for a number of discrete heights covering the measuring range of interest. As for cup anemometers, it is assumed that these sensitivities will be type specific and the classification test needs to be performed for each type of remote sensing device for a minimum number of instruments of each type and at a minimum number of locations as defined in IEC 61400-50-2.

The remaining scatter in the cup anemometer comparison is considered to be random noise. This arises from a variety of sources. For example, the turbulent de-correlation in the wind due to the distance between the meteorological masts leads to scatter. Also, the distance between the individual probe volumes of the remote sensor itself could contribute to such scatter. The random noise is assumed to be unit- and site-specific, i.e. it can vary between different evaluations of the same remote sensing device.

Before being used in a power performance test, a particular unit of a remote sensing device shall first undergo a verification test (refer to IEC 61400-50-2). As an alternative, the verification test can also be performed during the power performance test. This test is a comparison of the remote sensing device measurements to those from calibrated cup anemometers mounted on a meteorological mast spanning a significant portion of the height range of interest. The purpose of this test is to convey traceability to International Standards to this particular device, in the form of an uncertainty. Usually the power performance test will take place at a different location and at a different time and therefore with a different distribution of environmental conditions than for the verification test. Depending on the sensitivities identified during the classification test, the different environmental conditions will alter the performance of the remote sensing device, increasing the uncertainty in relation to that determined in the verification test. Expressions for the uncertainty of the remote sensing device and how these should be used in the evaluation of the power curve uncertainty are given in IEC 61400-50-2 and in Annex E.

IEC 61400-50-2 describes how the cup anemometer measurements from the short meteorological mast can be used to monitor the performance of the remote sensing device. By ensuring at least one common measuring height, it is possible to assess whether the uncertainty obtained in the classification and the verification test is consistent with the performance of the remote sensing device during the power performance test. If inconsistencies are identified from this monitoring, the corresponding uncertainties used in the power performance test are increased. This provides a useful "safety net" for the methodology and a feedback mechanism that should promote realistic uncertainty assessments.

Details specific to the use of the remote sensing device in the power performance test are given in this Annex L. Of particular relevance are the position and dimensions of the remote sensing device's probe volumes in relation to the wind turbine being tested.

Reporting requirements for the complete methodology are given in IEC 61400-50-2.

L.2 Classification requirements specific to power performance tests

A remote sensing device classification and verification shall be considered valid for the purposes of a power performance test of a wind turbine if the reference cup anemometers used during the classification and verification tests were mounted at a minimum of three heights, including the lower tip height of the wind turbine $\pm 25\%$ and the hub height of the wind turbine $\pm 25\%$. These height requirements for the classification and verification apply if the device is used for wind measurements over the entire height range of the wind turbine rotor or only for wind measurements up to hub height. Only the evaluation of the accuracy class in terms of horizontal wind speed is relevant to a power performance test. All other requirements for classification are defined in IEC 61400-50-2.

L.3 Verification requirements specific to power performance tests

Measurements acquired by the specific remote sensing device to be used in the power performance test shall be calibrated against concurrent and co-located measurements of the same wind flow parameters acquired by meteorological-mast-mounted reference sensors which would have been deemed compliant for conducting a power performance test. The heights of the verification measurements shall be the same as those described in Clause L.2. Depending on the use of the remote sensing device in the power performance test campaign, the accuracy shall be evaluated in relation to those same remote sensing device output parameters considered during the classification test and which are relevant to the power performance test.

The verification shall be conducted not earlier than one year prior to the start of the power performance test (or during the power performance test) for its results still to be considered valid in relation to the power performance test in which the remote sensing device is being deployed.

The method of verification described in IEC 61400-50-2 shall be used.

L.4 Uncertainty evaluation specific to power performance tests

Refer to Annex E and to IEC 61400-50-2 for requirements on the evaluation of uncertainties relating to the use of remote sensing devices (RSDs). Specific attention is drawn to the following.

- a) Subclause E.9.1 describes the uncertainty due to variation in flow across the site (terrain) where the same uncertainty as in the application of a mast shall be assumed, i.e. a standard uncertainty of 2 % in terms of the horizontal wind speed component for a distance range of 2 to 3 rotor diameters and a standard uncertainty of 3 % for a distance range above 3 rotor diameters. When an RSD is used, it is the horizontal distance between the centre of the

probe volume of the remote sensing device and the position of the test turbine that shall be considered.

- b) E.11.2.1 specifies how to minimize the uncertainty contribution due to lack of knowledge of wind shear and veer by configuring the RSD to have multiple measurement heights across the height of the rotor.

L.5 Additional checks specific to power performance tests

L.5.1 Monitoring the performance of the remote sensing device at the application site

A meteorological mast reaching at least the minimum of 40 m or the lower tip height of the tested wind turbine shall be applied at the power performance test for monitoring the performance of the remote sensing device. The set-up of the meteorological mast and the remote sensing device and the data preparation shall comply with the requirements described in IEC 61400-50-2 with the exception that the meteorological mast has only a relatively small height and may be equipped with reference sensors only at the top of the meteorological mast. The data analysis described in L.5.2 and L.5.3 shall be undertaken.

L.5.2 Identification of malfunctioning of the remote sensing device

Refer to the requirements specified in IEC 61400-50-2, where the site-specific measurement campaign (SMC) is the power performance measurement campaign.

L.5.3 Consistency check of the assessment of the remote sensing device systematic uncertainties

Refer to the requirements specified in IEC 61400-50-2, where the site-specific measurement campaign (SMC) is the power performance measurement campaign.

L.5.4 In-situ test of the remote sensing device

Refer to the requirements specified in IEC 61400-50-2, where the site-specific measurement campaign (SMC) is the power performance measurement campaign.

L.6 Other requirements specific to power performance testing

Before using the remote sensing device for power performance measurements, a classification test according to Clause L.2 and a verification test according to Clause L.3 shall be performed. Alternatively, the calibration test can be performed during the power performance test. If the verification test is not performed at the power performance test site, the remote sensing device shall either be stored or shall be directly transported to the location where the power performance campaign shall take place at the end of the verification test. A repetition of the verification test shall be performed after the power performance test. As an alternative, an in-situ test of the remote sensing device against the meteorological mast present at the power performance test site can be performed. Deviations from the verification test methodology or such deviations implied by the in-situ test shall be treated like deviations of cup anemometer calibrations as defined in this document.

If a measurement height required for the power performance test is between two measurement heights available from the verification test or the classification test, linear interpolation of the results of the verification test or of the classification test according to the height shall be performed. Linear extrapolation of the results of the verification test or of the classification test should not be performed; other types of extrapolation are permitted as long as they are conservative. If the measurements required for the calculation of the rotor equivalent wind speed extend beyond the height range covered by the verification test or the classification test, a higher uncertainty than the uncertainty pertaining to the nearest height covered by the calibration test or the classification test shall be considered.

In some cases, it is helpful to carry out a site calibration in terrain which is sufficiently non-complex to satisfy the requirements of Annex B. If the remote sensing device is used in conjunction with a site calibration measurement, the measurement volume shall be centred horizontally within 10 m or 10 % of the hub height H of the reference meteorological mast, whichever is larger. Where a site calibration is not required, the remote sensing device may be situated consistent with the requirements of 6.3.2. In both cases, when acquiring hub height wind speed measurements, the extremes of the measurement volume at hub height H shall not lie closer to the test wind turbine than $2D$, where D is the rotor diameter, and the centroid of the measurement volume shall not lie further than $4D$ from the test wind turbine. This is illustrated in Figure L.1, where an inverted conical scan geometry is used for illustrative purposes only: this guidance is not limited to this particular scan geometry. The extremes of the measurement volume at all heights evaluated for the power curve test shall lie outside a sphere centred at the position and hub height of any wind turbine with a radius of 2 rotor diameters of the respective wind turbine.

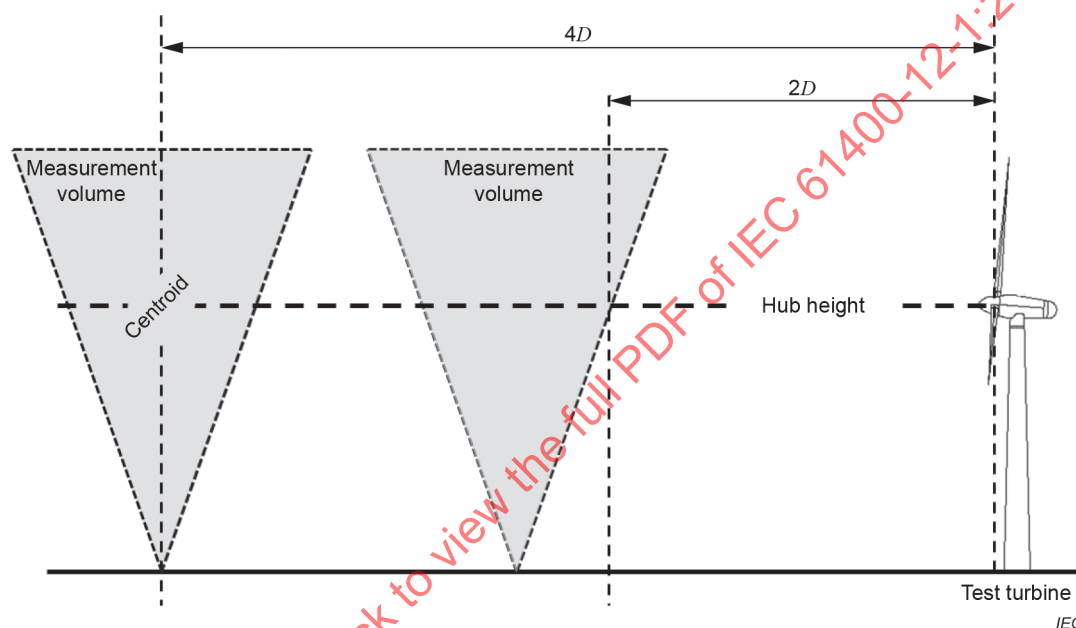


Figure L.1 – Example of permitted range of locations for measurement volume

Probe volumes within which the remote sensing device acquires a radial velocity measurement shall be free of wakes and flow perturbation from wind turbines and obstacles as defined in Annex A. For clarity:

- the measurement volume is the region within which wind flow characteristics can influence a wind speed measurement and is defined by the scan geometry, device configuration or arrangement of the multiple beams penetrating the volume in order to acquire that measurement;
- the probe volume is the region from which a single constituent physical measurement of, for example, Doppler shift, radial or line of sight velocity, is acquired, several of which are typically required to derive a wind speed measurement. The probe volume is a characteristic of the basic physical interaction of the remote sensing device with the atmosphere, rather than the wind speed measurement derived from these interactions, which is determined by the flow within the measurement volume.

Device-specific measures should be undertaken according to the advice and guidance of the manufacturers of the remote sensing device employed. The aim is to comply with the general requirements in measurement height.

The same remote sensing device configuration, operating parameters, software, firmware and performance related hardware components shall be used during the power performance test as were used during device classification and during the verification test. No major changes shall

be implemented that might affect performance between verification, classification and power performance test.

If the meteorological mast available for the power performance test does not reach hub height, the atmospheric pressure measured by the meteorological mast instruments shall be adjusted to hub height in accordance with this document. Furthermore, the air temperature will be adjusted to hub height assuming that the atmosphere varies according to ISO 2533. An alternative method is to mount a temperature sensor on the wind turbine nacelle. The sensor shall be mounted at least one metre (1 m) above the nacelle and upwind of any existing ventilation systems. The effects of the nacelle on the sensor shall be mitigated in accordance with IEC 61400-12-2.

The following measurements are required for the power performance test, the verification test and for the classification test if the remote sensing device requires respective data filtering for the provision of accurate measurements:

- 1) measurement of precipitation;
- 2) measurement of cloud height;
- 3) measurement of ambient acoustic noise level.

The need for such measurements shall be reasonably assessed during the classification test.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex M

(informative)

Normalization of power curve data according to the turbulence intensity

M.1 General

Wind turbine power curves are influenced by turbulence intensity. A significant part of the turbulence intensity effect is caused by the averaging of the measured power output and the measured wind speed over 10 min periods. This can be understood from the non-linear relationship between the power output and the wind speed: In the wind speed range where the power output increases proportionally with the wind speed (ankle of the power curve), the 10 min averaging leads to an increase of the power output with increasing turbulence intensity. This is typically the case at low wind speeds and at wind speeds around the maximum power coefficient. In the wind speed range where the power output increases less than proportionally with the wind speed (knee of the power curve), the 10 min averaging leads to a decrease of the power output with increasing turbulence intensity. This is typically the case at the knee of the power curve at wind speeds just below rated wind speed.

This Annex M describes a procedure for normalizing power curve data to a reference turbulence intensity [1], [2]¹. The reference turbulence intensity can be defined as a function of the wind speed. The given procedure considers only the effect of 10 min averaging of the measurement data. Other turbulence effects on the wind turbine power output are not covered by the method. It is recommended to apply the turbulence normalization procedure to make power curves measured at different turbulence intensities more comparable to each other.

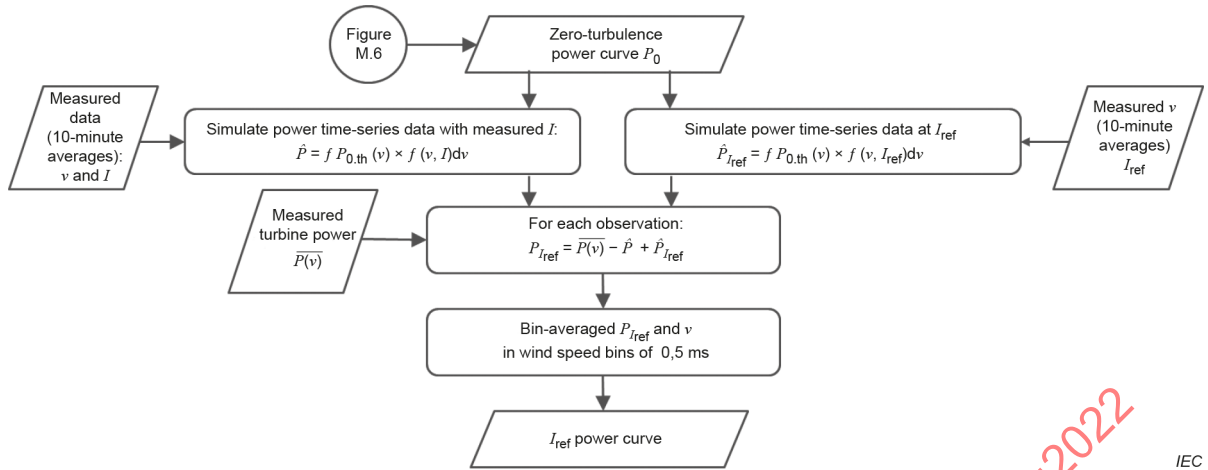
The turbulence normalization procedure outlined here makes simplifying assumptions such as the assumption that the wind turbine follows, at each instant, a certain power curve, which is independent of the turbulence intensity, and the assumption that the wind speed fluctuations relevant for the entire rotor area within a 10 min period are adequately characterized by the turbulence intensity at hub height. Despite the simplicity of these assumptions, the method enables the adjustment of the effect of 10 min averaging for a large variety of wind turbine types, rotor sizes and turbulence ranges.

A procedure for the estimation of uncertainties linked to the effects of turbulence on power curves both for the case of turbulence normalization and for the case that no turbulence normalization is performed is given in Clause M.5. The suggested uncertainty calculation is also intended to cover contributions to power curve test uncertainties due to turbulence effects not related to the 10 min averaging.

M.2 Turbulence normalization procedure

It is assumed for the turbulence normalization that at each instant the wind turbine follows a certain power curve, here defined as zero turbulence power curve. The determination of the zero turbulence power curve is described in Clause M.3. Figure M.1 illustrates the turbulence normalization process.

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.



IEC

Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity (I_{ref})

Based on the zero turbulence power curve and wind speed distribution within a 10 min period, the 10 min average of the wind turbine power output can be simulated by Equation (M.1):

$$\overline{P_{sim}(v)} = \int_{v=0}^{\infty} P_{I=0}(v) \cdot f(v) dv \quad (M.1)$$

where

- $f(v)$ is the wind speed distribution within a 10 min period;
- $P_{I=0}(v)$ is the zero turbulence power curve;
- $P_{sim}(v)$ is a simulated 10 min average of measured power output.

Equation (M.1) shall be applied to power curve data (every 10 min period) to calculate two simulated power outputs for the following conditions:

- a) the wind speed distribution as measured in the 10 min period at hub height. A Gaussian distribution $f(v)$ may be assumed, which is fully determined by the average wind speed and the standard deviation of the wind speed as recorded within the 10 min period. In case of a wind turbine with active power control, Equation (M.1) shall be evaluated for the air density normalized hub height wind speed. The standard deviation to be applied is calculated as the product of the measured turbulence intensity (standard deviation of wind speed divided by the average wind speed at hub height) and the air density normalized average wind speed (at hub height);
- b) a Gaussian wind speed distribution with the 10 min average of the wind speed measured at hub height and a standard deviation equal to the product of the 10 min average of the wind speed measured at hub height and the reference turbulence intensity. In the case of a wind turbine with active power control, Equation (M.1) shall be evaluated for the air density normalized wind speed (at hub height).

The measured power output is then normalized to the reference turbulence intensity by Equation (M.2):

$$\overline{P_{I_{\text{ref}}}(v)} = \overline{P(v)} - \overline{P_{\text{sim},I}(v)} + \overline{P_{\text{sim},I_{\text{ref}}}(v)} \quad (\text{M.2})$$

where

$\overline{P(v)}$ is the 10 min average of measured power output;

$\overline{P_{\text{sim},I}(v)}$ is the simulated 10 min average of measured power output according to the above condition a): Equation (M.1) applied for the measured wind speed distribution (measured average wind speed and measured turbulence intensity);

$\overline{P_{\text{sim},I_{\text{ref}}}(v)}$ is the simulated 10 min average of measured power output according to the above condition b): Equation (M.1) applied for the measured average wind speed and for the reference turbulence intensity I_{ref} by assuming a Gaussian wind speed distribution.

In the case of a stall-regulated wind turbine, Equation (M.2) shall be applied with the air density normalized measured power output.

The power coefficient data (as applied only for graphical demonstration of the measurements) shall be calculated on the basis of the power output normalized to the reference turbulence intensity. In the case of a stall-regulated wind turbine, the power coefficient data shall be calculated on the basis of the power output normalized to the reference turbulence intensity and on the basis of the reference air density (not on the basis of the measured air density).

M.3 Determination of the zero turbulence power curve

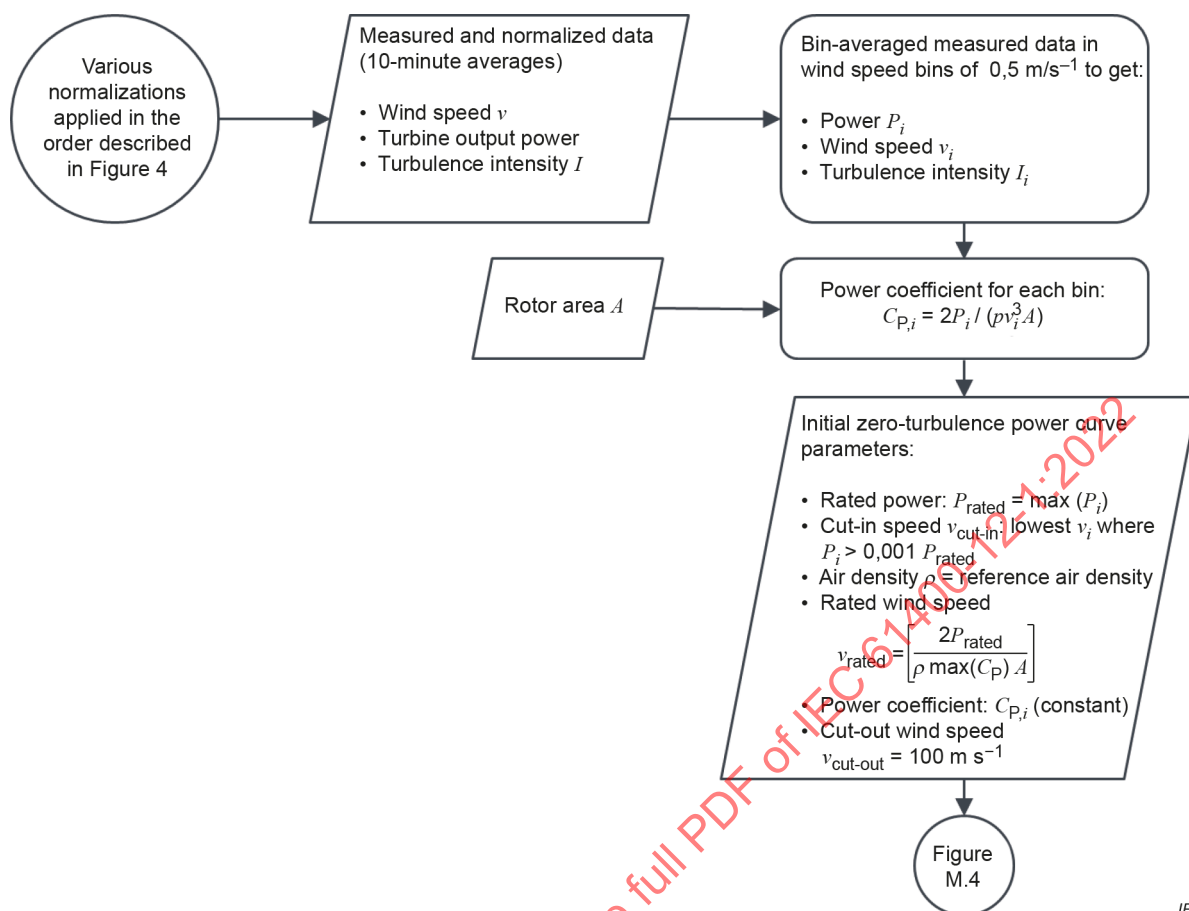
An initial zero turbulence power curve is calculated on the bin-averaged power curve normalized according to the air density, but not normalized according to the turbulence intensity and not corrected according to the wind shear. The initial zero turbulence power curve is determined as a first approach as follows (see also Figure M.2 and Figure M.3):

- assumption of zero power output below cut-in wind speed. As a first approach, the cut-in wind speed is set to the average wind speed of the wind speed bin, where the measured power output reaches at least 0,1 % of the rated power;
- assumption of constant power coefficient C_P equal to the maximum power coefficient $C_{P,\text{max}}$ between cut-in wind speed and rated wind speed. This assumption is equal to an increase of the power output with the third power of the wind speed. The initial zero turbulence power curve shall be calculated with this assumption and on the basis of the reference air density between the cut-in wind speed and the rated wind speed in increments not larger than 0,1 m/s. As a first approach, the maximum power coefficient $C_{P,\text{max}}$ shall be set to the maximum power coefficient of the measured bin-averaged power curve;
- calculation of rated wind speed v_{rated} from rated power P_{rated} , rotor swept area A , maximum

power coefficient $C_{P,\text{max}}$ and reference air density ρ by: $v_{\text{rated}} = \left(\frac{2 \cdot P_{\text{rated}}}{\rho \cdot C_{P,\text{max}} \cdot A} \right)^{\frac{1}{3}}$. As a first

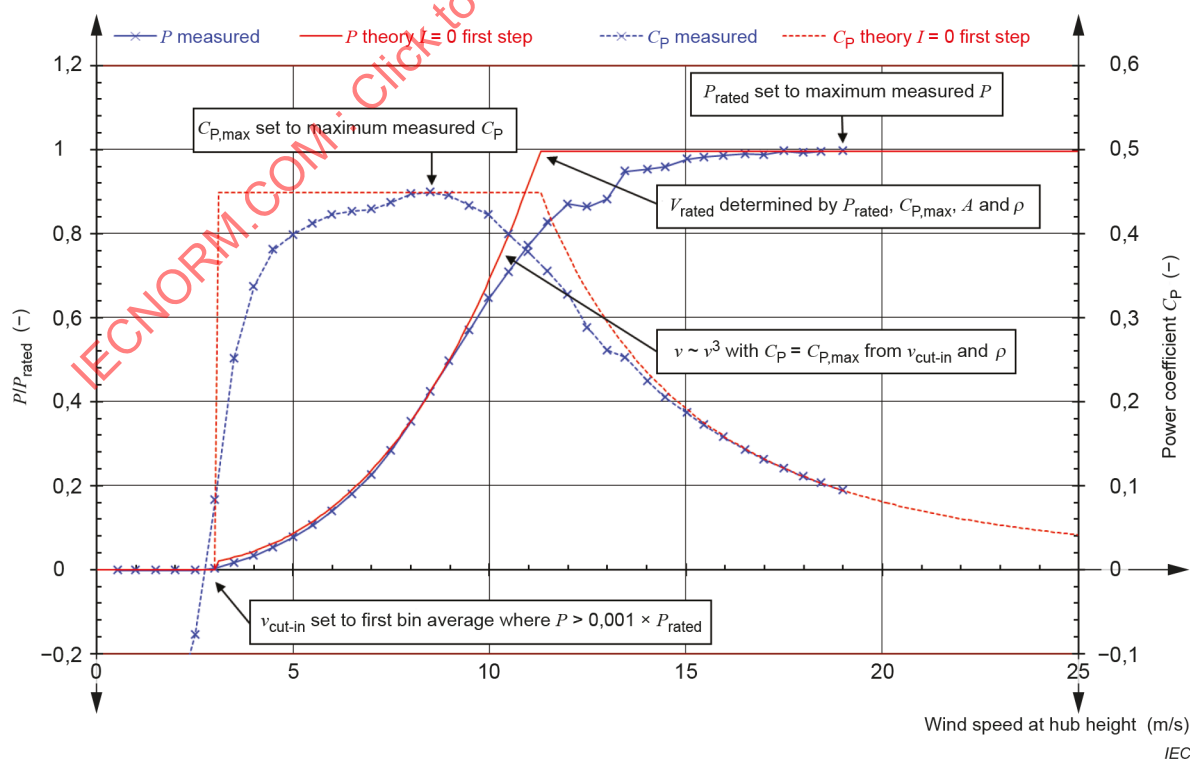
approach, the rated power is set to the highest bin-averaged power output of all wind speed bins;

- power output equal to rated power for wind speeds above rated wind speed v_{rated} . As a first approach, the rated power is set to the highest bin-averaged power output of all wind speed bins of the measured power curve. This rated power output shall be assumed for wind speeds far above cut-out wind speeds (e.g. 100 m/s) for the definition of the initial zero turbulence power curve.



IEC

Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data



IEC

Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve

In the next step, the rated power, the cut-in wind speed and the maximum power coefficient of the initial zero turbulence power curve shall be adjusted because these three parameters are dependent on the turbulence intensity and because values for these parameters have been applied in the previous step instead of the values corresponding to the turbulence intensity of zero. A bin-average of the measured turbulence intensity as a function of the wind speed measured at hub height shall be performed. In the case of a wind turbine with active power control, the turbulence intensity shall be bin averaged according to the air density normalized wind speed at hub height.

The initial zero turbulence power curve shall be integrated over a Gaussian wind speed distribution according to Equation (M.1) with the average wind speed equal to the bin average of the measured power curve and with the standard deviation calculated as product of the bin-averaged wind speed and the bin-averaged turbulence intensity. The air density normalized wind speed at hub height shall be applied in the case of a wind turbine with active power control. By this procedure, the power curve is simulated for each wind speed bin for the measured turbulence intensity, while the simulated power curve refers to exactly the same wind speed bins as the measured power curve. The rated power, the cut-in wind speed and the maximum power coefficient of the initial zero turbulence power curve shall then be adjusted as follows (see Figure M.4).

- 1) The rated power shall be adjusted such that the maximum power of the simulated power curve fits the maximum bin-averaged power of the measured power curve.
- 2) The cut-in wind speed shall be adjusted such that the cut-in wind speed of the simulated power curve fits the cut-in wind speed of the bin-averaged measured power curve. Cut-in wind speed is for both power curves defined as lowest wind speed bin where the power output reaches at least 0,1 % of the rated power.
- 3) The maximum power coefficient shall be adjusted such that the maximum power coefficient of the simulated power curve fits the maximum power coefficient of the measured power curve.

Steps 1) to 3) above shall all three be repeated at every iteration, in the given order, until the three parameters converge at least as follows:

- the maximum power of the simulated power curve deviates from the maximum bin-averaged power of the measured power curve by no more than 0,1 %;
- the cut-in wind speed of the simulated power curve deviates from the cut-in wind speed of the bin-averaged measured power curve by no more than 0,5 m/s;
- the maximum power coefficient of the simulated power curve deviates from the maximum power coefficient of the measured power curve by no more than 0,01.

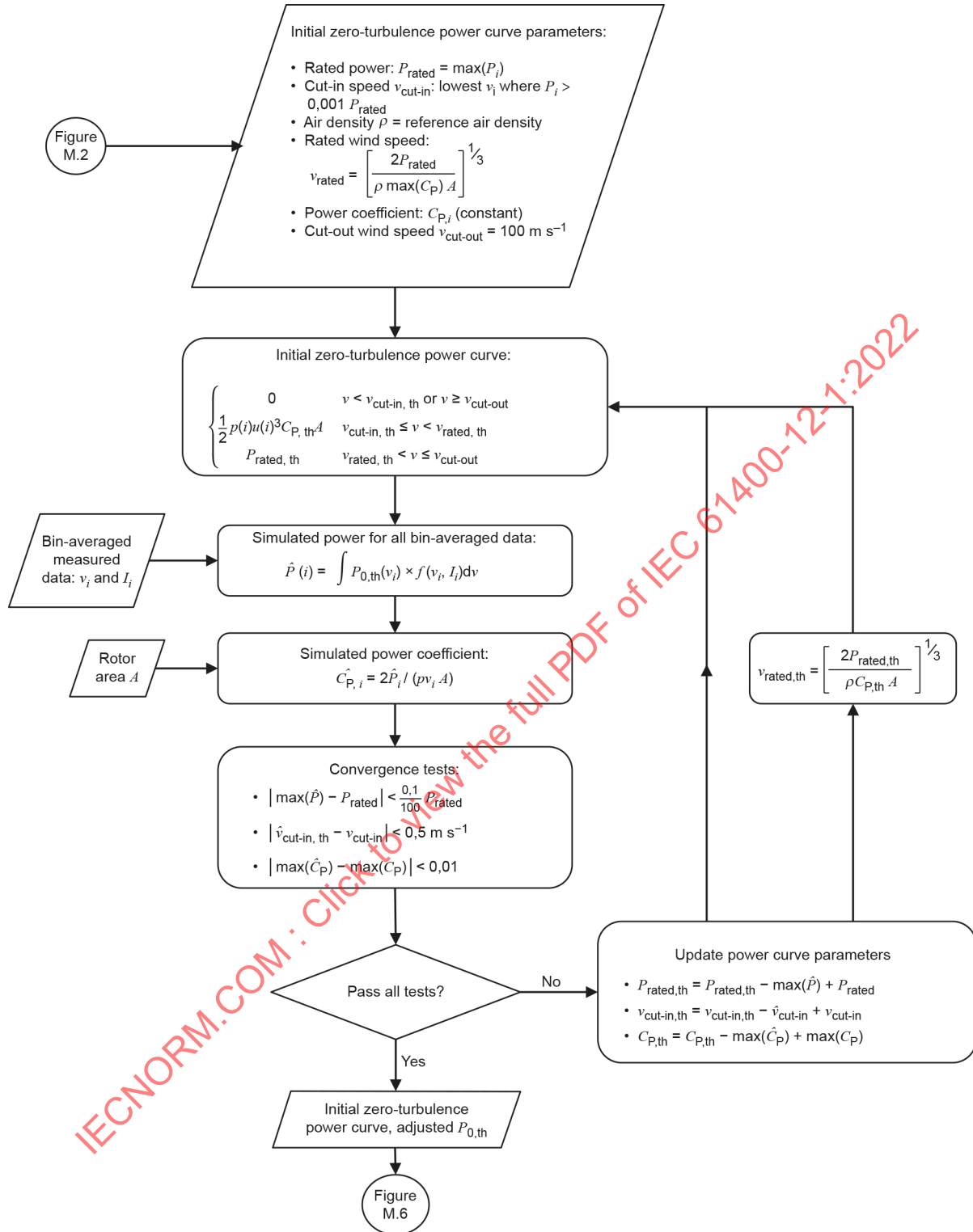


Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data

Sufficient convergence is normally reached after the first or second iteration. Figure M.5 illustrates how the adjustments normally change the initial zero turbulence power curve from the first step.

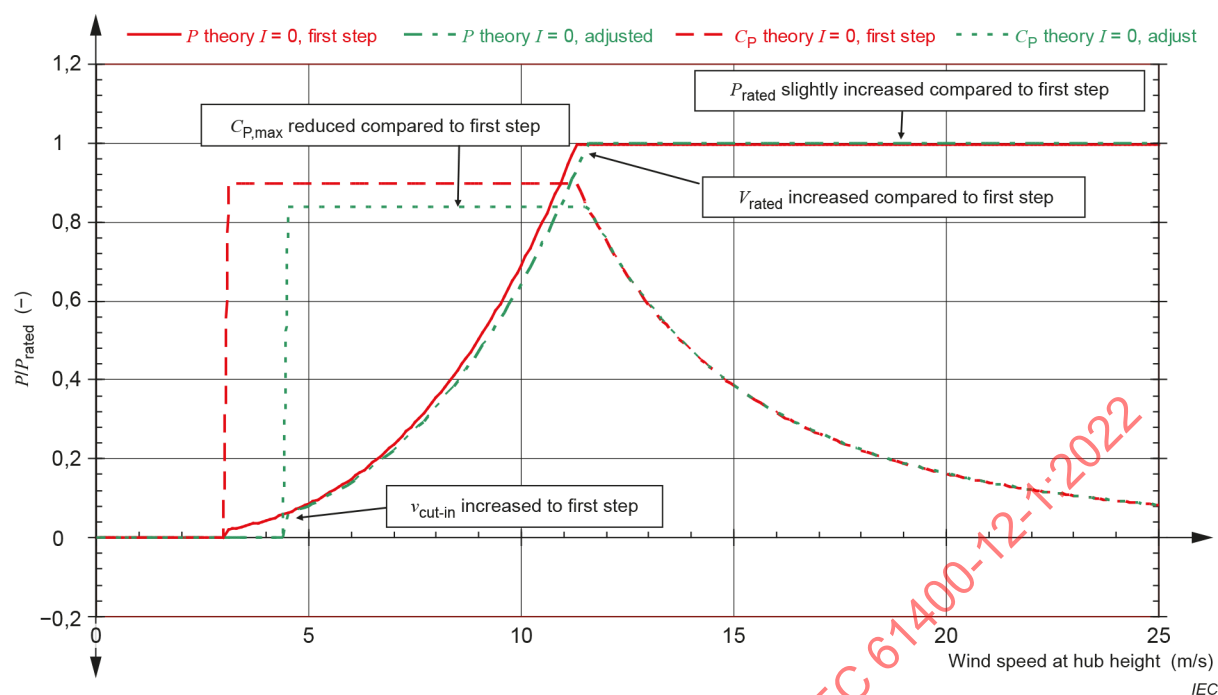


Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red)

The zero turbulence power curve shall then be determined by applying the data normalization process described in Clause M.2 with the zero turbulence power curve set to the initial zero turbulence power curve in Equation (M.1) and by assuming a turbulence intensity of zero (constant wind speed during 10 min period). The final zero turbulence power curve is gained by bin averaging the so normalized power curve raw data as illustrated in Figure M.6. This bin-averaged power curve shall be extended with the power output of the highest bin to wind speeds far above cut-out wind speeds (e.g. 100 m/s) when applying Equations (M.1) and (M.2) for turbulence normalizations.

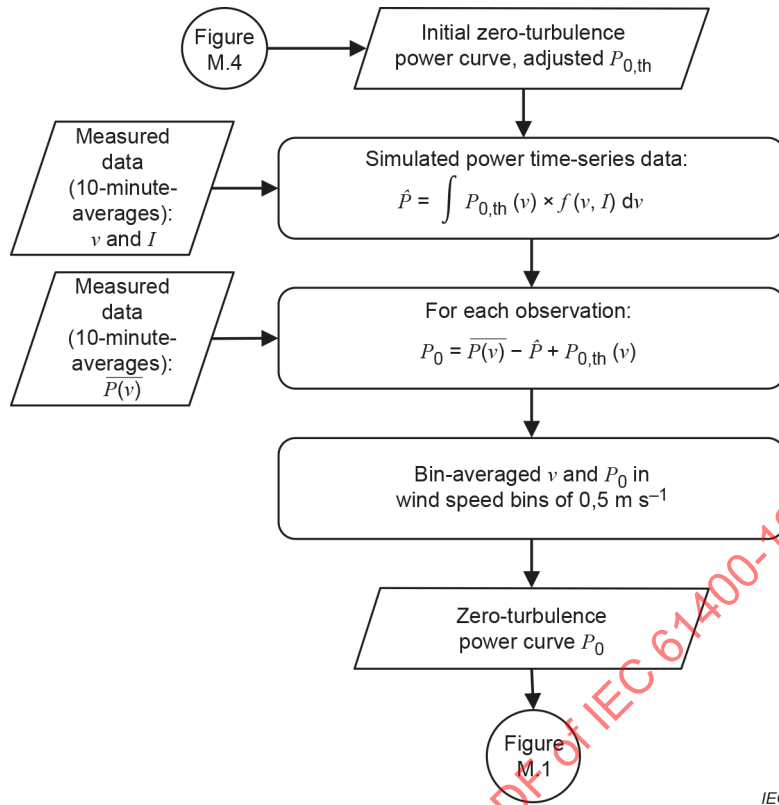


Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data

Figure M.7 illustrates how the final zero turbulence power curve typically compares to the initial zero turbulence power curve.

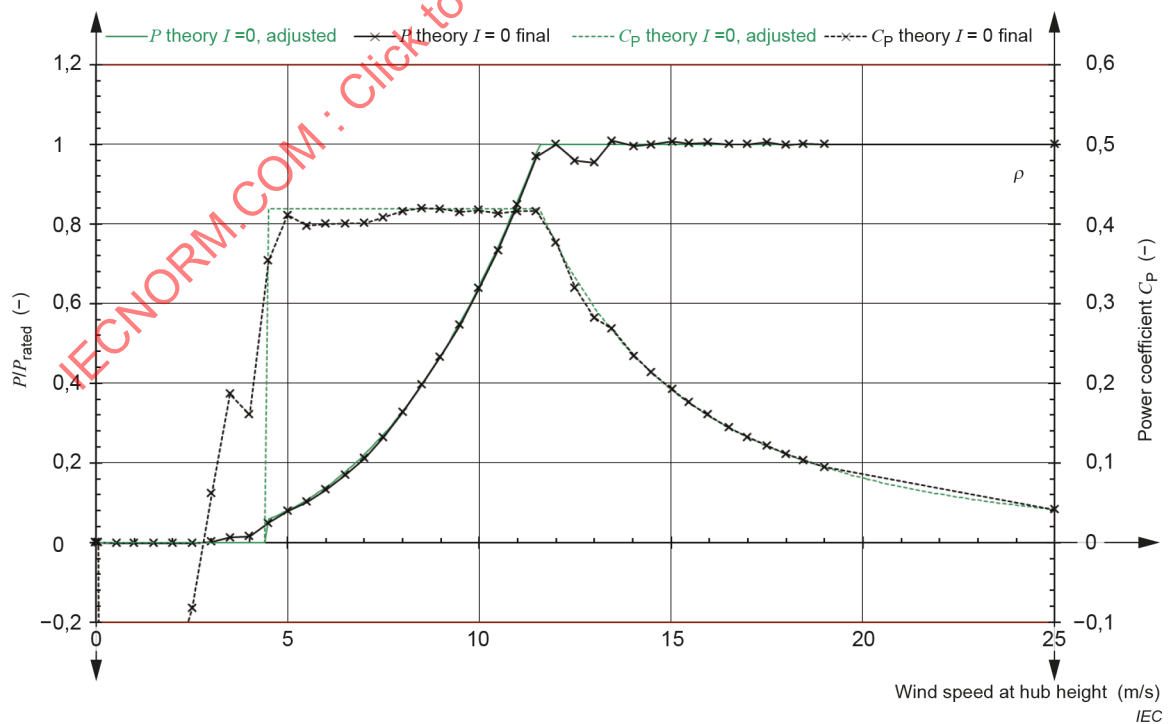


Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black)

M.4 Order of wind shear correction (normalization) and turbulence normalization

The order of the application of the wind shear or wind veer correction (or normalization) and the turbulence normalization usually has no major influence on the final power curve. It is more convenient to apply the turbulence normalization only on the basis of the hub height wind speed, as described in Clause M.2 and Clause M.3, although it could also be applied on the basis of the wind shear-corrected (or -normalized) or wind veer-corrected (or -normalized) wind speed when wind speed measurements over the entire rotor height allow the wind shear correction to be applied. At the end, the final power shall be calculated by bin averaging the turbulence-normalized power output against the wind shear-corrected (or -normalized) or wind veer-corrected (or -normalized) wind speed. In the case of a wind turbine with active power control, the wind shear-corrected (or -normalized) wind speed shall be normalized according to the air density prior to the bin averaging. In the case of a stall-regulated wind turbine, the turbulence-normalized power output according to Clause M.2 is already corrected for the air density.

M.5 Uncertainty of turbulence normalization or of power curves due to turbulence effects

The turbulence normalization given in Clauses M.2 and Clause M.3 is designed to handle the effects of the 10 min data averaging on the evaluated power curve. There are further effects of the turbulence intensity on wind turbine power curves, which could, for instance, be due to direct impact of the turbulence intensity on the aerodynamics or due to the three-dimensional character of turbulence. In the end, the turbulence intensity normalization is a strongly simplified approach for characterizing short-term wind speed fluctuations. Thus, there is a remaining uncertainty of the evaluated power curve due to possible turbulence effects, even if the turbulence normalization procedure is applied. The turbulence normalization often removes about half of the observed effect of the turbulence intensity on measured wind turbine power curves. Thus, the following steps should be performed in order to calculate the uncertainty of the turbulence normalization.

- a) The final bin-averaged power curve shall be evaluated on the basis of the turbulence normalized power output and on the basis of the non-turbulence normalized power output.
- b) The deviation of these two power curves shall be assumed to be the maximum uncertainty of the turbulence-normalized power curve per wind speed bin resulting from the turbulence normalization. The standard uncertainty resulting from the turbulence normalization per wind speed bin shall be calculated as the deviation of the power curves divided by $\sqrt{3}$. The standard uncertainty shall be combined with the other uncertainties of the power performance measurement for the determination of the total standard uncertainty according to Annex D.

The uncertainty of turbulence effects on the measurement shall also be taken into account if no turbulence normalization is performed as the power curve is valid only for the turbulence conditions present during the power performance test and not for a reference turbulence intensity deviating from the test conditions. Thus, if no turbulence normalization is applied, the following estimation of uncertainty due to turbulence effects is recommended.

- 1) Two turbulence normalized power curves shall be evaluated according to Clause M.2 and Clause M.3 just for the determination of the uncertainty. First, the power curve shall be normalized to an extremely low turbulence intensity; second, the power curve shall be normalized to an extremely high turbulence intensity. If the user does not have pre-defined extreme turbulence intensity limits, the turbulence intensities 0,05 and 0,15 shall be considered as the extreme turbulence intensities for the two power curve normalizations.
- 2) The deviation of the two normalized power curves shall be assumed to be half of the maximum uncertainty due to turbulence effects. The standard uncertainty resulting from the turbulence normalization per wind speed bin shall be calculated as the deviation of the two normalized power curves multiplied by the factor $2/\sqrt{3}$. The standard uncertainty shall be combined with the other uncertainties for the determination of the total uncertainty of the power curve according to Annex D.

- 3) If the measured power curve shall be compared with a power curve that refers to a certain (possibly wind speed dependent) turbulence intensity (e.g. a warranted power curve) and no power curve normalization is performed, the two extreme turbulence intensities applied in step 1) shall be replaced by the bin-averaged measured turbulence intensity and by the reference turbulence intensity of the to-be-compared power curve for the uncertainty calculation.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex N
(informative)

Wind tunnel calibration procedure for wind direction sensors

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex O (informative)

Power performance testing in cold climate

O.1 Overview

Power performance testing at temperatures below 0 °C can be desirable for different reasons. For example, low temperatures could be frequent or there could be a need to determine the power performance degradation due to iced blades.

This Annex O gives guidance on what is important to consider when carrying out power performance tests in cold climates and to provide recommendations.

O.2 Recommendations

O.2.1 General

It is recommended to use wind speed measurement sensors that are not susceptible to ice, such as heated cup anemometers, heated ultrasonic anemometers, and remote sensing devices or to use suitable icing detectors to reliably monitor the presence of ice and filter the data accordingly.

Equipment for power performance testing in cold climates should include reliable icing detection. There are several possibilities to detect ice, including ice detectors for atmospheric icing, ice detectors for instrumental icing, visual observation or similar. Ice accretion occurs at temperatures below or around 0 °C. Power performance testing at temperatures far below 0 °C could therefore be performed without any significant difficulties, provided that suitable instruments and methods are used.

Ice accretion on supports and mounting structures can have a significant effect on the flow conditions for the anemometer. It is essential that such situations are avoided. A thorough assessment or monitoring of the conditions is required. It is recommended to use sufficiently heated structures in the vicinity of the instruments to prevent ice accretion.

O.2.2 Sonic anemometers

Sonic anemometers are allowed for power performance testing provided that suitable calibration procedures and classification procedures according to IEC 61400-50-1 are adhered to.

Sonic anemometers that have sufficient heating capabilities may be used because they have no moving parts and are therefore suitable to be used in cold conditions.

O.2.3 Cup anemometers

The lower temperature limit for class C anemometers (see IEC 61400-50-1) may be extended in a class S from –20 °C to –30 °C in the case of proper shaft (bearing) heating. This does not remove the need for ice detection.

Extension of the temperature range below the lower limit for the class can be carried out provided that sufficient evidence can be provided that the frictional effects can be assessed and accounted for.

The classification of the anemometer with an extended temperature range can be accomplished by extending the temperature range in IEC 61400-50-1 provided that measurements of bearing friction cover the whole temperature range.

O.3 Uncertainties

Extended temperature range: Given by the class S.

O.4 Reporting

In addition to the normal reporting requirements, the following should also be reported: the precautions that have been adopted to ensure that the instruments that are used to measure the wind speed are not affected by ice and that low temperature effects on the measurement of the wind speed are accounted for.

The filtering for ice conditions should be individually documented. The results of the power performance test with and without the temperature extension taken into account shall be reported.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annex P (informative)

Wind shear normalization procedure

For deriving a climate-specific power curve, the influence of the wind shear and wind veer on the power curve shall be accounted for by normalizing the hub height wind speed to a pre-defined reference wind shear and wind veer. The reference wind shear and wind veer profile can have any shape and can be defined as function of the wind speed at hub height. The reference wind shear and wind veer could for instance reflect the conditions expected at the power curve test site if the purpose of the power curve test is to verify a warranted power curve that is specified for the same reference conditions. If not defined otherwise, a power law wind shear profile with shear exponent of 0,2 and a wind veer of 0° throughout the entire height range of the turbine rotor shall be applied.

The normalization of the wind speed at hub height to the reference wind shear and wind veer shall be performed by means of the rotor equivalent wind speed concept. The kinetic energy in the wind across the rotor height range is:

$$P_{\text{kin}} = \int_A \frac{1}{2} \rho (V \cos(\varphi - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA \quad (\text{P.1})$$

and the rotor equivalent wind speed that corresponds to the kinetic energy is:

$$V_{\text{eq}} = \left(\frac{1}{A} \int_A (V_i \cos(\varphi_i - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA_i \right)^{1/3} \quad (\text{P.2})$$

The ratio of the rotor equivalent wind speed and the hub height wind speed characterizes the shape of the wind shear profile and wind veer profile that is relevant for the description of the available kinetic energy at a certain wind speed at hub height. This ratio is called wind shear correction factor:

$$f_r = \frac{V_{\text{eq}}}{V_h} \quad (\text{P.3})$$

The same rotor equivalent wind speed can be reached by different combinations of hub height wind speeds, wind shear and wind veer conditions, e.g. by the wind shear, wind veer and hub height wind speed present within a 10 min period at the power curve test as well as by the reference wind shear and wind veer and a corresponding hub height wind speed (here called normalized wind speed):

$$V_{\text{eq}} = f_{r,\text{measured}} \cdot V_{h,\text{measured}} = f_{r,\text{reference}} \cdot V_{h,\text{normalized}} \quad (\text{P.4})$$

Consequently, the wind shear and wind veer normalized hub height wind speed shall be calculated for each 10 min period as:

$$V_{h,\text{normalized}} = \frac{V_{\text{eq}}}{f_{r,\text{reference}}} \quad (\text{P.5})$$

or as

$$V_{h,\text{normalized}} = \frac{f_{r,\text{measured}}}{f_{r,\text{reference}}} \cdot V_{h,\text{measured}} \quad (\text{P.6})$$

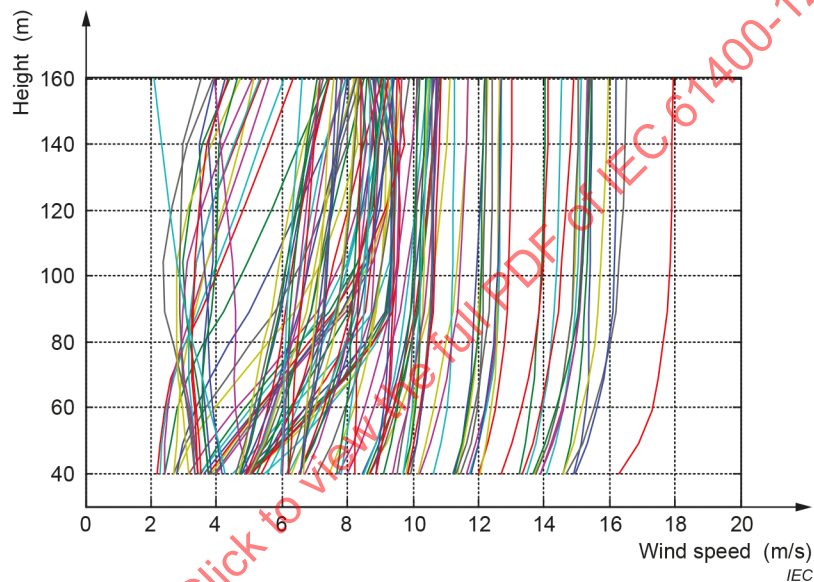
- a) For a reference wind shear correction factor of 1 ($f_{r,\text{reference}} = 1$), i.e. in the case of zero shear and veer, the normalized hub height wind speed equals the rotor equivalent wind speed. The uncertainty of the measurement of the wind shear and wind veer normalized wind speed shall be assessed according to Clause E.8, E.11.2.2 and E.11.2.3. The rotor equivalent wind speed can overestimate the wind energy effectively usable by large wind turbines in the case of the presence of high wind shear. Therefore, a method uncertainty of one third of the correction of the hub height wind speed shall be applied as additional uncertainty to the uncertainty of the measurement of the wind shear and wind veer normalized wind speed.
- b) Under certain conditions, the evaluation of the wind shear and wind veer over the height range of the turbine rotor might not be possible, because no measurements of the wind speed or wind direction over the height range of the turbine rotor are available or because a site calibration of the wind speed and wind direction at other heights than hub height is not possible. In this case, the lack of the integration of the wind shear and wind veer in the power curve evaluation shall be accounted for according to E.11.2.2.2 and E.11.2.3.2 for the desired reference wind shear and wind veer conditions. In addition, a method uncertainty of one third of a virtual wind speed correction from the assumed wind shear and wind veer conditions at the power curve test to the desired reference wind shear and wind veer conditions shall be taken into account.

Annex Q (informative)

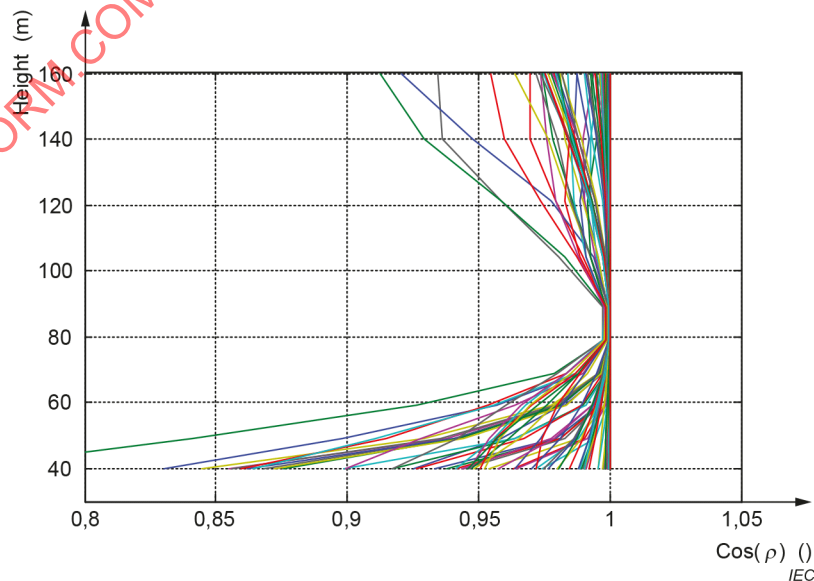
Definition of the rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer

Q.1 Overview

The wind speed at hub height is not always representative of the wind over the whole rotor. Large wind speed and direction variations can be present as a result of either the atmospheric stability and/or terrain influence. Figure Q.1 shows lidar wind profiles over flat terrain as well as the cosine of wind direction changes relative to an assumed hub height. It is seen that the wind speed component perpendicular to the wind turbine rotor at a specific height will occasionally be much less than the wind speed at the specific height.



a) Wind shear profiles



b) Cosine of wind direction relative to a normalized hub height

Figure Q.1 – Wind profiles measured with lidar over flat terrain

Therefore, the energy yield through the wind turbine rotor will depend on both the wind shear and wind veer of the specific profile. Using the power curve based on the wind speed at hub height ignores both wind shear and wind veer. The power curve obtained with the rotor equivalent wind speed depends less on the wind shear and wind veer than the power curve obtained with the wind speed at hub height.

Q.2 Definition of rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer

The rotor equivalent wind speed is the wind speed corresponding to the kinetic energy flux through the swept rotor area, when accounting for the wind shear and wind veer. For the case that at least three measurement heights are available (see 7.2.6), the rotor equivalent wind speed is defined as

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^n (v_i \cos(\varphi_i))^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (Q.1)$$

where

- n is the number of available measurement heights ($n \geq 3$);
- v_i is the wind speed measured at height i ;
- φ_i is the angle difference between the wind direction at hub height and segment i ;
- A is the area swept by the rotor (i.e. πR^2 with radius R);
- A_i is the area of the i -th segment, i.e. the segment the wind speed v_i represents (refer to 9.1.3.2, Equation (6)).

Q.3 Measurement of wind veer

The rotor equivalent wind speed as defined in Equation (Q.1) is influenced by the difference of wind direction measurements at various heights relative to hub height. In order to provide accurate measurements of the difference of wind directions, it is important to measure the wind directions at the different height levels with the same type of sensor, i.e. one remote sensing device measuring all heights, or same sensors on the meteorological mast at all heights.

Q.4 Combined wind shear and wind veer normalization

The procedures described in Annex P may be extended to referencing back the measured power curve to reference wind veer conditions by considering also a reference wind veer profile in addition to a reference wind shear profile. The integration of the reference profiles over the rotor area shall be done according to Equation (Q.1).

Annex R (informative)

Uncertainty considerations for tests on multiple turbines

This Annex R addresses the uncertainty considerations that arise when compiling test results from multiple turbines. When testing multiple turbines the quantities of interest are typically the mean AEP of the sample and the uncertainty in that mean. The mean AEP can most simply be determined by taking a simple average of the individual turbine AEPs.

The determination of the uncertainty in the average AEP is not as straightforward. As this is a frequently encountered situation, this document provides an informative approach as to how this uncertainty can be estimated. The mathematical framework for this approach is exactly the same as explained in IEC 61400-12-2:2022, Annex F and IEC 61400-12-2:2022, Annex G, and will not be repeated here. What is different for this document is the table of estimated correlations between tests on different turbines (Table G.1 of IEC 61400-12-2:2022), which is replaced with Table R.1 and the results as represented in Figure G.1 and Figure G.2 of IEC 61400-12-2:2022, which will not be repeated here. As an introduction, a short discussion of the problem at hand will be repeated.

One approach to combining uncertainties is a simple average of the individual test uncertainties. However, the simple average fails to account for the chief benefit of multiple tests, i.e. a reduction in the combined test uncertainty. A second approach is to calculate the standard uncertainty of the mean of the uncertainties:

$$u_{\text{AEP}_{\text{AVG}}} = \frac{1}{L} \sqrt{\sum_{i=1}^L u_{\text{AEP},i}^2} \quad (\text{R.1})$$

where

$u_{\text{AEP}_{\text{AVG}}}$ is the uncertainty in the average AEP;

$u_{\text{AEP},i}$ is the uncertainty in AEP for turbine i ;

L is the number of turbines tested.

NOTE Equation (R.1) is slightly different from the equation in IEC 61400-12-2. As this is the uncertainty of an average and division by $1/L$ is a linear transformation, we get a $1/L^2$ under the square root or a $1/L$ in front of the square root.

Equation (R.1) assumes full independence among the individual turbine test results, meaning there is no correlation in the individual test results from one unit to the next. As a consequence, application of Equation (R.1) would lead to an underestimation of the uncertainty in the average AEP. Therefore, in order to accurately assess the uncertainty in the average AEP, it is necessary to identify a practical method for handling correlated uncertainty components. An approach is suggested based on ISO/IEC Guide 98-3 with minor adjustments in the handling of correlation.

Table R.1 – List of correlated uncertainty components

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
Electric power	Current transformers	$\rho_{up1,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,9 0,1	Current transformers of the same make tend to have similar category B (cat. B) error values relative to the true value
	Voltage transformers	$\rho_{up2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,9 0,1	Voltage transformers of the same make tend to have similar cat. B error. Direct measurement of voltage eliminates this uncertainty.
	Power transducer or power measurement device	$\rho_{up3,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,9 0,1	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat B error
	Dynamic power measurement	$\rho_{up4,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,9 0,1	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error
	Data acquisition	$\rho_{udp,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,9 0,1	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value
Wind speed	Anemometer calibration	$\rho_{uv1,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	Calibration reference and method produces similar cat. B error
			Different masts, same make and model, same calibration laboratory	0,9	
			Different masts, different make or different model, same calibration laboratory	0,7	
			Different masts, same make and model, different calibration laboratories	0,4	
			Different masts, different make or different model, different calibration laboratories	0,1	
	Post-calibration or in-situ calibration	$\rho_{uv2,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	Anemometers of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value
			Same instrument make Different instrument make	0,9 0,7	
	Operational uncertainty	$\rho_{uv3,m,n}$	Shared instrument (same masts) Same instrument make Different instrument make	1,0 0,9 0,8	Anemometers of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
	Mounting effects	$\rho_{uv4,m,n}$	Per specification in this document	0,9	Similar mounting required for use of a given transfer function drives a correlated uncertainty
	DAQ	$\rho_{uv5,m,n}$	Shared DAQ	1,0	DAQ will be correlated the more similar the setup is
			Different DAQ of same make, same design	0,9	
			Different DAQ of different make, same design	0,7	
			Different DAQ of same make, different design	0,5	
			Different DAQ of different make, different design	0,2	
	Flow distortion due to terrain without site calibration	$\rho_{uv6,m,n}$	Both turbines 2D to 3D (or 3D to 4D) from met. mast One turbine 2D to 3D and one turbine 3D to 4D	0,9 0,6	Increased terrain complexity and variation in terrain amongst test units will tend to have dissimilar cat. B errors on the wind speed relative to the true value, distance plays an important role
	Flow distortion due to terrain amongst test units with site calibration, anemometer calibration	$\rho_{uv7,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	
			Different masts, same make and model, same calibration laboratory	0,9	
			Different masts, different make or different model, same calibration laboratory	0,7	
			Different masts, same make and model, different calibration laboratory	0,4	
			Different masts, different make or different model, different calibration laboratory	0,1	
	Flow distortion due to terrain amongst test units with site calibration, operational uncertainty	$\rho_{uv7,m,n}$	Shared instruments (same masts)	1,0	
			Different masts, same make and model)	0,9	
			Different masts, different make or different model	0,7	
	Data acquisition for site calibration	$\rho_{udv,m,n}$	Shared DAQ	1,0	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error
			Different DAQ of same make, same design	0,9	
			Different DAQ of different make, same design	0,7	
			Different DAQ of same make, different design	0,5	

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
			Different DAQ of different make, different design	0,2	
Temperature	Temperature sensor	$\rho_{ut1,m,n}$	Shared instruments (same met. mast)	1,0	Temperature measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,1	
	Radiation shielding	$\rho_{ut2,m,n}$	Shared instruments (same met. mast)	1,0	Radiation shields tend to have the same method errors relative to the true value
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,6	
	Mounting effects	$\rho_{ut3,m,n}$	Shared instruments (same met. mast)	1,0	
			Same location and mounting	0,9	
			Different location or mounting	0,1	
	Data acquisition	$\rho_{udt,m,n}$	Shared instruments (same met. mast)	1,0	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,1	
Pressure	Pressure sensor	$\rho_{ub1,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	Pressure measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,1	
	Mounting effects	$\rho_{ub2,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	If using multiple instruments, mounting will likely be similar
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,1	
	Data acquisition	$\rho_{udb,m,n}$	Shared instrument (same met. mast)	1,0	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error
			Same instrument make	0,9	
			Different instrument make	0,1	
Method	Air density correction	$\rho_{um1,m,n}$	Same correction methodology for all turbines	1,0	
	Wind conditions	$\rho_{um2,m,n}$	Same conditions for different turbines	1,0	
	Seasonal variation	$\rho_{um3,m,n}$	Testing occurs during the same time of year	1,0	
			Testing occurs during different time of year	0,6	
Statistical	Variance in electrical power	$\rho_{sp,m,n}$		0,0	Inherently random and independent

Annex S
(informative)

Mast flow distortion correction for lattice masts

Refer to IEC 61400-50-1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Bibliography

- [1] Albers, A, Turbulence and Shear normalization of Wind Turbine Power Curve, Proceedings of European Wind Energy Conference, 2010
 - [2] Albers, A., Turbulence normalization of Wind Turbine Power Curve Measurements, Report PP09037, Deutsche WindGuard
-

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	161
INTRODUCTION	163
1 Domaine d'application	165
2 Références normatives	165
3 Termes et définitions	166
4 Symboles, unités et termes abrégés	170
5 Vue d'ensemble de la méthode de performance de puissance	176
6 Préparation de l'essai de performance	180
6.1 Généralités	180
6.2 Éolienne et raccordement électrique	181
6.3 Site d'essai	181
6.3.1 Généralités	181
6.3.2 Emplacement du matériel de mesure du vent	181
6.3.3 Secteur de mesure	182
6.3.4 Facteurs de correction et incertitude due à la distorsion de l'écoulement résultant de la topographie	182
7 Matériel d'essai	183
7.1 Puissance électrique	183
7.2 Vitesse du vent	183
7.2.1 Généralités	183
7.2.2 Exigences générales concernant les anémomètres montés en tête de mât météorologique	184
7.2.3 Anémomètres montés en tête de mât	185
7.2.4 Anémomètres montés latéralement	185
7.2.5 Dispositif de télédétection (RSD)	186
7.2.6 Mesurage de la vitesse du vent équivalente du rotor	186
7.2.7 Mesurage de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu	187
7.2.8 Mesurages du cisaillement du vent	187
7.3 Direction du vent	189
7.4 Masse volumique de l'air	189
7.5 Vitesse de rotation et angle de pas	190
7.6 Condition des pales	190
7.7 Système de contrôle de l'éolienne	190
7.8 Système d'acquisition de données	190
8 Procédure de mesure	191
8.1 Généralités	191
8.2 Fonctionnement de l'éolienne	191
8.3 Collecte des données	191
8.4 Rejet des données	191
8.5 Base de données	192
9 Résultats déduits	193
9.1 Normalisation des données	193
9.1.1 Généralités	193
9.1.2 Correction de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique par les anémomètres montés latéralement	194

9.1.3	Correction du cisaillement du vent (lorsque des mesurages de REWS sont disponibles)	194
9.1.4	Correction de la déviation de la trajectoire du vent	196
9.1.5	Normalisation de la masse volumique de l'air	197
9.1.6	Normalisation des turbulences	198
9.2	Détermination de la courbe de puissance mesurée	198
9.3	Production annuelle d'énergie (AEP)	199
9.4	Coefficient de puissance	201
10	Format de rapport	201
Annexe A (normative)	Évaluation des obstacles	209
Annexe B (normative)	Évaluation du terrain sur le site d'essai	210
Annexe C (normative)	Procédure d'étalonnage du site	211
Annexe D (normative)	Évaluation de l'incertitude de mesure	212
Annexe E (informative)	Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches	215
E.1	Généralités	215
E.2	Composition des incertitudes	216
E.2.1	Généralités	216
E.2.2	Incertaince élargie	218
E.2.3	Fondements de l'évaluation de l'incertitude	218
E.3	Incertainces de catégorie A	222
E.3.1	Généralités	222
E.3.2	Incertaince de catégorie A sur la puissance électrique	223
E.3.3	Incertainces de catégorie A sur l'étalonnage du site	223
E.4	Incertainces de catégorie B: Introduction et système d'acquisition de données	223
E.4.1	Incertainces de catégorie B: Introduction	223
E.4.2	Incertainces de catégorie B: système d'acquisition de données	224
E.5	Incertainces de catégorie B: Puissance de sortie	224
E.5.1	Généralités	224
E.5.2	Incertainces de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de courant	225
E.5.3	Incertainces de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de tension	225
E.5.4	Incertainces de catégorie B: Puissance de sortie – Transducteur de puissance ou autre dispositif de mesure de puissance	226
E.5.5	Incertainces de catégorie B: Puissance de sortie – Acquisition de données	226
E.6	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction et capteurs	227
E.6.1	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction	227
E.6.2	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – Matériel	227
E.6.3	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique	227
E.7	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – RSD	229
E.7.1	Généralités	229
E.7.2	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Étalonnage	230
E.7.3	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Contrôle in situ	230
E.7.4	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Classification	230
E.7.5	Incertainces de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Montage	230

E.7.6	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Variation de l'écoulement	231
E.7.7	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Essai de surveillance	231
E.8	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS	231
E.8.1	Généralités	231
E.8.2	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Mesurage de la vitesse du vent sur l'ensemble du rotor	232
E.8.3	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Déviation de la trajectoire du vent	233
E.9	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain	233
E.9.1	Généralités	233
E.9.2	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Pré-étalonnage	234
E.9.3	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Étalonnage postérieur	234
E.9.4	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Classification	234
E.9.5	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Montage	235
E.9.6	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Acquisition de données	235
E.9.7	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Paratonnerre	235
E.9.8	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation de correction entre tranches adjacentes	235
E.9.9	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Enlèvement du capteur de direction du vent	236
E.9.10	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation saisonnière	236
E.10	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air	236
E.10.1	Généralités	236
E.10.2	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Introduction	236
E.10.3	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Étalonnage	237
E.10.4	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Protection contre le rayonnement	238
E.10.5	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Montage	238
E.10.6	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Acquisition de données	238
E.10.7	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Introduction	238
E.10.8	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Étalonnage	239
E.10.9	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Montage	239
E.10.10	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Acquisition de données	239
E.10.11	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Introduction	240
E.10.12	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Étalonnage	241
E.10.13	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Montage	241
E.10.14	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Acquisition de données	241

E.10.15	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Correction.....	241
E.11	Incertitudes de catégorie B: Méthode.....	242
E.11.1	Généralités.....	242
E.11.2	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent.....	242
E.11.3	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Variations saisonnières.....	248
E.11.4	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Normalisation des turbulences (ou absence de normalisation des turbulences)	248
E.11.5	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Climat froid.....	249
E.12	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent.....	249
E.12.1	Généralités.....	249
E.12.2	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons	250
E.12.3	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD.....	251
E.13	Composition des incertitudes	252
E.13.1	Généralités.....	252
E.13.2	Composition des incertitudes de catégorie B relatives à la puissance électrique ($u_{P,i}$).....	252
E.13.3	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent ($u_{V,i}$).....	253
E.13.4	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent par un anémomètre à coupelles ou à ultrasons ($u_{VS,i}$).....	253
E.13.5	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent par un RSD ($u_{VR,i}$).....	253
E.13.6	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS $u_{VREWS,i}$	254
E.13.7	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique significativement au- dessus de la hauteur du moyeu ou un RSD avec un mât météorologique en dessous de la hauteur du moyeu	254
E.13.8	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique à la hauteur du moyeu plus un RSD pour le mesurage du cisaillement avec une vitesse du vent absolue.....	258
E.13.9	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique à la hauteur du moyeu plus un RSD pour le mesurage du cisaillement avec une vitesse du vent relative	260
E.13.10	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS en raison de la déviation de la trajectoire du vent sur l'ensemble du rotor $u_{VREWS,veer,i}$	261
E.13.11	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent en raison de la distorsion de l'écoulement due à l'étalonnage du site $u_{VT,i}$	265
E.13.12	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la température $u_{T,i}$	266
E.13.13	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la pression $u_{B,i}$	266
E.13.14	Composition des incertitudes pour le mesurage de l'humidité $u_{RH,i}$	267
E.13.15	Composition des incertitudes pour les composantes relatives à la méthode $u_{M,i}$	267
E.13.16	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la direction du vent par une girouette ou un anémomètre à ultrasons $u_{WV,i}$	268

E.13.17	Composition des incertitudes relatives au mesurage de la direction du vent par un RSD $u_{WR,i}$	268
E.13.18	Incertitudes de catégorie B composées	269
E.13.19	Incertitude-type composée – Courbe de puissance	269
E.13.20	Incertitude-type composée – Production d'énergie	269
E.14	Pertinence des composantes d'incertitude dans les conditions spécifiées	270
E.15	Tableaux de référence	270
Annexe F (normative)	Procédure d'étalonnage de la soufflerie pour les anémomètres	274
Annexe G (normative)	Montage des instruments sur le mât météorologique.....	275
Annexe H (normative)	Essai de performance de puissance sur les petits aérogénérateurs	276
H.1	Généralités	276
H.2	Définition et installation d'un système éolien	276
H.3	Emplacement du mât météorologique	277
H.4	Matériel d'essai.....	278
H.5	Procédure de mesure.....	279
H.6	Résultats déduits	279
H.7	Rapports	280
H.8	Évaluation de l'influence des éoliennes et des obstacles sur le site d'essai	280
H.9	Évaluation du terrain sur le site d'essai	280
H.10	Procédure d'étalonnage du site (se reporter à l'IEC 61400 12-3)	281
Annexe I (normative)	Classification des anémomètres à coupelles et à ultrasons	282
Annexe J (normative)	Évaluation des anémomètres à coupelles et à ultrasons	283
Annexe K (normative)	Comparaison in situ des anémomètres	284
Annexe L (normative)	Application de la technologie de télédétection	285
L.1	Généralités	285
L.2	Exigences de classification spécifiques aux essais de performance de puissance	286
L.3	Exigences de vérification spécifiques aux essais de performance de puissance	286
L.4	Évaluation des incertitudes spécifiques aux essais de performance de puissance	287
L.5	Contrôles supplémentaires spécifiques aux essais de performance de puissance	287
L.5.1	Surveillance de la performance du dispositif de télédétection sur le site d'application	287
L.5.2	Identification du dysfonctionnement du dispositif de télédétection.....	287
L.5.3	Contrôle de cohérence de l'évaluation des incertitudes systématiques du dispositif de télédétection	287
L.5.4	Essai in situ du dispositif de télédétection.....	287
L.6	Autres exigences spécifiques à l'essai de performance de puissance	288
Annexe M (informative)	Normalisation des données de courbe de puissance selon l'intensité des turbulences.....	291
M.1	Généralités	291
M.2	Procédure de normalisation des turbulences	291
M.3	Détermination de la courbe de puissance en l'absence de turbulences	293
M.4	Ordre de la correction du cisaillement du vent (normalisation) et de la normalisation des turbulences.....	300
M.5	Incertitude de la normalisation des turbulences ou des courbes de puissance due aux effets des turbulences	300

Annexe N (informative) Procédure d'étalonnage de la soufflerie pour les capteurs de direction du vent	302
Annexe O (informative) Essai de performance de puissance dans un climat froid	303
O.1 Vue d'ensemble	303
O.2 Recommandations	303
O.2.1 Généralités	303
O.2.2 Anémomètres à ultrasons	303
O.2.3 Anémomètres à coupelles	303
O.3 Incertitudes	304
O.4 Rapports	304
Annexe P (informative) Procédure de normalisation du cisaillement du vent	305
P.1 Généralités	305
Annexe Q (informative) Définition de la vitesse du vent équivalente du rotor compte tenu de la déviation de la trajectoire du vent	307
Q.1 Vue d'ensemble	307
Q.2 Définition de la vitesse du vent équivalente du rotor compte tenu de la déviation de la trajectoire du vent	308
Q.3 Mesurage de la déviation de la trajectoire du vent	309
Q.4 Normalisation du cisaillement du vent et de la déviation de la trajectoire du vent combinés	309
Annexe R (informative) Considérations relatives aux incertitudes pour les essais sur plusieurs éoliennes	310
Annexe S (informative) Correction de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât pour les mâts en treillis	315
Bibliographie	316
Figure 1 – Exigences de distance entre le matériel de mesure du vent et les secteurs de mesure maximaux admis	182
Figure 2 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent appropriées pour le mesurage de la vitesse du vent équivalente du rotor	188
Figure 3 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent lorsqu'aucun mesurage de la vitesse du vent à une hauteur supérieure à celle du moyeu n'est disponible (uniquement pour la détermination de l'exposant de cisaillement du vent)	189
Figure 4 – Processus d'application des différentes normalisations	193
Figure 5 – Présentation d'un exemple de base de données: diagramme de dispersion de l'essai de performance de puissance échantillonné à 1 Hz (valeurs moyennes moyennées sur une période de 10 min)	205
Figure 6 – Présentation d'un exemple de courbe de puissance mesurée	205
Figure 7 – Présentation d'un exemple de courbe C_p	206
Figure H.1 – Définition de la hauteur du moyeu et de l'emplacement du mât météorologique pour les éoliennes à axe vertical	278
Figure L.1 – Exemple de plage d'emplacements admise du volume de mesure	289
Figure M.1 – Processus d'obtention d'une courbe de puissance pour une intensité des turbulences spécifique (I_{ref})	292
Figure M.2 – Processus d'obtention des paramètres de la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences à partir des données mesurées	294
Figure M.3 – Première approche pour la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences	295

Figure M.4 – Processus d'obtention de la courbe de puissance théorique en l'absence de turbulences à partir des données mesurées	297
Figure M.5 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la première approche (rouge)	298
Figure M.6 – Processus d'obtention de la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences à partir des données mesurées	299
Figure M.7 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences (noire)	299
Figure Q.1 – Profils de vent mesurés à l'aide d'un lidar sur un terrain plat	308
Tableau 1 – Vue d'ensemble des configurations de mesure du vent pour les mesurages de la courbe de puissance qui satisfont aux exigences du présent document	180
Tableau 2 – Configurations de mesure de la vitesse du vent (X indique une configuration admissible)	184
Tableau 3 – Exemple de calcul de REWS	195
Tableau 4 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée	207
Tableau 5 – Exemple de présentation d'une production annuelle d'énergie estimée	208
Tableau D.1 – Liste des composantes d'incertitude	212
Tableau E.1 – Incertitudes élargies	218
Tableau E.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B	219
Tableau E.3 – Exemples d'incertitudes-types dues au manque de mesurages du cisaillement du vent	244
Tableau E.4 – Exemples d'incertitudes-types dues au manque de mesurages de la déviation de la trajectoire du vent	246
Tableau E.5 – Contributions d'incertitude dues au fait que l'écoulement ascendant n'est pas connu	247
Tableau E.6 – Contributions d'incertitude dues au fait que l'intensité des turbulences n'est pas connue	248
Tableau E.7 – Hypothèses proposées pour les corrélations des incertitudes de mesure entre différentes hauteurs de mesure	257
Tableau E.8 – Hypothèses de corrélation proposées pour les incertitudes de mesure de la direction du vent relative à différentes hauteurs de mesure	263
Tableau E.9 – Incertitudes liées à la normalisation de la masse volumique de l'air	270
Tableau E.10 – Facteurs de sensibilité	271
Tableau E.11 – Incertitudes de catégorie B	273
Tableau H.1 – Réglages de la tension du banc de batteries	279
Tableau R.1 – Liste des composantes d'incertitude corrélées	311

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

**Partie 12-1: Mesurages de performance de puissance
des éoliennes de production d'électricité**

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. À 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 du présent document 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.

L'IEC 61400-12-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne. Il s'agit d'une Norme internationale.

La présente troisième édition de l'IEC 61400-12-1 fait partie d'une révision structurelle qui annule et remplace les normes de performance IEC 61400-12-1:2017 et IEC 61400-12-2:2013. Cette révision structurelle ne contient aucune modification technique par rapport à l'IEC 61400-12-1:2017 et l'IEC 61400-12-2:2013. Toutefois, les parties relatives aux mesurages du vent, au mesurage de l'étalonnage du site et à l'évaluation des obstacles et du terrain ont été extraites vers des normes distinctes.

Cette restructuration a pour objet de permettre, à l'avenir, une gestion et une révision plus efficaces des normes de performance de puissance en matière de temps et de coût, ainsi que de fournir une division plus logique des exigences de mesure du vent en une série de normes distinctes auxquelles d'autres normes de cas d'utilisation de la série IEC 61400 pourront faire

référence. Ces normes distinctes pourront ultérieurement être maintenues et élaborées par les experts appropriés.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
88/822/CDV	88/867/RVC

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

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/publications/.

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

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

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

INTRODUCTION

Le comité technique 88 a réalisé cette troisième édition pour réduire la complexité de l'édition précédente. Les procédures de mesure du vent ont été extraites de la norme de performance, avec la reconnaissance que les mesurages du vent ont besoin d'être référencés à partir d'autres normes, comme dans les mesurages d'évaluation de charges, de bruits et de ressources. Le comité technique 88 recommande que les normes restructurées remplacent progressivement les normes précédentes avant la rédaction de rapports du cycle de maintenance concernant les normes restructurées avec l'introduction de nouvelles exigences techniques. Il convient de proposer conjointement la révision des documents restructurés afin d'intégrer de telles modifications techniques, recommandations, clarifications et simplifications.

La série de normes IEC 61400-12 a pour objet de fournir une méthodologie uniforme qui assure la cohérence, l'exactitude et la reproductibilité du mesurage et de l'analyse de la performance de puissance des éoliennes. Le présent document a été établi en vue d'être appliqué par:

- a) les fabricants d'éoliennes dans le cadre de leurs efforts pour satisfaire à des exigences de performance de puissance bien définies et/ou à un système de déclaration éventuel;
- b) les acheteurs d'éoliennes lors de la spécification de telles exigences de performance;
- c) les opérateurs d'éoliennes qui peuvent devoir vérifier que les unités neuves ou remises en état satisfont aux spécifications de performance de puissance indiquées, voire exigées;
- d) les autorités d'urbanisme ou de régulation en matière d'éoliennes, qui ont besoin d'être en mesure de définir avec exactitude et de manière acceptable les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes au titre de la réglementation ou des exigences relatives aux autorisations applicables aux installations neuves ou modifiées.

Le présent document fournit des recommandations relatives au mesurage, à l'analyse et à la consignation des rapports d'essai de performance de puissance des éoliennes. Le présent document est utile aux parties impliquées dans la fabrication, l'installation, la planification et la délivrance de permis, le fonctionnement, l'exploitation et la réglementation des éoliennes. Il convient que toutes les parties appliquent les techniques de mesure et d'analyse techniquement exactes recommandées dans le présent document pour assurer le développement et le fonctionnement en continu des éoliennes dans un climat de communication cohérente et exacte vis-à-vis de la performance des éoliennes. Le présent document décrit les procédures de mesure et de rapport qui sont réputées donner des résultats exacts qui peuvent être reproduits par d'autres personnes. D'autre part, il convient que les utilisateurs du présent document soient informés des différences qui apparaissent en cas de variations importantes du cisaillement du vent et des turbulences. Par conséquent, il convient que les utilisateurs tiennent compte de l'influence de ces différences ainsi que des critères de choix des données par rapport à l'objectif de l'essai avant de procéder aux mesurages de performance de puissance.

Les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes sont déterminées par la courbe de puissance mesurée et la production annuelle d'énergie (AEP – *annual energy production*) estimée. La courbe de puissance mesurée, définie comme la relation entre la vitesse du vent et la puissance de sortie de l'éolienne, est déterminée par compilation des mesurages simultanés des variables météorologiques (notamment la vitesse du vent), ainsi que des signaux d'éoliennes (notamment la puissance de sortie) sur le site d'essai pendant une période suffisamment longue pour constituer une base de données statistiquement significative sur une plage donnée de vitesses du vent et dans des conditions de vent et des conditions atmosphériques variables. La production annuelle d'énergie (AEP) est calculée par application de la courbe de puissance mesurée aux distributions de fréquence de vitesses du vent de référence, en prenant pour hypothèse une disponibilité de 100 %.

Le mesurage de la vitesse du vent constitue un élément fondamental des essais de performance de puissance. Pour mesurer le vent, le présent document spécifie l'utilisation d'anémomètres à coupelles, d'anémomètres à ultrasons ou de dispositifs de télédétection (RSD – *remote sensing device*) utilisés en conjonction avec des anémomètres. Même si les procédures appropriées sont appliquées pour l'étalonnage, la validation et la classification, la nature même du principe de mesure de ces dispositifs peut potentiellement altérer leur

fonctionnement. Ces instruments sont résistants et ont été jugés appropriés pour ce type d'essai, à ceci près que certains d'entre eux sont limités à des classes spécifiques de terrains.

Compte tenu du fait que la taille des éoliennes ne cesse d'augmenter, la vitesse du vent mesurée à une même hauteur est de moins en moins susceptible de représenter avec exactitude la vitesse du vent qui traverse le rotor de l'éolienne dans son ensemble. Par conséquent, le présent document introduit une définition supplémentaire de la vitesse du vent. Auparavant, la vitesse du vent était mesurée à la hauteur du moyeu seulement. À présent, cette caractéristique peut être complétée par la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS – *rotor equivalent wind speed*), déterminée par une combinaison arithmétique de mesurages simultanés de la vitesse du vent à différentes hauteurs comprises entre l'extrémité inférieure et l'extrémité supérieure du rotor, couvrant ainsi la totalité du diamètre du rotor. Les courbes de puissance définies par la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et par la REWS ne sont pas identiques. En effet, les distributions des vitesses du vent définies par la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et par la REWS ne sont pas non plus les mêmes de sorte que la production annuelle d'énergie (AEP) est définie par la combinaison d'une courbe de puissance mesurée et d'une distribution des vitesses du vent, les deux reposant sur la même définition de la vitesse du vent.

Les exigences techniques contenues dans le présent document ont été extraites de l'IEC 61400-12-1:2017 et sont identiques à celles de ladite norme. Les corrigenda IEC 61400-12-1:2017/Cor.1:2019, IEC 61400-12-1:2017/Cor.2:2020 and IEC 61400-12-1:2017/Cor.3:2021 ont été intégrés dans le présent document. Les Équations (E.8), (E.44) et (E.17), de manière spécifique, ont fait l'objet de corrections techniques. Une autre correction technique a été appliquée à l'Équation (E.45) pour corriger les unités incompatibles qui figurent dans les composantes de la sommation. Se reporter à l'IEC 61400-12:2022 pour une vue d'ensemble de la restructuration de la série IEC 61400-12 et des relations entre les différentes parties de la norme.

Les procédures d'étalonnage, de classification et d'évaluation de l'incertitude des anémomètres à coupelles et des anémomètres à ultrasons sont données dans l'IEC 61400-50-1. Les procédures d'étalonnage, de classification et d'évaluation de l'incertitude des dispositifs de télédétection sont données dans l'IEC 61400-50-2. Il convient de porter une attention particulière au choix des instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent, car ce choix peut avoir une influence sur le résultat de l'essai.

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 12-1: Mesurages de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 spécifie une procédure de mesure des caractéristiques de performance de puissance d'une éolienne simple et s'applique aux essais d'éoliennes, de tous types et de toutes tailles, raccordées au réseau électrique. En outre, le présent document définit une procédure à utiliser pour déterminer les caractéristiques de performance de puissance des petits aérogénérateurs (comme cela est défini dans l'IEC 61400-2) raccordés soit au réseau électrique, soit à un banc de batteries. La procédure peut être utilisée pour évaluer la performance d'éoliennes spécifiques sur des sites spécifiques, mais la méthodologie peut également être utilisée pour procéder à des comparaisons génériques entre différents modèles d'éoliennes ou différents réglages d'éoliennes lorsque les influences des conditions spécifiques au site et du filtrage de données sont étudiées.

L'Annexe R présente, à titre informatif, les considérations qui peuvent être pertinentes pour l'évaluation de l'incertitude des essais de performance de puissance sur plusieurs éoliennes.

Le présent document définit une méthodologie de mesure qui exige que les valeurs de la courbe de puissance mesurée et de la production d'énergie déduite soient complétées par une évaluation des sources d'incertitude et de leurs effets associés. Les sources d'incertitude des mesurages du vent sont évaluées à partir des procédures décrites dans les normes appropriées de matériel de mesure du vent, tandis que les procédures spécifiées dans le présent document évaluent l'incertitude de la courbe de puissance et de la production annuelle d'énergie.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60688, *Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives ou continues en signaux analogiques ou numériques*

IEC 61400-2, *Éoliennes – Partie 2: Petits aérogénérateurs*

IEC 61400-12-2, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle*

IEC 61400-12-3, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-3: Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le mesurage*

IEC 61400-12-5, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-5: Performance de puissance – Évaluation des obstacles et du terrain*

IEC 61400-50-1, *Wind energy generation systems – Part 50-1: Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments* (disponible en anglais seulement)

IEC 61400-50-2, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 50-2: Mesurages du vent – Application de la technologie de télédétection montée au sol*

IEC 61869-1, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Exigences générales*

IEC 61869-2, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant*

IEC 61869-3, *Transformateurs de mesure – Partie 3: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs inductifs de tension*

ISO 2533, *Atmosphère Type*

Guide ISO/IEC 98-3:2008, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

exactitude

étroitesse de l'accord entre le résultat de mesure et une valeur vraie du mesurande

3.2

production annuelle d'énergie

AEP

estimation de la production totale annuelle d'énergie d'une éolienne en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions de fréquence de vitesses du vent de référence à la hauteur du moyeu, en prenant pour hypothèse une disponibilité de 100 %

Note 1 à l'article: L'abréviation "AEP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "annual energy production".

3.3

stabilité atmosphérique

mesure de la tendance du vent à stimuler ou inhiber le brassage vertical

Note 1 à l'article: Une atmosphère stable est caractérisée par un gradient de température élevé avec l'altitude, un fort cisaillement du vent, une éventuelle déviation de la trajectoire du vent et de faibles turbulences par rapport aux conditions instables. Une atmosphère neutre et instable se traduit généralement par de plus faibles gradients de température et un faible cisaillement du vent.

3.4

terrain complexe

terrain qui entoure le site d'essai et qui présente des variations topographiques notables et des obstacles (3.18) qui peuvent entraîner une distorsion de l'écoulement de l'air

3.5

vitesse de démarrage

vitesse du vent la plus basse à laquelle une éolienne commence à produire de la puissance

3.6**vitesse de coupure**

vitesse à laquelle une éolienne est coupée du réseau électrique en raison d'une vitesse élevée du vent

3.7**ensemble de données**

collection de données échantillonnées sur une période continue

3.8**courbe de puissance extrapolée**

prolongement de la courbe de puissance mesurée par une estimation de la production de puissance entre la vitesse maximale du vent mesurée et la vitesse de coupure

3.9**distorsion de l'écoulement**

changement dans l'écoulement de l'air causé par des obstacles, des variations topographiques ou par d'autres éoliennes, qui se traduit par un écart entre la vitesse du vent à l'emplacement de mesure et la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne

3.10**hauteur du moyeu**

<d'une éolienne> hauteur du centre de la surface balayée par le rotor de l'éolienne par rapport au sol au niveau du mât

Note 1 à l'article: Pour une éolienne à axe vertical, la hauteur du moyeu est définie comme la hauteur du centroïde de la surface balayée par le rotor par rapport au sol au niveau du mât.

3.11**puissance maximale**

P_{60}

puissance de sortie maximale moyennée sur 1 min qu'une petite éolienne produit dans des conditions de fonctionnement normal en régime établi

Note 1 à l'article: La crête de puissance de sortie instantanée peut être plus élevée que la puissance maximale.

Note 2 à l'article: Cette définition s'applique uniquement aux petites éoliennes comme celles auxquelles l'Annexe H fait référence.

3.12**courbe de puissance mesurée**

tableau et graphique qui représentent la puissance de sortie nette d'une éolienne mesurée, corrigée et normalisée, en fonction de la vitesse du vent mesurée selon une procédure de mesure bien définie

3.13**période de mesure**

période pendant laquelle une base de données statistiquement significative a été collectée pour l'essai de performance de puissance

3.14**secteur de mesure**

secteur des directions du vent à partir duquel les données sont choisies pour la courbe de puissance mesurée

3.15**méthode des tranches**

procédure de réduction des données selon laquelle les données d'essai pour un paramètre donné sont groupées en intervalles (tranches)

Note 1 à l'article: La méthode des tranches est normalement utilisée pour les tranches de vitesse du vent, mais elle est aussi applicable à d'autres paramètres.

Note 2 à l'article: Pour chaque tranche, le nombre d'ensembles de données ou d'échantillons et leur somme sont enregistrés, et la valeur moyenne du paramètre à l'intérieur de chaque tranche est calculée.

3.16

puissance électrique active nette

mesure de la puissance de sortie électrique de l'éolienne fournie au réseau électrique

3.17

maintenance normale

intervention effectuée selon un programme défini de maintenance régulière, indépendamment de tout essai de performance de puissance, par exemple une vidange, un lavage des pales (s'il est nécessaire, indépendamment de l'essai de performance de puissance) et toute intervention qui ne relève pas du programme de maintenance régulière (par exemple, la réparation d'un composant défectueux) et qui ne constitue pas une modification de configuration de la machine

3.18

obstacle

objet qui fait obstacle au vent et qui crée une distorsion de l'écoulement

Note 1 à l'article: Les bâtiments et les arbres sont des exemples d'obstacles.

3.19

angle de pas

angle entre la corde à un endroit défini du rayon de la pale (habituellement à 100 % du rayon de la pale) et le plan de rotation du rotor

3.20

coefficient de puissance

rapport de la puissance de sortie électrique nette d'une éolienne, à la puissance disponible dans le vent en écoulement libre sur la surface balayée par le rotor

3.21

performance de puissance

mesure de l'aptitude d'une éolienne à produire de la puissance et de l'énergie électriques

3.22

puissance assignée

quantité de puissance assignée, généralement par un fabricant, pour une condition de fonctionnement spécifiée d'un composant, d'un dispositif ou d'un matériel

3.23

puissance de référence

niveau de puissance moyenné sur la tranche de vitesse du vent de 11 m/s

Note 1 à l'article: Cette définition s'applique uniquement aux petites éoliennes comme celles auxquelles l'Annexe H fait référence.

3.24

vitesse du vent équivalente du rotor

vitesse du vent qui correspond au flux d'énergie cinétique traversant la surface balayée par le rotor en tenant compte de la variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur

VOIR: Équation (5)

3.25

maintenance spéciale

intervention qui ne relève pas du programme de maintenance régulière et qui ne constitue pas une modification de configuration de la machine, c'est-à-dire toute intervention effectuée dans

le but d'améliorer la performance de puissance au cours d'une période d'essai, par exemple un lavage des pales non programmé ou le remplacement de tout composant essentiel

3.26

incertitude-type

incertitude du résultat de mesure exprimée sous la forme d'un écart-type

3.27

surface balayée

<pour une éolienne à axe horizontal> surface projetée par le rotor mobile sur un plan perpendiculaire à l'axe de rotation

Note 1 à l'article: Pour les rotors à balancier, il convient de prendre pour hypothèse que le rotor reste perpendiculaire par rapport à l'arbre primaire. Pour une éolienne à axe vertical, la surface balayée est la surface projetée par le rotor mobile sur un plan vertical.

3.28

site d'essai

emplacement de l'éolienne en essai et ses environs

3.29

incertitude de mesure

paramètre, associé au résultat de mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui peuvent raisonnablement être attribuées au mesurande

3.30

matériel de mesure du vent

instruments montés sur le mât météorologique ou dispositif de télédétection

3.31

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur sur le rotor de l'éolienne

3.32

exposant de cisaillement du vent

α

exposant de la loi de puissance qui définit la variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur

Note 1 à l'article: Ce paramètre est utilisé comme mesure de l'amplitude du cisaillement du vent pour l'étalonnage du site de l'Annexe C et peut être utile à d'autres égards. L'équation exponentielle est la suivante

$$v_{zi} = v_h \left(\frac{z_i}{H} \right)^\alpha \quad (1)$$

où

v_h est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu;

H est la hauteur du moyeu (m);

v_{zi} est la vitesse du vent à la hauteur z_i ;

α est l'exposant de cisaillement du vent.

3.33

déviatio

variation de la direction du vent en fonction de la hauteur sur le rotor de l'éolienne

4 Symboles, unités et termes abrégés

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
A	surface balayée par le rotor de l'éolienne	[m ²]
A_i	surface du i^{e} segment du rotor de l'éolienne	[m ²]
A_w	facteur d'échelle de Weibull	[m/s]
AEP	annual energy production (production annuelle d'énergie)	[Wh]
B	pression atmosphérique	[Pa]
$B_{10\text{min}}$	pression atmosphérique mesurée, moyennée sur une période de 10 min	[Pa]
C_p	coefficient de puissance constante réputé	
$C_{p,i}$	coefficient de puissance dans la tranche i	
$C_{p,\text{max}}$	coefficient de puissance maximale	
c	facteur de sensibilité d'un paramètre (dérivée partielle)	
$c_{B,i}$	facteur de sensibilité de la pression atmosphérique dans la tranche i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	facteur de sensibilité du système d'acquisition de données dans la tranche i	
$c_{k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i	
$c_{l,i}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche i	
$c_{l,j}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j	
$c_{m,i}$	facteur de sensibilité de v_{eq} sur la vitesse du vent à la hauteur m dans la tranche de vitesse du vent i	
$c_{n,i}$	facteur de sensibilité de v_{eq} sur la vitesse du vent à la hauteur n dans la tranche de vitesse du vent i	
$c_{RH,i}$	facteur de sensibilité de l'humidité relative dans la tranche i	
$c_{T,i}$	facteur de sensibilité de la température de l'air dans la tranche i	[W/K]
$c_{V,i}$	facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i	[Ws/m]
$c_{\rho,i}$	facteur de sensibilité de la correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	[Wm ³ /kg]
D	diamètre du rotor	[m]
D_e	diamètre équivalent du rotor	[m]
D_n	diamètre du rotor de l'éolienne voisine en fonctionnement	[m]
d	diamètre du mât météorologique	[m]
$F(V)$	fonction de loi de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent	
f_i	occurrence relative de la vitesse du vent dans un intervalle de vitesse du vent i	
f_r	facteur de correction du cisaillement du vent calculé en 9.1.3.3	
$f_{r,\text{MM}}$	facteur de correction du cisaillement du vent, mesuré à l'aide d'instruments montés sur le mât météorologique	
$f_{r,\text{RSD}}$	facteur de correction du cisaillement du vent, mesuré à l'aide d'un dispositif de télédétection	
$f_{r,X,i}$	facteur de correction du cisaillement du vent dans la tranche de vitesse du vent i	
$f(v)$	distribution des vitesses du vent sur une période de 10 min	
H	hauteur du moyeu d'une éolienne	[m]
h	hauteur de l'obstacle	[m]
I_{ref}	intensité des turbulences de référence (Annexe M)	
i	tranche de vitesse du vent qui fait référence au moyennage de tranche de la courbe de puissance	

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
k	numéro de classe	
k	facteur de forme de Weibull	
L	distance entre l'éolienne et le matériel de mesure du vent	
L_e	distance entre l'éolienne ou le matériel de mesure du vent et un obstacle	[m]
L_n	distance entre l'éolienne ou le matériel de mesure du vent et une éolienne voisine en fonctionnement	[m]
M	nombre de composantes d'incertitude dans chaque tranche	
M_A	nombre de composantes d'incertitude de catégorie A	
M_B	nombre de composantes d'incertitude de catégorie B	
N	nombre de tranches	
N_h	nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$	[h]
N_i	nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i de vitesse du vent	
n	nombre de hauteurs de mesure disponibles ($n \geq 3$)	
n_h	nombre de hauteurs de mesure disponibles	
P_o	porosité d'un obstacle (0: solide, 1: aucun obstacle)	
P_i	puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i	[W]
$P_{I=0}(v)$	courbe de puissance en l'absence de turbulences	
P_{kin}	énergie cinétique du vent au sein de la plage de hauteurs du rotor	
P_n	puissance de sortie normalisée	
$P_{n,i,j}$	puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i	[W]
P_{rated}	puissance assignée	
$P_{sim}(v)$	moyenne simulée sur 10 min de la puissance de sortie mesurée	
P_w	pression de vapeur	[Pa]
P_{10min}	puissance mesurée, moyennée sur une période de 10 min	[W]
P_{60}	puissance de sortie maximale moyennée sur 1 min	
$\overline{P(v)}$	moyenne sur 10 min de la puissance de sortie mesurée	
$\overline{P_{sim,I}(v)}$	moyenne simulée sur 10 min de la puissance de sortie mesurée conformément à la condition a) ci-dessus: Équation (M.1) appliquée pour la distribution des vitesses du vent mesurées	
$\overline{P_{sim,I_{ref}}(v)}$	moyenne simulée sur 10 min de la puissance de sortie mesurée conformément à la condition b) ci-dessus: Équation (M.1) appliquée pour la vitesse du vent moyenne mesurée et pour l'intensité des turbulences de référence I_{ref} avec pour hypothèse une distribution gaussienne des vitesses du vent.	
R	rayon du rotor	[m]
R_0	constante des gaz pour l'air sec (287,05)	[J/kgK]
R_d	distance jusqu'au centre du mât météorologique	[m]
REWS	rotor equivalent wind speed (vitesse du vent équivalente du rotor)	
R_w	constante des gaz pour la vapeur d'eau (461,5)	[J/kgK]
RSD	remote sensing device (dispositif de télédétection)	
r	coefficient de corrélation	
s	composante d'incertitude-type de catégorie A	
$s_{k,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la composante k dans la tranche i	
s_i	incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i	

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
$s_{P,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i	[W]
s_{sc}	incertitude-type de catégorie A sur l'étalonnage du site	[m/s]
$s_{sc,i}$	incertitude-type de catégorie A sur l'étalonnage du site dans la tranche i	
T	température absolue	[K]
T_i	température moyenne dans la tranche i	
T_{10min}	température absolue de l'air mesurée, moyennée sur une période de 10 min	[K]
t	temps	[s]
U	vitesse du vent	[m/s]
U_i	vitesse du vent dans la tranche i	[m/s]
u	composante d'incertitude-type de catégorie B	
u_{AEP}	incertitude-type composée sur la production d'énergie annuelle estimée	[Wh]
$u_{AD,i}$	incertitude relative à la masse volumique de l'air dans la tranche i	
$u_{AD,method,i}$	incertitude relative de correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	
$u_{B,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la pression atmosphérique dans la tranche i	[Pa]
$u_{B,cal,i}$	incertitude relative à l'étalonnage du capteur de pression dans la tranche i	[Pa]
$u_{B,mnt,i}$	incertitude relative au montage du capteur de pression dans la tranche i	[Pa]
$u_{c,i}$	incertitude-type composée sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{d,i}$	incertitude-type du système d'acquisition de données concernant la plage complète d'un canal de mesure donné dans la tranche i	
$u_{d,SA,i}$	incertitude due à l'exactitude du système dans la tranche i	
$u_{d,SC,i}$	incertitude due au conditionnement des signaux dans la tranche i	
$u_{d,ST,i}$	incertitude due à la transmission du signal dans la tranche i	
$u_{d,VT,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données des signaux des capteurs de la vitesse du vent dans la tranche i conformément à l'IEC 61400-50-1	
$u_{dVS,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal de vitesse du vent dans la tranche i	
$u_{dB,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de pression dans la tranche i	[Pa]
$u_{dP,i}$	composante d'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de puissance dans la tranche i	
$u_{dRH,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur d'humidité dans la tranche i	[%]
$u_{dT,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de température dans la tranche i	[°C]
$u_{dWV,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de direction du vent (girouette ou anémomètre à ultrasons) dans la tranche i	
$u_{dWR,i}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de direction du vent (dispositif de télédétection) dans la tranche i	
u_i	incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i	
$u_{f_{r,X},i}$	incertitude-type de $f_{r,X,i}$ dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{k,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la composante k dans la tranche i	
$u_{l,i}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche i	
$u_{l,j}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche j	
$u_{M,i}$	incertitude relative à la méthodologie appliquée dans la tranche i	

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
$u_{M,cc,i}$	incertitude relative au mesurage dans un climat froid dans la tranche i	
$u_{M,shear,i}$	incertitude relative aux informations de cisaillement manquantes sur l'ensemble du rotor dans la tranche i	
$u_{M,sfx,i}$	incertitude relative aux variations saisonnières non quantifiables sur l'éolienne dans la tranche i	
$u_{M,ti,i}$	incertitude relative aux informations de turbulences manquantes lorsqu'aucun signal de vitesse du vent du mât météorologique à la hauteur du moyeu n'est disponible dans la tranche i	
$u_{M,tinorm,i}$	incertitude relative à la normalisation des turbulences dans la tranche i	
$u_{M,upflow,i}$	incertitude relative aux informations d'écoulement ascendant manquantes sur l'ensemble du rotor dans la tranche i	
$u_{M,veer,i}$	incertitude relative aux informations de déviation de la trajectoire du vent manquantes sur l'ensemble du rotor dans la tranche i	
$u_{P,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{P,CT,i}$	composante d'incertitude due au transformateur de courant dans la tranche i	
$u_{P,PT,i}$	composante d'incertitude due au transducteur de puissance dans la tranche i	
$u_{P,VT,i}$	composante d'incertitude due au transformateur de tension dans la tranche i	
$u_{REWS,i}$	incertitude sur la vitesse du vent équivalente du rotor dans la tranche i	
$u_{REWS.shear,i}$	incertitude sur la vitesse du vent équivalente du rotor en fonction des multiples mesurages de vitesse du vent sur lesquels est fondée la REWS dans la tranche i	
$u_{REWS.veer,i}$	incertitude relative à l'influence de la déviation de la trajectoire sur la REWS dans la tranche i	
$u_{RH,i}$	incertitude-type de catégorie B sur l'humidité relative dans la tranche i	
$u_{RH,cal,i}$	incertitude relative à l'étalonnage du capteur d'humidité dans la tranche i	[%]
$u_{RH,mnt,i}$	incertitude relative au montage du capteur d'humidité dans la tranche i	[%]
$u_{T,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la température de l'air dans la tranche i	[K]
$u_{T,cal,i}$	composante d'incertitude du capteur de température dans la tranche i	[°C]
$u_{T,mnt,i}$	incertitude relative au montage du capteur de température dans la tranche i	[°C]
$u_{T,shield,i}$	incertitude relative à la protection contre le rayonnement du capteur de température dans la tranche i	[°C]
$u_{V,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la vitesse du vent dans la tranche i	[m/s]
$u_{v_{h,i}}$	incertitude-type de $v_{h,i}$ dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{v_{eq}^{final,i}}$	incertitude-type de la REWS finale dans la tranche i	
$u_{v_{eq}^{k,i}}$	sous-composante de l'incertitude-type k de v_{eq} dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{v_{eq}^{l,i}}$	sous-composante de l'incertitude-type l de v_{eq} dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{v_{eq}^{X,i}}$	incertitude-type de $v_{eq,X,i}$ dans la tranche i	
$u_{v_{eq}^{X,k,i}}$	composante d'incertitude-type k de la REWS mesurée par le dispositif de télédétection dans la tranche i , à des fins d'analyse conformément à l'Équation (E.32)	
$u_{VHW,i}$	incertitude relative au matériel utilisé et égale à $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ ou $u_{REWS,i}$ dans la tranche i	
$u_{v_{h,X,i}}$	incertitude-type de $v_{h,X,i}$ dans la tranche i	

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
$u_{v_{h,k,i}}$	composante d'incertitude-type k de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu mesurée par le dispositif de télédétection dans la tranche i	
$u_{v_{M,i}}$	incertitude relative à la méthode appliquée dans la tranche i	
$u_{v_{m,k,i}}$	sous-composante de l'incertitude-type k de mesure de la vitesse du vent à la hauteur m dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{v_{n,k,i}}$	sous-composante de l'incertitude-type k de mesure de la vitesse du vent à la hauteur n dans la tranche de vitesse du vent i	
$u_{VR,i}$	incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent par un RSD	
$u_{VR,class}$	incertitude relative à la classification du RSD dans la tranche i	
$u_{VR,class,i}$	incertitude relative à la classification du dispositif de télédétection, conformément à l'IEC 61400-50-2	
$u_{VR,flow,i}$	incertitude relative à la variation de l'écoulement sur le volume de mesure du RSD dans la tranche i	
$u_{VR,isc,i}$	incertitude relative à l'essai in situ dans la tranche i	
$u_{VR,mnt,i}$	incertitude relative au montage du RSD dans la tranche i	
$u_{VR,mon,i}$	incertitude relative à la surveillance du RSD dans la tranche i	
$u_{VR,ver,i}$	incertitude relative à l'essai de vérification dans la tranche i	
$u_{VREWS,i}$	incertitude sur la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS) dans la tranche i	
$u_{VREWS,shear,i}$	incertitude due à l'influence sur la REWS du mesurage du cisaillement sur la surface du rotor dans la tranche i	
$u_{VREWS,veer,i}$	incertitude relative à la classification du RSD dans la tranche i	
u_{VS}	incertitude relative à la vitesse du vent (coupelle ou ultrasons)	
$u_{VS,class,i}$	incertitude relative à la classification des capteurs dans la tranche i	
$u_{VS,igt,i}$	incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au paratonnerre dans la tranche i	
$u_{VS,mnt,i}$	incertitude relative au montage des capteurs dans la tranche i	
$u_{VS,postcal,i}$	incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au terrain dans la tranche i	
$u_{VS,precal,i}$	incertitude relative au matériel utilisé et égale à $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ ou $u_{REWS,i}$ dans la tranche i	
$u_{VT,i}$	incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au terrain dans la tranche i	
$u_{VT,class,i}$	incertitude relative à la classification des capteurs pour l'étalonnage du site, conformément à l'IEC 61400-50-1	
$u_{VT,coc,i}$	incertitude relative à l'étalonnage des capteurs conformément à l'IEC 61400-12-3 avant l'essai	
$u_{VT,coc,i,j}$	incertitude relative à la variation de la valeur de correction entre les tranches	
$u_{VT,igt,i}$	incertitude relative à un éventuel paratonnerre monté en tête de mât dans la tranche i	
$u_{VT,mnt,i}$	incertitude relative au montage des capteurs dans la tranche i	
$u_{VT,precal,i}$	incertitude relative à l'étalonnage des capteurs avant l'essai dans la tranche i	
$u_{VT,postcal,i}$	incertitude relative à l'étalonnage in situ (Annexe K) et/ou à l'étalonnage postérieur du capteur (IEC 61400-50-1) pendant et/ou après l'étalonnage du site dans la tranche i	
$u_{VT,rmv,i}$	incertitude relative à l'enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance dans la tranche i	
$u_{VT,sv,i}$	incertitude relative à la variation saisonnière entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance dans la tranche i	

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
$u_{v,X,k,i}$	incertitude-type de la composante k de $v_{h,X,i}$ ou de $v_{eq,X,i}$ dans la tranche i	
$u_{WR,i}$	incertitude relative à la direction du vent mesurée au moyen d'un dispositif de télédétection dans la tranche i	
$u_{WR,align,i}$	incertitude relative à l'alignement du RSD dans la tranche i	
$u_{WR,fv,i}$	incertitude relative à la variation de l'écoulement sur différents volumes de sonde dans la tranche i	
$u_{WR,class,i}$	incertitude relative à la classification du RSD dans la tranche i	
$u_{WR,mda,i}$	incertitude relative à l'angle de déclinaison magnétique dans la tranche i	
$u_{WR,mon,i}$	incertitude relative à la surveillance in situ du signal à partir de la surveillance de la direction du vent par le RSD dans la tranche i	
$u_{WR,ver,i}$	incertitude relative à l'essai de vérification du RSD dans la tranche i	
$u_{WV,i}$	incertitude relative à la direction du vent mesurée par un capteur de direction du vent monté sur un mât (girouette ou anémomètre à ultrasons) dans la tranche i	
$u_{WV,bo,i}$	incertitude relative à l'orientation de la flèche sur laquelle le capteur de direction du vent est monté dans la tranche i	
$u_{WV,cal,i}$	incertitude relative à l'étalonnage du capteur de direction du vent dans la tranche i	
$u_{WV,mda,i}$	incertitude relative à l'angle de déclinaison magnétique dans la tranche i	
$u_{WV,nm,i}$	incertitude relative à l'indicateur du nord du capteur de direction du vent dans la tranche i	
$u_{WV,oe,i}$	incertitude relative à l'influence du mât sur la direction du vent en écoulement libre au point de mesure dans la tranche i	
V	vitesse du vent	[m/s]
V_{ave}	moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
V_i	vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i	[m/s]
V_{eq}	vitesse du vent équivalente mesurée	
V_n	vitesse du vent normalisée	[m/s]
V_{10min}	vitesse du vent mesurée, moyennée sur une période de 10 min	[m/s]
v	composante transversale de la vitesse du vent	[m/s]
$\bar{v}$	vitesse moyenne de l'écoulement d'air	[m/s]
v_{eq}	vitesse du vent équivalente mesurée	[m/s]
$v_{eq,final}$	vitesse finale du vent équivalente du rotor	[m/s]
$v_{eq,i}$	vitesse du vent équivalente dans la tranche i	
$v_{eq,MM}$	vitesse du vent équivalente fondée sur les mesurages à l'aide d'un mât météorologique	[m/s]
$v_{eq,RSD}$	vitesse du vent équivalente fondée sur les mesurages à l'aide d'un dispositif de télédétection	[m/s]
$v_{eq,X,i}$	vitesse du vent équivalente du rotor mesurée par le dispositif de télédétection dans la tranche i	
v_h	vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
$v_{h,i}$	vitesse du vent à la hauteur du moyeu dans la tranche i	
$v_{h,i}$	vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu par l'anémomètre à coupelles ou à ultrasons dans la tranche i	
$v_{h,MM}$	vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu à l'aide d'un mât météorologique	[m/s]
v_{hn}	vitesse du vent normalisée mesurée à la hauteur du moyeu pour un profil spécifique de cisaillement du vent	[m/s]

Symbole ou terme abrégé	Description	Unité
$v_{h,RSD}$	vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu à l'aide du dispositif de télédétection	[m/s]
$v_{h,X,i}$	vitesse du vent mesurée à l'aide du dispositif de télédétection dans la tranche i	
v_i	vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu dans la tranche i	[m/s]
$v_{m,i}$	vitesse du vent à la hauteur m dans la tranche de vitesse du vent i	
v_{rated}	vitesse du vent assignée	
v_{zi}	vitesse du vent mesurée à la hauteur z_i	[m/s]
WME	wind measurement equipment (matériel de mesure du vent)	
w	composante verticale de la vitesse du vent	[m/s]
w_i	fonction de pondération pour la détermination de l'enveloppe des écarts	
z	hauteur au-dessus du sol	[m]
z_i	hauteur du i^e segment du rotor de l'éolienne	[m]
z_m	mesurages de la vitesse du vent à des hauteurs de mesure successives	[m]
α	exposant de cisaillement du vent calculé à l'aide de la loi exponentielle	[°]
κ	constante de von Karman, 0,4	
ρ	masse volumique de l'air	[kg/m ³]
ρ_i	masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i	
$\rho_{k,l,i}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k aux hauteurs m et n dans la tranche de vitesse du vent i	
$\rho_{k,l,i,j}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j	
$\rho_{m,n,k,i}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k aux hauteurs m et n dans la tranche de vitesse du vent i	
$\rho_{u_{v_{eq}}, u_{h,X}, i}$	coefficient de corrélation entre les composantes d'incertitude $u_{v_{eq},X,i}$ et $u_{h,X,i}$ dans la tranche i	
$\rho_{u_{v_{eq},X}, u_{h,X}, k,i}$	coefficient de corrélation entre les composantes d'incertitude-type $u_{v_{eq},X,k,i}$ et $u_{h,X,k,i}$ dans la tranche i	
ρ_0	masse volumique de l'air de référence	[kg/m ³]
ρ_{10min}	masse volumique de l'air déduite moyennée sur une période de 10 min	[kg/m ³]
σ	incertitude-type	
$\sigma_{P,i}$	écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i	[W]
σ_{10min}	écart-type du paramètre moyenné sur une période de 10 min	
Φ	humidité relative (plage de 0 % à 100 %)	
Φ_i	humidité relative moyenne (plage de 0 % à 100 %) dans la tranche i	
$\Phi_{m,i}$	direction du vent à la m^e hauteur par rapport à la direction du vent à la hauteur du moyeu dans la tranche de vitesse du vent i	
φ_i	différence d'angle entre la direction du vent à la hauteur du moyeu et le segment i	

5 Vue d'ensemble de la méthode de performance de puissance

Le cisaillement du vent et la déviation de la trajectoire du vent peuvent varier de manière considérable sur la hauteur du rotor des grandes éoliennes dans des conditions de stabilité atmosphérique, mais également en fonction de la topographie du site. L'occurrence de

conditions extrêmes de stabilité atmosphérique est une problématique spécifique au site. Lorsque ces conditions surviennent lors d'un essai de performance de puissance, la courbe de puissance peut varier de manière significative.

La méthode de mesure de performance de puissance utilisée dans le présent document s'appuie sur une définition de la courbe de puissance qui exprime la puissance produite par rapport à la vitesse du vent, et qui représente le flux d'énergie cinétique effectif dans l'écoulement du vent sur la surface balayée par le rotor.

Le flux d'énergie cinétique (à un instant donné ou sur une période donnée, habituellement 10 min, en prenant pour hypothèse que la vitesse du vent ne varie pas pendant cette période sur la surface balayée verticale) est généralement exprimé par l'équation suivante:

$$R_{\text{kin}} = \int_A \frac{1}{2} \rho V^3 dA \quad (2)$$

NOTE 1 Lorsque la vitesse du vent varie (c'est-à-dire si l'intensité des turbulences est supérieure à 0) pendant une période donnée, alors la puissance cinétique (moyennée sur la période donnée) est plus élevée que lorsque la vitesse du vent est constante; or une éolienne ne dispose que d'une capacité limitée à transformer cette énergie cinétique supplémentaire en puissance électrique supplémentaire. Le présent document ne traite pas cette question de manière approfondie. Pour des raisons de simplification, les Équations (2), (3), (4) sont réputées valides, même si l'intensité des turbulences est supérieure à 0. L'impact des variations de la vitesse du vent sur la puissance cinétique moyennée dans le temps et l'impact associé sur la courbe de puissance de l'éolienne sont traités par la procédure de normalisation des turbulences donnée à l'Annexe M.

Dans le cas présent, la vitesse du vent V , mesurée en un point donné dans l'espace sur la surface du rotor, correspond à la vitesse horizontale du vent.

NOTE 2 La puissance de l'éolienne semble concorder davantage avec la définition de la vitesse horizontale du vent qu'avec la définition d'une vitesse vectorielle du vent pour un mesurage de la vitesse du vent en un point donné à la hauteur du moyeu.

La vitesse horizontale du vent est définie comme l'amplitude moyenne de la composante horizontale de la vitesse vectorielle instantanée du vent, qui inclut uniquement les composantes de turbulences longitudinale et latérale (mais pas la composante verticale). Dans le cas d'une éolienne à axe horizontal, la déviation de la trajectoire du vent est également prise en compte et l'énergie cinétique du vent est corrigée en fonction de la direction du vent à la hauteur du moyeu:

$$R_{\text{kin}} = \int_A \frac{1}{2} \rho (V \cos(\varphi - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA \quad (3)$$

Dans le cas présent, φ_{hub} est la direction du vent à la hauteur du moyeu. La déviation de la trajectoire du vent peut varier de manière considérable sur la hauteur du rotor des grandes éoliennes dans des conditions extrêmes de stabilité atmosphérique, mais également en fonction de la topographie du site.

Dans le présent document, le cisaillement du vent et la déviation de la trajectoire du vent ne sont pas étudiés dans le plan horizontal. Par conséquent, la vitesse du vent équivalente de l'énergie, qui correspond à l'énergie cinétique du vent déduite par l'Équation (3), est généralement exprimée par l'équation suivante:

$$V_{\text{eq}} = \left(\frac{1}{A} \int_i (V_i \cos(\varphi_i - \varphi_{\text{hub}}))^3 dA_i \right)^{1/3} \quad (4)$$

Dans le cas présent, l'indice i se réfère à la hauteur au sein de la surface du rotor.

NOTE 3 Cependant, lorsque la vitesse du vent est mentionnée dans le présent document, il s'agit par défaut de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, sauf spécification indiquant qu'il s'agit de la vitesse du vent équivalente de l'énergie.

Bien que la vitesse horizontale du vent soit considérée comme le paramètre de vitesse du vent d'influence, sur les sites qui présentent un écoulement non horizontal significatif (écoulement ascendant ou descendant), une incertitude supplémentaire est associée d'une part au mesurage de la vitesse horizontale du vent et d'autre part à la réponse de l'éolienne.

Sur les sites qui présentent des cisaillements et des déviations de la trajectoire du vent faibles et homogènes sur la surface du rotor (ainsi que pour les éoliennes équipées de rotors de diamètre réduit dans des conditions d'écoulement du vent potentiellement plus complexes), la vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu peut constituer un bon indicateur de l'énergie cinétique que le rotor doit capter. La vitesse du vent à la hauteur du moyeu est la vitesse du vent à partir de laquelle ont été définies les courbes de puissance dans toutes les éditions antérieures de l'IEC 61400-12-1. Pour cette raison, la vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu est la définition par défaut de la vitesse du vent et doit toujours être mesurée et consignée, même lorsque des mesurages plus complets sont disponibles sur la hauteur du rotor.

Sur les sites et pendant les saisons où des conditions extrêmes de stabilité atmosphérique sont fréquemment attendues, il est recommandé de procéder à un mesurage du cisaillement du vent.

Lorsque le cisaillement et la déviation de la trajectoire du vent ne sont pas mesurés sur la totalité de la hauteur du rotor, une incertitude supplémentaire est associée à la vitesse du vent équivalente. Cette incertitude diminue au fur et à mesure qu'augmente le nombre de hauteurs de mesure de la vitesse et de la direction du vent. Dans le cas où les mesurages se limitent seulement à la hauteur du moyeu et lorsque les parties les plus significatives du rotor ne font pas l'objet d'un mesurage du cisaillement du vent, alors cela entraîne une incertitude dans la détermination de la vitesse du vent équivalente.

Pour les petites éoliennes pour lesquelles l'influence du cisaillement et de la déviation de la trajectoire du vent est négligeable, la vitesse du vent doit être déterminée en mesurant uniquement la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, sans introduire une incertitude due au manque de mesurages du cisaillement et de la déviation de la trajectoire du vent.

NOTE 4 Pour les petites éoliennes, voir l'IEC 61400-2.

La déviation de la trajectoire du vent doit être ignorée pour les éoliennes à axe vertical, pour lesquelles ladite déviation n'a aucune influence.

Les conditions de vent à l'emplacement de l'éolienne en essai et à l'emplacement de mesure du vent peuvent varier de manière considérable si ces emplacements se trouvent dans le sillage d'éoliennes; de telles situations doivent donc être exclues de l'essai.

La masse volumique de l'air ρ varie également en fonction de la hauteur du rotor d'une grande éolienne. Néanmoins, cette variation est mineure. Pour la mise en œuvre pratique de la méthode de mesure de performance de puissance, il suffit de définir et de déterminer la masse volumique de l'air seulement à la hauteur du moyeu. La courbe de puissance est normalisée à la masse volumique de l'air moyenne sur le site de mesure pendant la période de mesure ou à la masse volumique de l'air de référence prédéfinie.

Les courbes de puissance sont également influencées par les turbulences sur le site d'essai, lesquelles peuvent varier sur la surface du rotor. Dans le présent document, seules les turbulences du site à la hauteur du moyeu sont étudiées. Les fortes turbulences augmentent le rayon de courbure de la courbe de puissance au démarrage et au début de la régulation de puissance à la puissance nominale. En revanche, de faibles turbulences accentuent les angles de la courbe de puissance. Les turbulences du site doivent être mesurées et présentées comme un complément à la courbe de puissance. Si nécessaire, les turbulences peuvent être normalisées à une valeur donnée à l'aide de la méthode donnée à l'Annexe M.

En résumé, la courbe de puissance selon le présent document est une courbe de puissance spécifique au climat, où:

- a) la vitesse du vent en un point donné dans l'espace est définie comme la vitesse horizontale du vent;
- b) la vitesse du vent d'une courbe de puissance est définie comme la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. À cette définition peut s'ajouter la vitesse du vent équivalente définie dans l'Équation (4) compte tenu du cisaillement du vent vertical et de la déviation de la trajectoire du vent;

NOTE 5 Pour les éoliennes à axe vertical, la déviation de la trajectoire du vent est omise dans l'Équation 3 (en définissant $\varphi_i = \varphi_{\text{hub}}$).

- c) la masse volumique de l'air est mesurée à la hauteur du moyeu, et la courbe de puissance est normalisée à la masse volumique de l'air moyenne du site pendant la période de mesure ou à la masse volumique d'air de référence prédéfinie;
- d) les turbulences sont mesurées à la hauteur du moyeu, et la courbe de puissance est présentée sans normalisation des turbulences;
- e) la courbe de puissance peut être normalisée selon une plage plus large de conditions climatiques (par exemple, masse volumique de l'air spécifique, intensité des turbulences, cisaillement vertical et déviation de la trajectoire).

NOTE 6 La normalisation de la courbe de puissance n'est valide que pour des plages limitées de conditions climatiques parmi les conditions réelles du site.

Toutes les procédures nécessaires pour les mesurages, l'étalonnage, la classification, la correction et la normalisation des données, ainsi que la détermination des incertitudes sont fournies dans le présent document ou les normes appropriées de mesure du vent y font référence. Cependant, lorsque tous les paramètres ne sont pas suffisamment mesurés, une incertitude doit alors être appliquée en raison du manque de mesurages. Par exemple, cette incertitude s'applique au mesurage de la courbe de puissance d'une grande éolienne équipée uniquement d'un capteur de vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Dans ce cas, une incertitude doit être appliquée pour la variabilité du cisaillement et de la déviation de la trajectoire du vent.

Les meilleurs résultats par suite de l'application du présent document sont obtenus par le mesurage de tous les paramètres exigés et l'utilisation de toutes les procédures adéquates. Néanmoins, lorsque cela n'est pas possible, il existe d'autres options pour le montage de mesure et pour l'utilisation de ces procédures. Ces options sont décrites dans le Tableau 1. Les options se réfèrent à l'utilisation de matériel de mesure du vent, aux normalisations appliquées, ainsi qu'aux incertitudes supplémentaires dues au manque de mesurages.

Tableau 1 – Vue d'ensemble des configurations de mesure du vent pour les mesurages de la courbe de puissance qui satisfont aux exigences du présent document

Configuration de mesure du vent	1. Mât météorologique à la hauteur du moyeu et dispositif de télédétection à toutes les hauteurs	2. Mât météorologique en dessous de la hauteur du moyeu et dispositif de télédétection à toutes les hauteurs	3. Mât météorologique au-dessus de la hauteur du moyeu	4. Mât météorologique à la hauteur du moyeu
Application type	Grandes éoliennes ^a sur terrain plat (voir l'Annexe B)	Grandes éoliennes sur terrain plat (voir l'Annexe B)	Petites et grandes éoliennes sur tous types de terrains	Petites et grandes éoliennes sur tous types de terrains
Capteurs de mesure du vent	IEC 61400-50-1 pour les anémomètres à coupelles et à ultrasons et IEC 61400-50-2 pour la télédétection	IEC 61400-50-1 pour les anémomètres à coupelles et à ultrasons et IEC 61400-50-2 pour la télédétection	IEC 61400-50-1 pour les anémomètres à coupelles et à ultrasons	IEC 61400-50-1 pour les anémomètres à coupelles et à ultrasons
Procédures de normalisation pour la détermination de la courbe de puissance spécifique au climat	Masse volumique de l'air, cisaillement du vent; 9.1.5 et 9.1.3.4	Masse volumique de l'air, cisaillement du vent; 9.1.5 et 9.1.3.4	Masse volumique de l'air, cisaillement du vent; 9.1.5 et 9.1.3.4	Masse volumique de l'air; 9.1.5
Incertitude supplémentaire due au manque de mesurages du cisaillement du vent	Aucune incertitude supplémentaire liée à la couverture des hauteurs de mesure; E.11.2.2	Aucune incertitude supplémentaire liée à la couverture des hauteurs de mesure; E.11.2.2	Aucune incertitude supplémentaire liée à la couverture des hauteurs de mesure; E.11.2.2	Incertitude brute supplémentaire pour les grandes éoliennes due au manque de cisaillement du vent vertical; E.11.2.2
Procédures de normalisation facultatives ^b	Turbulences, déviation de la trajectoire du vent et angle d'écoulement ascendant; 9.1.6 et 9.1.4	Turbulences, déviation de la trajectoire du vent et angle d'écoulement ascendant; 9.1.6 et 9.1.4	Turbulences, déviation de la trajectoire du vent et angle d'écoulement ascendant; 9.1.6 et 9.1.4 Distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique; 9.1.2, Étalonnage du site; Annexe C.	Turbulences et angle d'écoulement ascendant; 9.1.6. Étalonnage du site; Annexe C.
^a Voir l'IEC 61400-2 pour la définition des petites et grandes éoliennes. ^b L'écoulement ascendant a une influence sur la courbe de puissance et peut être mesuré avec des anémomètres à ultrasons 3D ou des girouettes d'écoulement ascendant. Lorsqu'une normalisation de l'angle d'écoulement ascendant est appliquée, il convient alors de documenter la méthode utilisée (l'incertitude sur l'écoulement ascendant est traitée à l'Annexe E). Toutefois, le présent document ne décrit aucune procédure spécifique concernant la manière de normaliser l'angle d'écoulement ascendant.				

6 Préparation de l'essai de performance

6.1 Généralités

Les conditions d'essai spécifiques concernant le mesurage de performance de puissance de l'éolienne doivent être bien définies et documentées dans le rapport d'essai décrit à l'Article 10.

6.2 Éolienne et raccordement électrique

Comme cela est décrit à l'Article 10, l'éolienne et le raccordement électrique doivent être décrits et documentés afin d'identifier de manière unique la configuration spécifique de la machine soumise à l'essai.

6.3 Site d'essai

6.3.1 Généralités

Sur le site d'essai, le matériel de mesure du vent doit être installé dans le voisinage de l'éolienne afin de déterminer la vitesse du vent qui entraîne l'éolienne.

Les caractéristiques de cisaillement du vent et de stabilité atmosphérique du site peuvent avoir une influence significative sur le mesurage du vent et sur la performance de puissance réelle de l'éolienne. Un cycle diurne de stabilité atmosphérique est fréquemment observé, caractérisé par une atmosphère stable qui se forme la nuit et par une atmosphère neutre ou instable qui se forme dans la journée lorsque le soleil réchauffe le sol, ce qui augmente les turbulences et le brassage dans la couche limite. Le cisaillement du vent, la déviation de la trajectoire du vent et les turbulences dépendent tous de la stabilité atmosphérique, et affectent les relations entre la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et la vitesse du vent équivalente du rotor. Des profils peu habituels peuvent également avoir une influence sur la conversion énergétique de l'éolienne. En outre, les effets de distorsion de l'écoulement peuvent engendrer une différence de la vitesse du vent à l'emplacement de mesure et à l'emplacement de l'éolienne, en dépit de leur corrélation.

Les sources de distorsion de l'écoulement du vent doivent être évaluées sur le site d'essai afin de:

- a) choisir l'emplacement du matériel de mesure du vent;
- b) définir un secteur de mesure approprié;
- c) déterminer si un étalonnage du site est exigé, puis déterminer les corrections d'écoulement appropriées par un mesurage selon l'Annexe C;
- d) évaluer l'incertitude due à la distorsion de l'écoulement du vent.

En particulier, les facteurs suivants doivent être pris en considération:

- 1) les variations topographiques et la rugosité;
- 2) les autres éoliennes;
- 3) les obstacles (bâtiments, arbres, etc.).

Le site d'essai doit être documenté de la manière décrite à l'Article 10.

6.3.2 Emplacement du matériel de mesure du vent

Le choix de l'emplacement du matériel de mesure du vent nécessite une attention particulière. Le matériel de mesure du vent ne doit pas être situé trop près de l'éolienne, puisque la vitesse du vent est influencée devant l'éolienne. Il ne doit pas non plus être situé trop loin de l'éolienne, car la corrélation entre la vitesse du vent et la puissance de sortie électrique est réduite. L'instrumentation de mesure de la vitesse du vent et l'éolienne doivent être placées à une distance comprise entre 2 fois et 4 fois le diamètre du rotor D de l'éolienne. Une distance égale à 2,5 fois le diamètre du rotor D est recommandée. Dans le cas d'une éolienne à axe vertical, voir l'Article H.3.

Avant de procéder à l'essai de performance de puissance et afin de choisir l'emplacement du matériel de mesure du vent, il convient de tenir compte de l'exigence d'exclure les mesurages de tous les secteurs dans lesquels le matériel de mesure du vent ou l'éolienne sont soumis à une perturbation de l'écoulement. Il convient donc de choisir l'emplacement du matériel de mesure du vent de sorte à assurer l'existence de secteurs de mesure valides.

Dans la plupart des cas, le meilleur emplacement pour le matériel de mesure du vent se situe du côté exposé au vent de l'éolienne, dans la direction d'où est réputé venir le vent au cours de l'essai. Cependant, il peut parfois être plus approprié de placer le matériel de mesure du vent à côté de l'éolienne dans la mesure où les conditions de vent sont plus semblables, par exemple pour une éolienne située sur une crête.

6.3.3 Secteur de mesure

Le ou les secteurs de mesure doivent exclure les directions qui présentent des obstacles significatifs et d'autres éoliennes, tant pour l'éolienne en essai que pour le matériel de mesure du vent.

Pour l'ensemble des éoliennes et des obstacles significatifs du voisinage, les directions à exclure en raison des effets de sillage doivent être déterminées selon la procédure donnée dans l'IEC 61400-12-5. Les secteurs perturbés à exclure du fait que le matériel de mesure du vent se trouve dans le sillage de l'éolienne en essai sont représentés à la Figure 1 pour des distances de $2D$, $2,5D$ et $4D$. La réduction d'un ou de plusieurs secteurs de mesure peut être justifiée par des conditions topographiques spécifiques ou des données de mesure inattendues qui résultent de directions présentant des structures compliquées. Toutes les raisons de réduire le secteur de mesure doivent être clairement documentées.

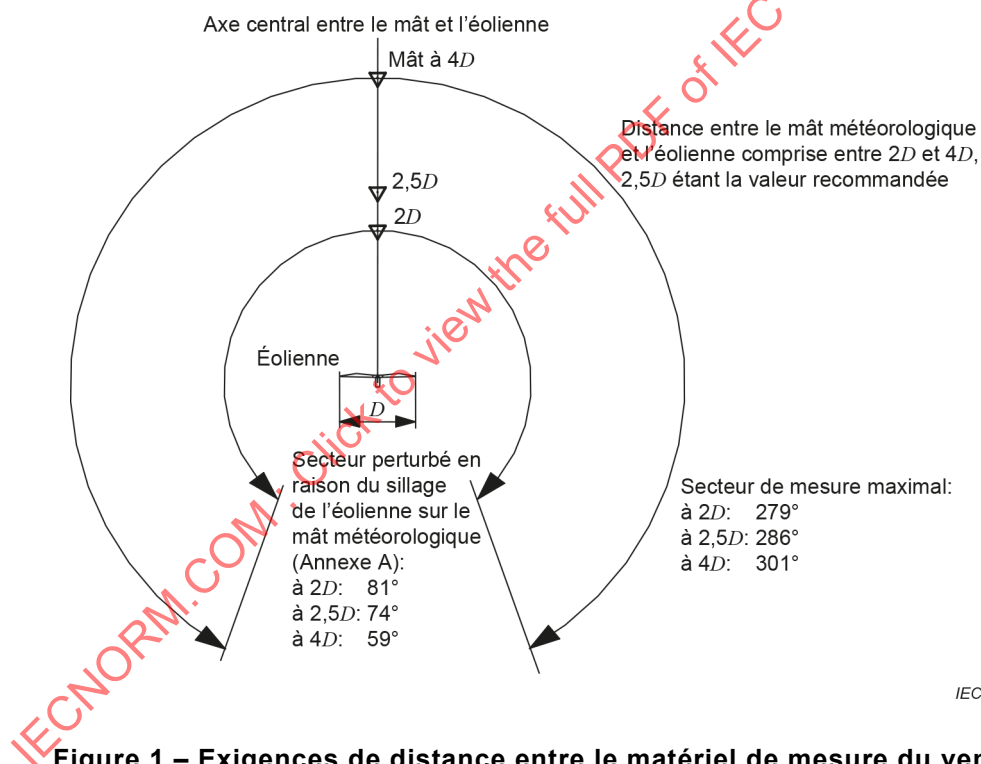


Figure 1 – Exigences de distance entre le matériel de mesure du vent et les secteurs de mesure maximaux admis

6.3.4 Facteurs de correction et incertitude due à la distorsion de l'écoulement résultant de la topographie

Les sources de distorsion de l'écoulement du vent résultant de variations topographiques doivent être évaluées sur le site d'essai. L'évaluation décrite à l'Annexe B doit déterminer si la courbe de puissance peut être mesurée sans procéder à un étalonnage du site. Lorsque les critères de l'Annexe B sont satisfaits, le régime d'écoulement du vent du site ne nécessite pas d'étalonnage du site. Cependant, en prenant pour hypothèse qu'aucune correction d'écoulement n'est nécessaire, l'incertitude appliquée due à la distorsion de l'écoulement du site d'essai doit correspondre au minimum à 2 % de la vitesse du vent mesurée si le matériel de mesure du vent est positionné à une distance comprise entre 2 fois à 3 fois le diamètre du rotor de l'éolienne, et à 3 % ou plus si la distance est comprise entre 3 fois à 4 fois le diamètre

du rotor, à moins qu'une preuve tangible puisse démontrer l'estimation d'une incertitude différente.

NOTE Ces incertitudes ont été déduites à partir d'une analyse WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program, DTU Wind Energy) d'une courbe gaussienne qui satisfait aux exigences de terrain de l'Annexe B.

Dans le cas où les critères de l'Annexe B ne sont pas respectés ou qu'une incertitude moins élevée due à la distorsion de l'écoulement du site d'essai est souhaitée, un étalonnage du site expérimental doit alors être réalisé selon l'Annexe C. Les facteurs de correction d'écoulement mesurés pour chaque secteur doivent être utilisés.

7 Matériel d'essai

7.1 Puissance électrique

La puissance électrique nette de l'éolienne doit être mesurée à l'aide d'un dispositif de mesure de puissance (par exemple, un transducteur de puissance) et être fondée sur des mesurages de courant et de tension sur chaque phase.

La classe des transformateurs de courant doit satisfaire aux exigences de l'IEC 61869-2, et la classe des transformateurs de tension, le cas échéant, doit satisfaire aux exigences de l'IEC 61869-3. Les transformateurs doivent être de classe 0,5 au moins.

Lorsque le dispositif de mesure de puissance est un transducteur de puissance, l'exactitude doit satisfaire aux exigences de l'IEC 60688 et doit être de classe 0,5 au moins. Lorsque le dispositif de mesure de puissance n'est pas un transducteur de puissance, il convient alors que l'exactitude soit équivalente à celle des transducteurs de puissance de classe 0,5. La plage de fonctionnement du dispositif de mesure de puissance doit être déterminée de manière à mesurer toutes les crêtes de puissance instantanée positives et négatives produites par l'éolienne. À titre indicatif, pour les éoliennes de haute puissance à contrôle actif réglementées, il convient de définir la plage complète du dispositif de mesure de puissance de -25% à $+125\%$ de la puissance assignée de l'éolienne. Dans d'autres cas, une plage plus élevée peut être nécessaire. Ce fait doit être vérifié au cas par cas. Toutes les données doivent être revues périodiquement pendant l'essai afin de vérifier que les limites de la plage du dispositif de mesure de puissance n'ont pas été dépassées. Le transducteur de puissance doit être étalonné d'après des normes traçables. Le dispositif de mesure de puissance doit être monté entre l'éolienne et le raccordement électrique afin de vérifier que seule la puissance électrique active nette (c'est-à-dire, diminuée de la consommation propre) est mesurée. Il doit être indiqué si les mesurages sont réalisés côté éolienne ou côté réseau du transformateur.

7.2 Vitesse du vent

7.2.1 Généralités

La vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu (HH – *hub height*) seulement correspond à la définition par défaut de la vitesse du vent et doit toujours être utilisée. Elle peut être considérée comme le cas limite de la vitesse du vent équivalente du rotor lorsqu'il n'y a qu'une hauteur de mesure et qu'il existe une incertitude supplémentaire due au manque de mesurages du cisaillement du vent ou du profil de déviation de la trajectoire du vent (voir E.11.2.2). Il est recommandé de compléter le mesurage de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu par des mesurages du cisaillement du vent dans la moitié inférieure du rotor afin de réduire l'incertitude liée à la vitesse du vent. Pour réduire davantage l'incertitude liée à la vitesse du vent, il convient d'utiliser la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS) (voir 9.1.3.2 et l'Annexe Q) comme variable d'entrée pour la vitesse du vent sur la courbe de puissance.

Les configurations de mesure de la vitesse du vent sont résumées dans le Tableau 2 qui tient compte des limites propres à chaque technologie de mesure par rapport à la classe de complexité du terrain. Les dispositifs de télédétection qui prennent pour hypothèse que le volume analysé présente un écoulement horizontal uniforme limitent l'application de ces

technologies à des conditions de terrain non complexe pour les essais de performance de puissance. Ainsi, seules les configurations du Tableau 2 doivent être appliquées.

**Tableau 2 – Configurations de mesure de la vitesse du vent
(X indique une configuration admissible)**

Mesurage de la vitesse du vent	HH	HH	REWS	REWS
Type de terrain	Non complexe	Complexe	Non complexe	Complexe
Mât météorologique à la hauteur du moyeu	X	X		
Mât météorologique à la hauteur du moyeu + RSD	X	X	X	
RSD + mât météorologique à une hauteur différente de celle du moyeu	X		X	
Mât météorologique couvrant des hauteurs supérieures à la hauteur du moyeu + $2/3 R$	X	X	X	X

Les différentes configurations de capteurs possibles comprennent les anémomètres montés en tête de mât météorologique, les anémomètres montés latéralement sur des mâts météorologiques (voir l'IEC 61400-50-1) et les dispositifs de télédétection (voir l'IEC 61400-50-2). Ces instruments mesurent la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, la vitesse du vent équivalente du rotor, ainsi que le profil de cisaillement du vent. L'IEC 61400-50-1 décrit les exigences et procédures générales communes pour les mesurages du vent au moyen d'anémomètres à coupelles et à ultrasons montés en tête de mât météorologique et d'anémomètres à coupelles et à ultrasons montés latéralement sur des mâts. L'IEC 61400-50-2 décrit les exigences et procédures générales communes pour les mesurages du vent par télédétection.

7.2.2 Exigences générales concernant les anémomètres montés en tête de mât météorologique

Les exigences suivantes s'appliquent à toutes les applications des anémomètres à coupelles et à ultrasons décrites dans l'IEC 61400-50-1.

Le montage des anémomètres pour les essais de performance de puissance doit inclure un anémomètre principal à la hauteur du moyeu, ainsi qu'un anémomètre de commande.

L'anémomètre doit satisfaire aux exigences de l'Annexe I et de l'IEC 61400-50-1 concernant les anémomètres à coupelles et à ultrasons. Pour les mesurages de performance de puissance, un anémomètre de classe 1,7A ou 1,7C au moins doit être utilisé. En outre, sur un terrain qui exige un étalonnage du site, il convient d'utiliser un anémomètre de classe supérieure à 2,5B, 2,5D ou 1,7S (voir Annexe I, Annexe J et l'IEC 61400-50-1 concernant les classes de classification).

L'anémomètre doit être étalonné conformément à l'Annexe F et à l'IEC 61400-50-1 avant la campagne de mesure et, si cela est exigé, être à nouveau étalonné après la campagne de mesure (étalonnage postérieur). Il est exigé de vérifier et de documenter que l'étalonnage de l'anémomètre demeure valide tout au long de la période de mesure. Cela peut être effectué par comparaison des résultats de l'étalonnage initial aux résultats de l'étalonnage postérieur. En variante, la comparaison des anémomètres in situ suivant la procédure de l'Annexe K et de l'IEC 61400-50-1 est admissible.

Lors de la réalisation d'un étalonnage postérieur, la différence entre les droites de régression d'étalonnage et d'étalonnage postérieur doit être de l'ordre de $\pm 0,1$ m/s dans la plage de valeurs de 4 m/s à 12 m/s. Seul l'étalonnage effectué avant la campagne de mesure doit être utilisé pour l'essai de performance. L'étalonnage de l'anémomètre doit être réalisé selon la procédure définie dans l'Annexe F et l'IEC 61400-50-1. Lorsque la différence maximale entre les droites de régression d'étalonnage et d'étalonnage postérieur n'est pas de l'ordre de

$\pm 0,1$ m/s dans la plage de valeurs de 4 m/s à 12 m/s, l'incertitude-type de l'étalonnage de l'anémomètre $u_{VS,precal,i}$ doit alors être augmentée (au moins à sa différence maximale, mais sans dépasser $\pm 0,2$ m/s). Lorsque la différence est supérieure à $\pm 0,2$ m/s, la comparaison des anémomètres in situ décrite dans l'Annexe K et l'IEC 61400-50-1 doit alors être utilisée pour identifier le moment auquel s'est produit l'écart dans les données, et les données erronées qui s'ensuivent doivent être rejetées. Lorsque l'essai in situ ne peut pas déterminer le moment auquel a commencé l'écart, la différence d'étalonnage postérieur est alors ajoutée en tant qu'incertitude.

En variante, la procédure d'étalonnage in situ décrite dans l'Annexe K et l'IEC 61400-50-1 doit être utilisée pour vérifier l'intégrité de l'anémomètre tout au long de la période de mesure. Lors de cette procédure, un anémomètre de commande est utilisé pour surveiller l'anémomètre primaire. Lorsqu'un anémomètre à coupelles est utilisé comme anémomètre primaire, un anémomètre à coupelles ou à ultrasons peut alors être utilisé comme anémomètre de commande. Lorsqu'un anémomètre à ultrasons est utilisé comme anémomètre primaire, l'anémomètre de commande doit alors être un anémomètre à coupelles. Dans le cas où une courbe de puissance déduite de la REWS est obtenue à partir de mesurages réalisés sur un mât météorologique à une hauteur supérieure à celle du moyeu, un anémomètre primaire monté latéralement doit être installé sur le mât à la hauteur du moyeu, avec un anémomètre de commande associé qui satisfait aux exigences de montage de l'Annexe G et de l'IEC 61400-50-1.

L'incertitude de mesure de la vitesse du vent est déduite à partir de plusieurs sources d'incertitude spécifiées dans l'IEC 61400-50-1. Plus spécifiquement, les incertitudes de l'étalonnage, l'incertitude due aux caractéristiques de fonctionnement (classification des anémomètres) et les incertitudes dues aux effets de montage doivent toutes être déduites de l'IEC 61400-50-1.

7.2.3 Anémomètres montés en tête de mât

Pour mesurer la vitesse du vent à l'aide d'un anémomètre monté en tête de mât, les exigences de montage données dans l'IEC 61400-50-1 s'appliquent. La hauteur d'installation du capteur au-dessus du niveau du sol doit être vérifiée par mesurage. La méthode de mesure et son incertitude-type doivent être documentées. Afin de déterminer le niveau du sol, une estimation de l'altitude moyenne peut être réalisée sur un rayon de 2 m autour de la base du mât ou sur un rayon de 5 m autour de la base de l'éolienne. Il convient que l'incertitude de mesure de la hauteur du capteur exclue l'incertitude de l'estimation du niveau du sol. En mer, il convient de considérer que le niveau du sol équivaut au niveau moyen de la mer.

NOTE Le mesurage de la hauteur peut être réalisé à l'aide d'un dispositif de mesure avec un étalonnage traçable, comme un théodolite capable de déduire des hauteurs à partir d'un mesurage d'angle sur le plan vertical.

L'incertitude-type de mesure de la hauteur du capteur de vitesse du vent au-dessus du niveau estimé du sol doit être inférieure ou égale à 0,2 m. L'anémomètre de commande doit être monté selon les exigences données dans l'IEC 61400-50-1. En présence d'un paratonnerre qui satisfait aux exigences de l'IEC 61400-50-1 concernant la séparation par rapport à l'anémomètre monté en tête de mât et aux interférences de sillage, il n'est alors pas nécessaire de prendre en considération toute incertitude supplémentaire due à la distorsion de l'écoulement provenant du paratonnerre.

7.2.4 Anémomètres montés latéralement

Le montage doit satisfaire à l'exigence relative aux anémomètres montés latéralement conformément à l'IEC 61400-50-1. La hauteur d'installation des anémomètres montés latéralement au-dessus du niveau du sol (voir 7.2.3 pour la définition du niveau du sol et des recommandations relatives au mesurage de la hauteur) doit être vérifiée par mesurage. La méthode de mesure et son incertitude-type doivent être documentées. L'incertitude-type de mesure de la hauteur doit être inférieure ou égale à 0,2 m.

Un anémomètre en fonctionnement dans le sillage du mât météorologique subit de fortes perturbations. Les mesures obtenues dans ces conditions ne doivent pas être utilisées pour l'analyse de performance de puissance.

La correction des anémomètres montés latéralement pour la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique est admise et décrite plus en détail dans l'IEC 61400-50-1. Les fondements techniques et l'effet de la correction doivent être documentés. Les flèches doivent toutes avoir la même orientation afin d'assurer une distorsion de l'écoulement similaire entre les différentes hauteurs. Il convient que la conception du mât météorologique et celle de la flèche présentent le même effet de distorsion de l'écoulement au niveau du capteur avec une différence maximale admise de distorsion de la vitesse du vent de 1 % entre les différentes hauteurs. Il convient que les dimensions de la section transversale du mât météorologique soient cohérentes pour chaque altitude. En cas de mâts météorologiques autoporteurs pour lesquels la surface de la section transversale est plus large aux altitudes inférieures, il convient de porter une attention particulière à l'application des recommandations données dans l'IEC 61400-50-1. Une autre option consiste à monter un deuxième anémomètre à chaque hauteur de mesure sur une flèche distincte et à limiter le secteur de mesure de telle sorte que les mesurages de la vitesse du vent présentent un écart inférieur ou égal à 1 %.

7.2.5 Dispositif de télédétection (RSD)

Les dispositifs de télédétection qui prennent pour hypothèse que le volume analysé présente un écoulement horizontal uniforme limitent l'application de ces technologies à des conditions de terrain non complexe pour les essais de performance de puissance comme cela est défini par l'Annexe B. Le dispositif de télédétection doit être vérifié avant la campagne de mesure ou in situ, conformément à l'IEC 61400-50-2. Le dispositif de télédétection peut être utilisé pour mesurer la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, le profil de cisaillement du vent, la déviation de la trajectoire du vent et/ou la vitesse du vent équivalente du rotor sur la base de mesurages à plusieurs hauteurs (voir 7.2.8). Dans tous les cas, le dispositif de télédétection doit être comparé parallèlement à un anémomètre monté en tête de mât météorologique à une hauteur supérieure ou égale à la hauteur minimale de l'extrémité inférieure du rotor de l'éolienne ou à une hauteur de 40 m comme cela est défini dans l'IEC 61400-50-2. Les exigences relatives aux anémomètres montés en tête de mât sont identiques à celles spécifiées en 7.2.3.

L'incertitude de mesure de la vitesse du vent des RSD doit être déduite conformément à l'IEC 61400-50-2.

7.2.6 Mesurage de la vitesse du vent équivalente du rotor

Lorsque la vitesse du vent est mesurée à trois hauteurs ou plus sur le rotor de l'éolienne comme cela est défini en 7.2.8, alors la vitesse du vent équivalente du rotor peut être calculée selon 9.1.3. Il est à noter qu'il est recommandé d'utiliser plus de trois hauteurs de mesure. Les trois méthodes de mesure de la vitesse du vent équivalente du rotor sont décrites de a) à c) ci-dessous.

- a) Lorsqu'un anémomètre monté en tête de mât à la hauteur du moyeu satisfaisant aux exigences du 7.2.3 est utilisé en conjonction avec un RSD qui satisfait aux exigences du 7.2.5 et que le terrain satisfait aux exigences de l'Annexe B, les mesurages de l'anémomètre et du RSD à la hauteur du moyeu sont alors combinés afin de déterminer la vitesse du vent équivalente du rotor selon 9.1.3.
- b) Lorsqu'un anémomètre monté à une hauteur différente de celle du moyeu, mais satisfaisant aux exigences relatives aux anémomètres montés en tête de mât du 7.2.3, est utilisé en conjonction avec un RSD qui satisfait aux exigences du 7.2.5 et que le terrain satisfait aux exigences de l'Article 9 de l'IEC 61400-12-5:2022, les mesurages du RSD sont alors utilisés directement afin de déterminer la vitesse du vent équivalente du rotor selon 9.1.3.
- c) Lorsqu'un mât météorologique situé à une hauteur supérieure à celle du moyeu est utilisé en conjonction avec des anémomètres montés latéralement répartis sur la hauteur du rotor, l'un d'eux se situant à la hauteur du moyeu, les mesures de la vitesse du vent des anémomètres montés latéralement peuvent alors être utilisées directement afin de mesurer la vitesse du vent équivalente du rotor selon 9.1.3.

7.2.7 Mesurage de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu

Les trois méthodes de mesure de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu sont décrites de a) à c) ci-dessous.

- a) Lorsqu'un mât météorologique situé à la hauteur du moyeu est utilisé, les mesurages de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu doivent satisfaire aux exigences décrites en 7.2.3.
- b) Dans le cas où le terrain satisfait aux exigences de l'Article 9 de l'IEC 61400-12-5:2022, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu peut alors être mesurée à l'aide d'un RSD qui satisfait aux exigences du 7.2.5, en particulier à l'exigence visant à comparer simultanément le RSD à un anémomètre monté en tête de mât.
- c) Un mât météorologique situé à une hauteur supérieure à celle du moyeu peut être utilisé afin de mieux capturer les vitesses du vent sur la surface du rotor. Dans ce cas, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu doit être mesurée à l'aide d'un capteur monté latéralement sur une flèche qui satisfait aux exigences décrites en 7.2.4.

Pour la définition de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, le fait que le cisaillement du vent vertical ou la déviation de la trajectoire du vent sur le rotor de l'éolienne ne sont pas connus doit être pris en compte par l'ajout d'un terme d'incertitude selon l'Annexe E, sur la base des estimations ou des mesurages du cisaillement du vent ou de la déviation de la trajectoire du vent. Lorsque seul un mesurage de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est disponible, une estimation du cisaillement du vent ou de la déviation de la trajectoire du vent en fonction des caractéristiques du site (par exemple, rugosité), d'un mesurage antérieur ou d'une modélisation du site (par exemple, lors d'une campagne d'évaluation des ressources) doit être utilisée comme entrée pour l'analyse d'incertitude. Lorsque la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est déterminée à l'aide d'un RSD ou d'un mât météorologique situé à une hauteur supérieure à celle du moyeu et équipé d'instruments de mesure de la vitesse du vent montés latéralement sur le rotor, ou lorsque des instruments montés latéralement à une hauteur inférieure à celle du moyeu et satisfaisant aux exigences minimales décrites en 7.2.8 sont utilisés, le cisaillement du vent ou la déviation de la trajectoire du vent déduits à l'aide du RSD ou des instruments montés latéralement doivent alors être utilisés comme valeur d'entrée pour l'évaluation de l'incertitude.

7.2.8 Mesurages du cisaillement du vent

Lorsque des mesurages de la vitesse du vent sont disponibles sur une plage de hauteurs, le cisaillement du vent doit être mesuré et utilisé pour la détermination de la vitesse du vent équivalente du rotor ou de l'exposant de cisaillement du vent.

Les mesurages du cisaillement du vent doivent être réalisés au moyen soit des anémomètres montés latéralement comme cela est décrit en 7.2.4, soit au moyen d'un instrument de télédétection unique comme cela est décrit en 7.2.5. Des spécifications supplémentaires pour le mesurage du cisaillement du vent à l'aide d'instruments de télédétection ou pour les mesurages à l'aide de mâts météorologiques sont respectivement données dans l'IEC 61400-50-2 et dans l'IEC 61400-50-1.

Le mesurage de la vitesse du vent équivalente du rotor doit inclure les mesurages de la vitesse du vent à une hauteur supérieure à celle du moyeu. Pour appliquer une correction du cisaillement du vent fondée sur un mesurage, au moins trois mesurages de la vitesse du vent répartis sur la surface balayée par le rotor doivent être réalisés. Cependant, afin de réduire le plus possible l'incertitude de la vitesse du vent, il est recommandé de prévoir le plus grand nombre possible de hauteurs de mesure. Il convient de répartir les hauteurs de mesure de manière symétrique autour de la hauteur du moyeu et de façon régulière sur la plage verticale de la surface balayée par le rotor.

Les hauteurs de mesure doivent inclure au moins les hauteurs suivantes:

- a) $H \pm 1,0 \%$;
- b) entre $H - R$ et $H - (2/3R)$;

c) entre $H + (2/3R)$ et $H + R$,

où H est la hauteur du moyeu de l'éolienne et R le rayon de la surface balayée par le rotor (voir la Figure 2.)

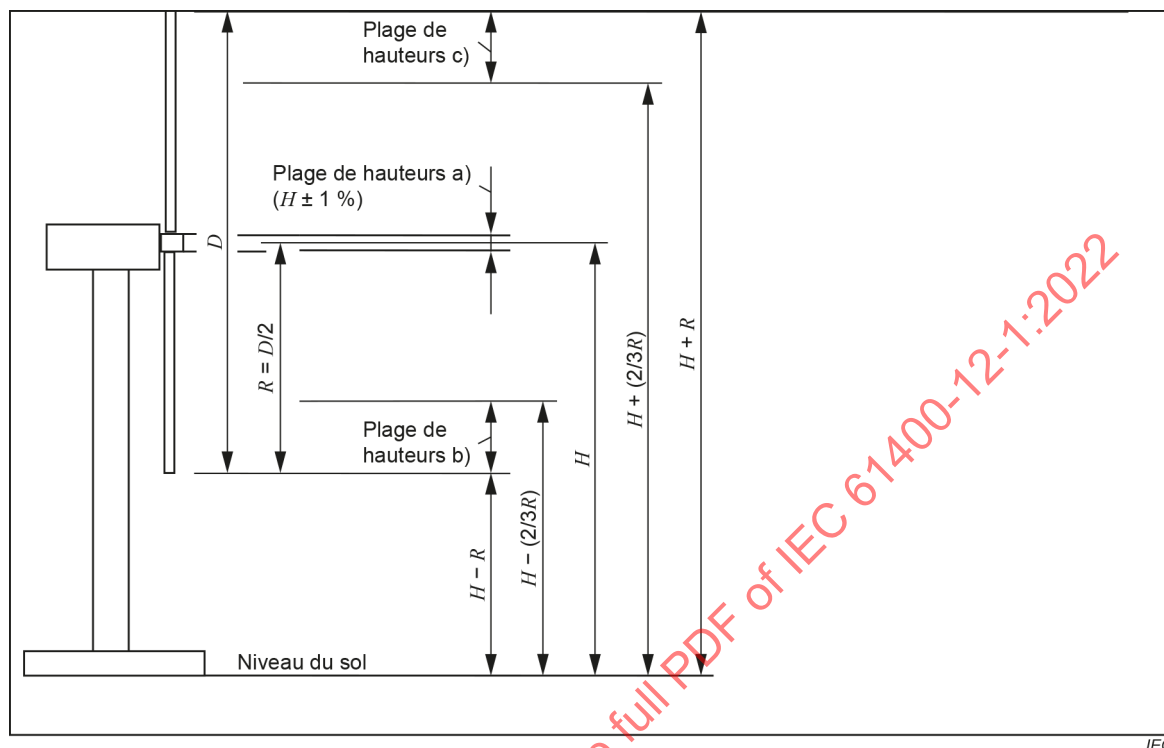


Figure 2 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent appropriées pour le mesurage de la vitesse du vent équivalente du rotor

Dans le cas où le mât météorologique se situe à la hauteur du moyeu ou légèrement au-dessus, il est possible qu'aucun mesurage de la vitesse du vent à une hauteur supérieure à celle du moyeu ne soit disponible pour le mesurage du cisaillement du vent. Dans ce cas, les mesurages utilisés pour déduire le cisaillement du vent doivent inclure au moins les hauteurs suivantes:

- un anémomètre monté latéralement le plus proche possible de la hauteur du moyeu qui satisfait aux exigences de l'IEC 61400-50-1 concernant la distance de séparation par rapport à l'anémomètre monté en tête de mât;
- la distance entre $H - R$ et $H - (2/3R)$ qui satisfait aux exigences de l'IEC 61400-50-1 concernant les anémomètres montés latéralement,

où H est la hauteur du moyeu de l'éolienne et R le rayon de la surface balayée par le rotor (voir la Figure 3)

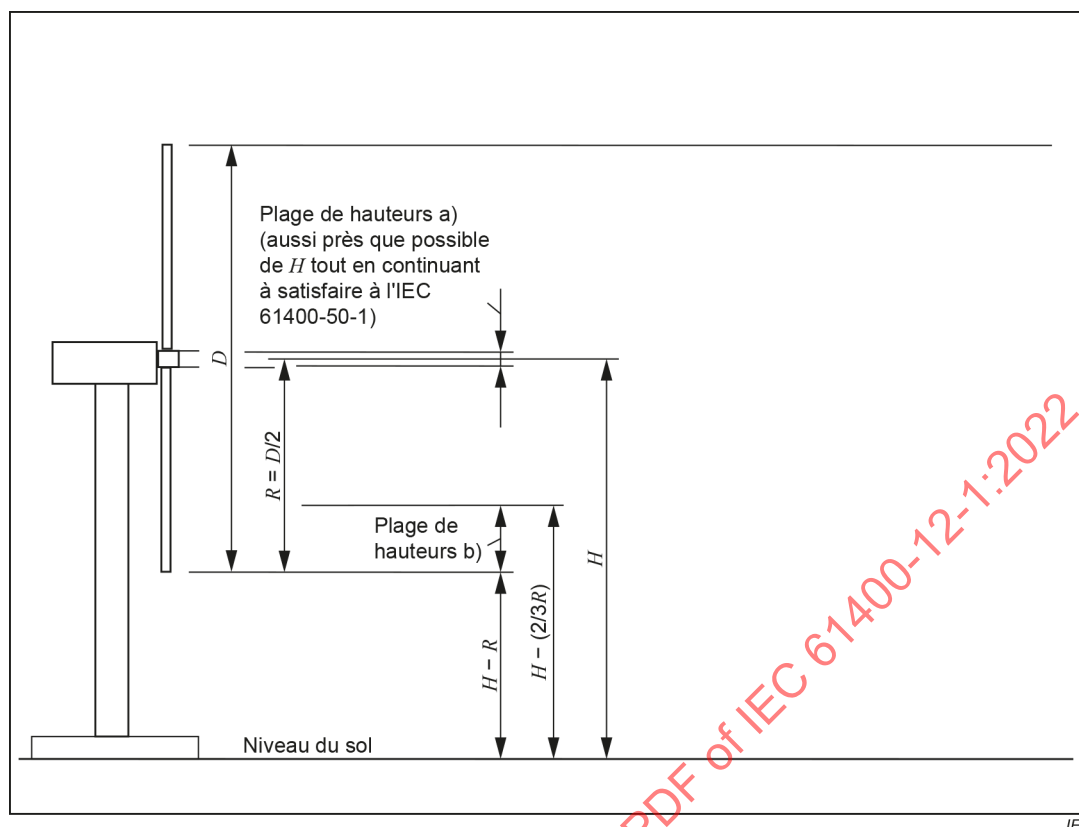


Figure 3 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent lorsqu'aucun mesurage de la vitesse du vent à une hauteur supérieure à celle du moyeu n'est disponible (uniquement pour la détermination de l'exposant de cisaillement du vent)

7.3 Direction du vent

Les mesurages de la direction du vent sont utilisés comme entrée pour l'étalonnage du site, le filtrage des données vers le secteur de direction valide et la détermination de la déviation de la trajectoire du vent. La direction du vent doit être mesurée à l'aide d'un capteur de direction du vent. Il peut s'agir d'une girouette, d'un anémomètre à ultrasons 2D ou 3D, ou d'un RSD. Un anémomètre à ultrasons doit être utilisé en conjonction avec une girouette conventionnelle, à des fins de contrôle. Dans le cas où un RSD est utilisé, il convient de le soumettre à un essai de vérification de la direction du vent conformément à l'IEC 61400-50-2.

La direction horizontale instantanée du vent doit être déterminée et moyennée sur une période de 10 min. Le moyennage vectoriel (moyennage des composantes cosinus et sinus des valeurs de directions instantanées du vent en prenant l'arc tangent des valeurs moyennes et ajusté à l'échelle comprise entre 0° et 360°) est une méthode qui permet de déduire la direction moyenne du vent. Une autre méthode consiste à élargir l'échelle de direction du vent à des valeurs supérieures à 360° et à calculer la moyenne sur une période de 10 min, puis à ajuster la valeur moyenne à la plage comprise entre 0° et 360°. Les données mesurées dans la zone morte d'une girouette, qui correspond en règle générale à l'indicateur du nord du corps du capteur de direction du vent, ne sont généralement pas définies (circuit ouvert ou court-circuit) et doivent être exclues. L'incertitude-type composée sur l'étalonnage, le fonctionnement et l'orientation pour le mesurage de la direction du vent doit être inférieure à 5°. Le capteur de direction du vent doit être étalonné conformément à l'Annexe N et à l'IEC 61400-50-1.

7.4 Masse volumique de l'air

La masse volumique de l'air doit être déduite à partir du mesurage de la température de l'air, de la pression atmosphérique et de l'humidité relative. À défaut d'un mesurage de l'humidité, une valeur hypothétique de 50 % d'humidité relative peut être utilisée. La masse volumique de l'air doit être calculée à l'aide de l'Équation (12) donnée en 9.1.5.

Excepté lorsqu'un mât météorologique dont la hauteur est inférieure à celle du moyeu est utilisé en association avec un dispositif de télédétection, les capteurs de température, de pression atmosphérique et d'humidité relative doivent être situés à moins de 10 m de la hauteur du moyeu du mât météorologique, à une distance minimale de 1,5 m en dessous de l'anémomètre primaire, tout en satisfaisant aux exigences de montage relatives aux autres instruments définies dans l'IEC 61400-50-1.

Le capteur de température doit être monté dans une zone équipée d'une protection contre le rayonnement.

Le capteur de pression atmosphérique peut être monté dans un caisson protégé contre les intempéries. Cependant, il convient de redoubler d'attention pour vérifier que le caisson est bien exposé au vent. Ainsi, les relevés de pression ne sont pas influencés par la distribution de la pression autour dudit caisson. Les mesurages de la pression atmosphérique doivent toujours être corrigés à la hauteur du moyeu appropriée, conformément à l'ISO 2533.

Il convient de monter le capteur d'humidité dans un rayon de 10 m de la hauteur du moyeu afin de représenter l'humidité au niveau de l'axe central du rotor de l'éolienne.

Lorsque le mât météorologique disponible pour l'essai de performance de puissance présente une hauteur inférieure à celle du moyeu (en particulier lorsqu'il est utilisé en association avec un dispositif de télédétection comme cela est défini à l'Annexe L), les capteurs de température, d'humidité et de pression doivent être situés à une hauteur comprise entre 1,5 m et 10 m de l'anémomètre primaire. La pression atmosphérique doit être ajustée à la hauteur du moyeu conformément au présent document. En outre, la température de l'air doit être ajustée à la hauteur du moyeu avec l'hypothèse d'une variation de l'atmosphère conformément à l'ISO 2533. En variante, un capteur de température doit être monté sur la nacelle de l'éolienne. Il doit être monté au moins 1 m au-dessus de la nacelle et du côté exposé au vent des systèmes de ventilation existants, le cas échéant.

7.5 Vitesse de rotation et angle de pas

Il convient de mesurer la vitesse de rotation et l'angle de pas tout au long de l'essai en cas de nécessité spécifique. Par exemple, lorsqu'il est nécessaire d'appliquer les mesurages en association avec des essais de bruit acoustique. Lorsque ces valeurs sont mesurées, les mesurages doivent être consignés selon l'Article 10.

7.6 Condition des pales

La condition des pales peut avoir une influence sur la courbe de puissance, particulièrement dans le cas des éoliennes à régulation par décrochage. Il peut être utile de comprendre les caractéristiques de l'éolienne afin de surveiller les facteurs qui affectent la condition des pales, notamment les précipitations, le givrage et l'accumulation d'insectes et de boue.

7.7 Système de contrôle de l'éolienne

Des signaux d'état en nombre suffisant doivent être identifiés, vérifiés et surveillés afin de pouvoir appliquer les critères de rejet spécifiés en 8.4. Il est approprié d'obtenir ces paramètres à partir du système d'acquisition de données du système de contrôle de l'éolienne. La définition de chaque signal d'état doit être consignée.

NOTE Un signal d'état de démarrage du générateur est adapté à la vérification de l'hystérésis de la coupure dans l'algorithme de contrôle.

7.8 Système d'acquisition de données

Un système numérique d'acquisition de données avec une fréquence d'échantillonnage par canal d'au moins 1 Hz doit être utilisé pour collecter les mesurages et stocker les données échantillonnées ou les statistiques relatives aux ensembles de données décrits en 8.3.

L'étalonnage et l'exactitude de la chaîne du système d'acquisition de données (transmission, conditionnement du signal et enregistrement des données) doivent être vérifiés par injection des signaux connus à partir d'une source traçable et étalonnée aux extrémités des transducteurs et par comparaison de ces entrées aux valeurs enregistrées. À titre de ligne directrice, il convient que l'incertitude du système d'acquisition de données soit négligeable par rapport à l'incertitude des capteurs.

8 Procédure de mesure

8.1 Généralités

L'objectif de la procédure de mesure est de collecter des données qui satisfont à un ensemble de critères clairement définis pour vérifier que la quantité et la qualité des données suffisent pour déterminer avec exactitude les caractéristiques de performance de puissance de l'éolienne. La procédure de mesure doit être documentée, comme cela est décrit à l'Article 10, de façon à ce que chaque étape du mode opératoire et chaque condition d'essai puissent être révisées et, si nécessaire, répétées.

L'exactitude des mesurages doit être exprimée en matière d'incertitude-type, comme cela est décrit à l'Annexe D. Pendant la période de mesure, il convient de valider régulièrement les données pour assurer une haute qualité. Des journaux d'essai doivent être tenus à jour afin de documenter tous les événements importants pendant l'essai de performance de puissance.

8.2 Fonctionnement de l'éolienne

Pendant la période de mesure, l'éolienne doit être en fonctionnement normal tel que spécifié dans le manuel de fonctionnement de l'éolienne et la configuration de la machine ne doit pas être modifiée. L'état de fonctionnement de l'éolienne doit être consigné comme cela est décrit à l'Article 10. Une maintenance normale de l'éolienne doit être assurée tout au long de la période de mesure, mais ces travaux doivent être notés dans le journal d'essai. En particulier, toutes les actions de maintenance spéciale (par exemple, un lavage fréquent des pales) destinées à assurer une bonne performance pendant l'essai doivent être consignées. Il convient d'éviter de procéder à de telles actions de maintenance spéciale.

8.3 Collecte des données

Les données doivent être collectées en continu à une fréquence d'échantillonnage de 1 Hz ou plus. La température de l'air, la pression atmosphérique, l'humidité et les précipitations, dans le cas où ces caractéristiques sont mesurées, peuvent être échantillonnées moins souvent, mais au moins une fois par minute.

Le système d'acquisition de données doit stocker les données échantillonnées ou bien les statistiques relatives aux ensembles de données comme suit:

- a) la valeur moyenne;
- b) l'écart-type;
- c) la valeur maximale;
- d) la valeur minimale.

Les ensembles de données choisis doivent être fondés sur des périodes de 10 min déduites à partir de données mesurées de façon continue. Les données doivent être collectées jusqu'à ce que les exigences définies en 8.5 soient satisfaites.

8.4 Rejet des données

Pour vérifier que seules les données obtenues lors du fonctionnement normal de l'éolienne sont utilisées pour l'analyse, mais aussi que les données ne sont pas corrompues, les ensembles de données doivent être exclus de la base de données dans les situations suivantes:

- a) les conditions externes autres que la vitesse du vent se situent en dehors de la plage de fonctionnement de l'éolienne;
- b) l'éolienne ne peut pas fonctionner en raison d'un état de défaut;
- c) l'éolienne est arrêtée manuellement ou dans un mode de fonctionnement d'essai ou de maintenance;
- d) le matériel de mesure est défaillant ou dégradé (par exemple en raison du givrage);
- e) la direction du vent est en dehors du ou des secteurs de mesure comme cela est défini en 6.3.3;
- f) les directions du vent sont en dehors des secteurs valides (complets) d'étalonnage du site;
- g) toute condition atmosphérique particulière filtrée pendant l'étalonnage du site doit l'être également pendant l'essai de courbe de puissance.

Tout autre critère de rejet doit être clairement consigné.

L'effet sur la courbe de puissance d'une large boucle d'hystérésis dans l'algorithme de contrôle de coupure peut être considérable. Cet effet ne doit pas être inclus dans la courbe de puissance. Pour leur part, tous les ensembles de données qui correspondent au moment auquel l'éolienne a arrêté de produire de la puissance en raison d'une coupure due à une vitesse élevée du vent, doivent être exclus. Dans le cas où le comportement de coupure a été atteint pendant la période de mesure, les mesurages peuvent être présentés dans une base de données spéciale qui contient tous les points de données de la base de données. La courbe de puissance doit refléter l'effet de l'hystérésis dans l'algorithme de contrôle du démarrage, mais aussi l'effet des pertes parasites en dessous de la vitesse de démarrage. L'hystérésis de coupure affecte les tranches de vitesse du vent les plus élevées. L'ignorance de ce fait peut donc conduire à une surestimation de la production d'énergie, en particulier dans des scénarios qui présentent des vitesses de vent annuelles plus élevées.

Des sous-ensembles de la base de données collectés dans des conditions de fonctionnement particulières (par exemple, forte rugosité des pales due à la poussière, sel, insectes, givrage ou si les conditions de raccordement varient de manière considérable) ou des conditions atmosphériques particulières (par exemple, précipitations, cisaillement du vent) qui se produisent pendant la période de mesure peuvent être choisis comme bases de données spéciales.

8.5 Base de données

Après normalisation des données (voir 9.1), les ensembles de données choisis doivent être triés selon la procédure de la "méthode des tranches" (voir 9.2). La plage de vitesses du vent doit être divisée en tranches contiguës de 0,5 m/s, centrées sur des multiples de 0,5 m/s. Les ensembles de données choisis doivent au moins couvrir une plage de vitesses du vent comprise entre 1 m/s en dessous de la vitesse de démarrage et 1,5 fois la vitesse du vent à 85 % de la puissance assignée de l'éolienne. En variante, la plage de vitesses du vent doit s'étendre entre 1 m/s en dessous de la vitesse de démarrage et la vitesse du vent à laquelle l'"AEP mesurée" est supérieure ou égale à 95 % de l'"AEP extrapolée" (voir 9.3), l'"AEP mesurée" et l'"AEP extrapolée" étant déterminées sur la base des définitions cohérentes appropriées de la vitesse du vent (c'est-à-dire, la distribution des vitesses du vent et la courbe de puissance déduite à partir de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, ainsi que, lorsque la REWS est déduite, la distribution des vitesses du vent et la courbe de puissance déduite à partir de la REWS). Pour les éoliennes avec contrôle de pas actif, la courbe de puissance peut également être considérée comme complète lorsque la puissance assignée a été atteinte, que la puissance moyenne ne varie pas de plus de 0,5 % de la puissance ou de 5 kW (la valeur retenue étant la plus élevée des deux) pendant trois tranches consécutives de vitesse du vent, et que la puissance ne tend pas à augmenter sur la moyenne de ces trois tranches. Le rapport doit indiquer lequel des trois critères de plage de vitesses du vent a été utilisé.

La base de données doit être considérée comme complète lorsqu'elle satisfait aux critères suivants:

- a) chaque tranche comporte un minimum de 30 min de données échantillonnées;
- b) la base de données comporte un minimum de 180 h de données échantillonnées.

Dans l'éventualité où une tranche incomplète empêche l'achèvement de l'essai, cette valeur de tranche peut alors être estimée par interpolation linéaire à partir des deux tranches complètes adjacentes.

La base de données doit être présentée dans le rapport d'essai décrit à l'Article 10.

9 Résultats déduits

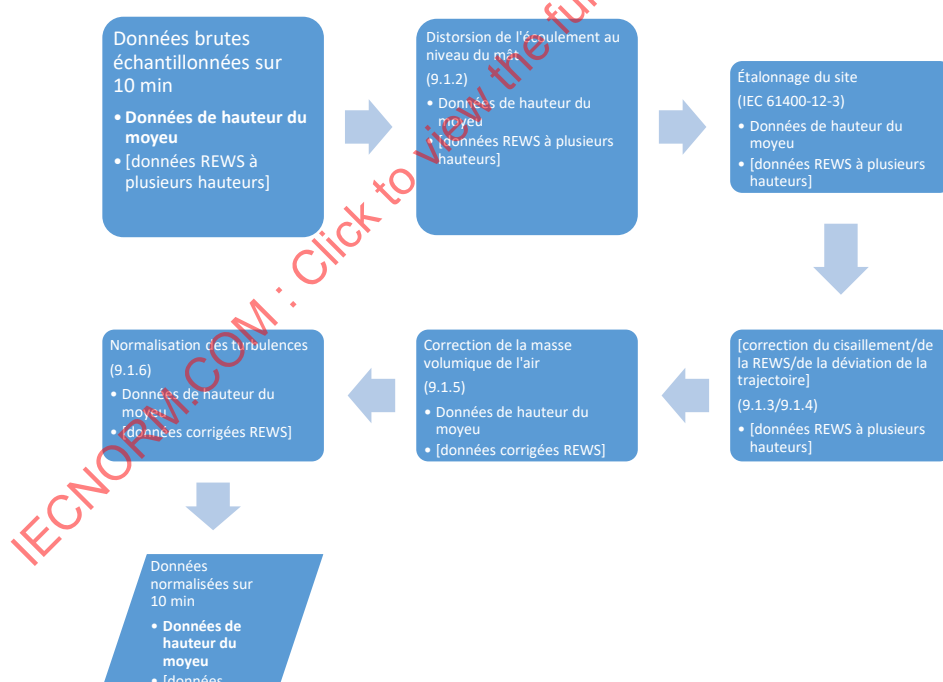
9.1 Normalisation des données

9.1.1 Généralités

Dans les paragraphes 9.1.3 à 9.1.6, trois méthodes de normalisation sont décrites pour les principaux facteurs atmosphériques qui ont une influence sur les résultats de la courbe de puissance: la masse volumique de l'air, le cisaillement du vent, la déviation de la trajectoire du vent et l'intensité des turbulences.

Ces normalisations ont pour objet d'améliorer l'exactitude des résultats au moyen de formulations concrètes pour chaque variable. Cet objectif permet dans une certaine mesure de comparer les résultats de différents ensembles de données sur une échelle similaire.

Il convient d'appliquer les différentes normalisations selon l'organigramme de la Figure 4.



NOTE Lorsque les mesurages facultatifs de la REWS sont disponibles, les données de REWS suivent une trajectoire de normalisation parallèle aux normalisations des données de hauteur du moyeu par défaut, représentées par les termes entre crochets. La normalisation des données REWS est réalisée séparément à chaque hauteur de mesure pour toutes les étapes de normalisation, jusqu'à l'étape à laquelle les résultats de chaque hauteur sont combinés dans la correction du cisaillement, de la REWS et de la déviation de la trajectoire. Une seule valeur corrigée de REWS est déduite pour chaque point de données de 10 min à chaque étape suivante, parallèlement aux corrections appliquées à chaque point de données de hauteur du moyeu.

Figure 4 – Processus d'application des différentes normalisations

9.1.2 Correction de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique par les anémomètres montés latéralement

Concernant la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique, une correction des vitesses du vent par les anémomètres montés latéralement est admise (l'exigence de l'Annexe S et de l'IEC 61400-50-1 pour un maximum de 1 % de distorsion de l'écoulement du mât météorologique avant application de la correction est toujours valable). Toute méthode de correction doit être documentée et consignée suivant les exigences de l'Article 10.

L'impact de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique sur le mesurage du cisaillement du vent peut être réduit le plus possible par une diminution du secteur de mesure lorsque la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique est inférieure à une limite donnée. Les fondements techniques d'une telle réduction de la largeur du secteur doivent être documentés. L'IEC 61400-50-1 donne une méthode possible de détermination de la correction de la distorsion de l'écoulement pour un mât en treillis.

9.1.3 Correction du cisaillement du vent (lorsque des mesurages de REWS sont disponibles)

9.1.3.1 Généralités

Lorsque la vitesse du vent sur la surface du rotor de l'éolienne est constante, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est représentative de la vitesse du vent sur le rotor de l'éolienne et l'utilisation de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est justifiée. Néanmoins, l'hypothèse selon laquelle la vitesse du vent en un point (par exemple, à la hauteur du moyeu) représente la vitesse du vent sur la surface du rotor de l'éolienne peut ne pas être représentative pour les grandes éoliennes. Par conséquent, il est nécessaire d'introduire des corrections pour tenir compte de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, ainsi que des variations introduites par le cisaillement du vent sur le rotor de l'éolienne. Trois grandeurs sont définies:

- a) la vitesse du vent équivalente du rotor;
- b) le facteur de correction du cisaillement du vent;
- c) la vitesse du vent corrigée du cisaillement du vent.

Le facteur de correction du cisaillement du vent peut être utilisé pour déduire une courbe de puissance spécifique à un climat, comme cela est expliqué à l'Annexe P. Cette correction est toutefois fondée sur l'hypothèse qu'une éolienne est capable de convertir toute l'énergie cinétique disponible.

9.1.3.2 Vitesse du vent équivalente du rotor

La vitesse du vent équivalente du rotor est la vitesse du vent qui correspond au flux d'énergie cinétique qui traverse la surface balayée par le rotor, compte tenu du cisaillement du vent vertical. Lorsque la vitesse du vent est disponible pour au moins trois hauteurs de mesure (voir 7.2.6), la vitesse du vent équivalente du rotor est définie comme suit:

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (5)$$

où

n_h est le nombre de hauteurs de mesure disponibles ($n_h \geq 3$);

v_i est la vitesse du vent mesurée à la hauteur i ;

A est la surface totale balayée par le rotor (c'est-à-dire πR^2 , R étant le rayon);

A_i est la surface du i^e segment, c'est-à-dire le segment pour lequel la vitesse du vent v_i est représentative, déduite à partir de l'Équation (6).

Les segments (avec les surfaces A_i) doivent être choisis de telle manière que la ligne de séparation horizontale entre deux segments se trouve au milieu des deux points de mesure. Les surfaces de segments sont ensuite déduites à l'aide de l'Équation (6):

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(z) dz = g(z_{i+1}) - g(z_i) \quad (6)$$

où

z_i est la hauteur de la i e ligne de séparation de segment ($H - R < z_i < H + R$), numérotée dans le même ordre que v_i (de haut en bas ou de bas en haut).

La largeur du rotor à la hauteur z est:

$$c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z - H)^2} \quad (7)$$

où

R est le rayon du rotor;

H est la hauteur du moyeu.

La fonction intégrée est:

$$g(z) = (z - H)\sqrt{R^2 - (z - H)^2} + R^2 \arctan\left(\frac{z - H}{\sqrt{R^2 - (z - H)^2}}\right) \quad (8)$$

Exemple de calcul REWS pour un profil de vitesse du vent sur 10 min.

Cet exemple prend pour hypothèse une éolienne qui présente une hauteur du moyeu de 80 m et un diamètre de rotor de 100 m. La vitesse du vent a été mesurée à cinq hauteurs à l'aide d'un mât météorologique. Si les hauteurs avaient pu être choisies, elles auraient été théoriquement réparties de façon régulière (40 m, 60 m, 80 m, 100 m et 120 m). Cet exemple représente un cas dans lequel les hauteurs ont été déterminées indépendamment de l'objectif d'évaluation de la REWS. Les limites du segment ont été définies au milieu de deux mesurages consécutifs. La REWS obtenue est égale à 9,38 m/s (voir le Tableau 3).

Tableau 3 – Exemple de calcul de REWS

Hauteurs de mesure	Vitesse du vent	Pondération du segment ^a	Hauteur limite inférieure du segment (z_i)	Hauteur limite supérieure du segment (z_{i+1})	Hauteur du segment
m	m/s	%	m	m	m
116	11,46	16,31	108	130	22
100	10,43	21,04	90	108	18
80	9,24	25,3	70	90	20
60	7,81	23,16	50	70	20
40	6,05	14,24	30	50	20
^a La pondération du segment est définie comme le rapport entre la surface du segment et la surface totale balayée par le rotor.					

9.1.3.3 Facteur de correction du cisaillement du vent

9.1.3.3.1 Cas 1: Mât météorologique à hauteur du moyeu avec dispositif de télédétection ou dispositif de télédétection avec mât météorologique court (hauteur inférieure à celle du moyeu)

Un facteur de correction du cisaillement du vent mesuré à l'aide d'un dispositif de télédétection est défini comme le rapport de la vitesse du vent équivalente du rotor sur la vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu selon l'Équation (9):

$$f_{r,RSD} = v_{eq,RSD} / v_{h,RSD} \quad (9)$$

où

$v_{eq,RSD}$ est la vitesse du vent équivalente du rotor mesurée à l'aide du dispositif de télédétection, comme cela est défini dans l'Équation (5);

$v_{h,RSD}$ est la vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu à l'aide du dispositif de télédétection.

9.1.3.3.2 Cas 2: Mât météorologique au-dessus de la hauteur du moyeu

Le facteur de correction du cisaillement du vent mesuré à l'aide d'un mât météorologique est défini comme le rapport de la vitesse du vent équivalente du rotor sur la vitesse du vent mesurée à la hauteur du moyeu selon l'Équation (10):

$$f_{r,MM} = v_{eq,MM} / v_{h,MM} \quad (10)$$

où

$v_{eq,MM}$ est la vitesse du vent équivalente du rotor mesurée par les anémomètres sur le mât météorologique, comme cela est défini dans l'Équation (5);

$v_{h,MM}$ est la vitesse du vent mesurée par l'anémomètre à la hauteur du moyeu.

NOTE $f_{r,MM}$ est pour l'établissement de rapports uniquement.

9.1.3.4 Correction du cisaillement du vent par rapport à la vitesse du vent

Lorsque la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et le cisaillement du vent sont mesurés à l'aide du même type de WME, la vitesse du vent équivalente du rotor est calculée selon l'Équation (5).

Lorsque la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est mesurée à l'aide d'un anémomètre monté sur un mât météorologique et que le cisaillement du vent est mesuré à l'aide d'un RSD, la vitesse du vent équivalente du rotor finale est calculée selon l'Équation (11):

$$v_{eq,final} = f_{r,RSD} v_{h,MM} \quad (11)$$

9.1.4 Correction de la déviation de la trajectoire du vent

Comme cela est expliqué à l'Annexe Q, la variation de direction du vent sur la plage de hauteurs du rotor (déviation de la trajectoire du vent) peut avoir un impact significatif sur la puissance de sortie de l'éolienne. Dans le cas des rotors de grandes éoliennes, il est recommandé d'appliquer la définition étendue de la vitesse du vent équivalente, y compris la déviation de la trajectoire du vent.

9.1.5 Normalisation de la masse volumique de l'air

La masse volumique de l'air doit être déterminée à partir du mesurage de la température de l'air, de la pression atmosphérique et de l'humidité relative, selon l'Équation (12):

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \Phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (12)$$

où

- $\rho_{10\min}$ est la masse volumique de l'air moyennée déduite sur une période de 10 min;
- $T_{10\min}$ est la température absolue de l'air mesurée, moyennée sur une période de 10 min [K];
- $B_{10\min}$ est la pression atmosphérique corrigée à la hauteur du moyeu moyennée sur une période de 10 min [Pa];
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec, 287,05 [J/kgK];
- Φ est l'humidité relative (plage de 0 % à 100 %);
- R_w est la constante des gaz pour la vapeur d'eau, 461,5 [J/kgK];
- P_w est la pression de vapeur égale à $0,000\,020\,5 \exp(0,063\,184\,6\,T_{10\min})$ [Pa];

La pression de vapeur P_w dépend de la température moyenne de l'air sur une période de 10 min.

Les ensembles de données choisis doivent être normalisés à au moins une masse volumique de l'air de référence. La masse volumique de l'air de référence doit correspondre à la moyenne de la masse volumique de l'air mesurée pour les données valides collectées sur le site pendant la période d'essai (voir 8.4) ou, à défaut, à une masse volumique de l'air nominale prédéfinie pour le site. La masse volumique de l'air moyenne mesurée doit être arrondie au 0,01 kg/m³ le plus proche et être consignée conformément à l'Article 10.

Pour une éolienne à régulation par décrochage avec pas de pale constant et vitesse de rotation constante, la normalisation des données doit être appliquée à la puissance de sortie mesurée selon l'Équation (13):

$$P_n = P_{10\min} \left(\frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \right) \quad (13)$$

où

- P_n est la puissance de sortie normalisée;
- $P_{10\min}$ est la puissance mesurée, moyennée sur une période de 10 min;
- ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.
- $\rho_{10\min}$ est la masse volumique de l'air déduite selon l'Équation (12) moyennée sur une période de 10 min.

Pour une éolienne avec contrôle de la puissance active, la normalisation doit être appliquée à la vitesse du vent selon l'Équation (14):

$$V_n = V_{10\min} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (14)$$

où

- V_n est la vitesse normalisée du vent;

$V_{10\min}$ est la vitesse du vent mesurée, moyennée sur une période de 10 min.

9.1.6 Normalisation des turbulences

Les mesurages de la courbe de puissance de l'éolienne sont influencés par l'intensité des turbulences. Une grande partie de l'effet de l'intensité des turbulences est causée par le moyennage de la puissance de sortie mesurée et la vitesse du vent mesurée sur des périodes de 10 min. Il est recommandé d'éliminer cet effet des mesurages par la normalisation des données de courbe de puissance à une intensité des turbulences de référence selon l'Annexe M. L'intensité des turbulences de référence doit être définie avant l'essai de courbe de puissance. Elle peut être définie en fonction de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Sauf indication contraire, une intensité des turbulences de référence de 10 % doit être appliquée. L'incertitude relative à la normalisation des turbulences doit être prise en compte. Dans le cas où aucune normalisation des turbulences n'est appliquée aux données de courbe de puissance, l'incertitude sur la courbe de puissance due aux effets des turbulences doit être estimée. Il est recommandé d'utiliser la méthode de calcul de l'incertitude décrite à l'Annexe M. L'intensité des turbulences est mesurée différemment par les anémomètres à coupelles, les dispositifs de télédétection et les anémomètres à ultrasons. Il convient d'en tenir compte lors de l'interprétation des résultats.

9.2 Détermination de la courbe de puissance mesurée

La courbe de puissance doit être déterminée en fonction de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et, lorsqu'elle est mesurée, de la vitesse du vent équivalente du rotor. Toutefois, l'incertitude dans une courbe de puissance déduite à partir de mesurages à hauteur du moyeu seulement est plus élevée du fait qu'aucun autre paramètre qui influe sur les conditions du vent n'est connu. Par conséquent, pour tenir compte du cisaillement du vent vertical, de la déviation de la trajectoire du vent et de l'intensité des turbulences, mais aussi pour réduire l'incertitude de mesure de la courbe de puissance, il est recommandé de considérer la vitesse du vent équivalente du rotor comme la vitesse du vent représentative et la puissance de sortie normalisée des turbulences conforme à l'Annexe M comme la puissance de sortie pertinente. La dérivation des courbes de puissance à partir de la vitesse du vent normalisée pour un profil de cisaillement du vent spécifique (voir l'Annexe P) et la puissance de sortie normalisée des turbulences sont des options recommandées lorsqu'une comparaison entre différentes courbes de puissance est souhaitée ou que les courbes de puissance sont appliquées pour l'évaluation des ressources éoliennes.

Pour indiquer des moyennes sur des périodes de 10 min, il convient d'ajouter un indice j supplémentaire aux vitesses de vent respectives.

La courbe de puissance mesurée est déterminée par application de la "méthode des tranches" aux ensembles de données normalisés, par l'utilisation de tranches de vitesse du vent de 0,5 m/s et par le calcul des valeurs moyennes de la vitesse du vent normalisée et de la puissance de sortie normalisée pour chaque tranche de vitesse du vent, selon les Équations (15) et (16):

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (15)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (16)$$

où

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$V_{n,i,j}$ est la vitesse du vent normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;
 N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i .

La courbe de puissance mesurée doit être présentée comme cela est décrit à l'Article 10. Lorsque des courbes de puissance de la REWS sont mesurées, la courbe de puissance de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu doit également être présentée. La courbe de puissance de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu doit être toujours présentée à des fins de comparaison toutes les fois qu'une courbe de puissance de la REWS est mesurée.

9.3 Production annuelle d'énergie (AEP)

L'AEP doit être calculée de deux manières, l'une nommée "AEP mesurée", l'autre "AEP extrapolée". Si la courbe de puissance mesurée n'inclut pas les données jusqu'à la vitesse de coupure, la courbe de puissance doit être extrapolée entre la vitesse du vent maximale mesurée et la vitesse de coupure.

De plus, l'AEP peut être définie comme une AEP générique ou comme une AEP spécifique au site. L'AEP générique est estimée par application de la courbe de puissance mesurée aux différentes distributions de fréquence de vitesses du vent de référence. Pour une installation spécifique, les conditions nominales du site spécifiant le régime des vents sur le site peuvent être connues. Dans ce cas, une AEP spécifique au site peut également être consignée et calculée en se fondant sur les informations spécifiques à ce site.

Une courbe de puissance déduite à partir des mesurages de vitesse du vent à la hauteur du moyeu ne doit être combinée qu'à une distribution de fréquence de vitesses du vent fondée sur la définition de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu pour déduire l'AEP, tandis qu'une courbe de puissance déduite à partir des mesurages de la REWS ne doit être combinée qu'à une distribution de fréquence REWS pour déduire l'AEP. Déduire l'AEP à partir de la combinaison d'une courbe de puissance de la REWS et d'une distribution de fréquence de vitesses du vent à la hauteur du moyeu (et inversement) ne constitue pas un calcul valide. Une distribution de Rayleigh, qui est identique à une distribution de Weibull avec un facteur de forme de 2, doit être utilisée comme distribution de fréquence de vitesses du vent de référence. Les estimations de l'AEP doivent être effectuées pour des moyennes annuelles de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu égales à 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s et 11 m/s, selon l'Équation (17):

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (17)$$

où

AEP est la production annuelle d'énergie;

N_h est le nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$;

N est le nombre de tranches;

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i .

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right) \quad (18)$$

où

$F(V)$ est la fonction de loi de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent;

V_{ave} est la moyenne annuelle de la vitesse du vent;

V est la vitesse du vent.

La sommation est initialisée en définissant V_{i-1} sur $V_i - 0,5$ m/s et P_{i-1} sur 0,0 kW.

Pour un site spécifique, les conditions nominales qui spécifient le régime des vents sur le site peuvent être connues. Dans ce cas, une AEP spécifique au site peut également être consignée et calculée en se fondant sur les informations spécifiques à ce site. Lorsque la distribution du vent spécifique au site est connue et qu'elle est présentée sous une forme tabulaire, l'AEP spécifique au site peut être calculée en commençant par convertir la distribution du vent en une distribution cumulative correspondante. Le nombre d'heures jusqu'à chaque vitesse du vent mesurée de la courbe de puissance mesurée est déduit par interpolation linéaire de deux valeurs adjacentes de la distribution cumulative. Ce nombre est divisé par la somme des heures du tableau, qui correspond typiquement au nombre d'heures nominal d'une année calendaire. Enfin, l'AEP est calculée à l'aide de l'Équation (17). La distribution tabulaire des vitesses du vent doit utiliser la même définition de vitesse du vent (hauteur du moyeu ou REWS) que la courbe de puissance mesurée, faute de quoi aucune AEP valide ne peut être déduite.

Dans le cas où la distribution du vent spécifique au site est présentée comme une distribution de Weibull avec des facteurs de forme et d'échelle connus, l'AEP peut alors être calculée selon l'Equation (17) et en remplaçant l'équation de distribution cumulative de Rayleigh (18) par l'équation de distribution de Weibull (19):

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A_w}\right)^k} \quad (19)$$

où

$F(V)$ est désormais la fonction de loi de probabilité cumulative de Weibull pour la vitesse du vent;

V est la vitesse du vent;

A_w est le facteur d'échelle de Weibull;

k est le facteur de forme de Weibull.

L'AEP mesurée doit être obtenue d'après la courbe de puissance mesurée avec pour hypothèse une puissance nulle pour toutes les vitesses du vent supérieures et inférieures à la plage de la courbe de puissance mesurée, puis par sommation selon l'Équation (17).

L'AEP extrapolée doit être obtenue à partir de la courbe de puissance mesurée avec pour hypothèse une puissance nulle pour toutes les vitesses de vent inférieures à la vitesse la plus basse du vent sur la courbe de puissance mesurée et une puissance constante pour les vitesses de vent comprises entre la vitesse du vent la plus élevée sur la courbe de puissance mesurée et la vitesse de coupure. La puissance constante utilisée pour l'AEP extrapolée doit correspondre à la valeur de puissance de la tranche à la vitesse du vent la plus élevée sur la courbe de puissance mesurée.

L'AEP mesurée et l'AEP extrapolée doivent être présentées dans le rapport d'essai, comme cela est décrit à l'Article 10. Pour tous les calculs de l'AEP, la disponibilité de l'éolienne doit être définie à 100 %. Pour des moyennes annuelles données de la vitesse du vent, les estimations de l'AEP mesurée doivent être marquées comme "incomplètes" lorsque les calculs indiquent que l'AEP mesurée est inférieure à 95 % de l'AEP extrapolée.

Des estimations de l'incertitude de mesure en matière d'incertitude-type sur l'AEP, selon l'Annexe D, doivent être consignées pour l'AEP mesurée pour l'ensemble des distributions des vitesses du vent utilisées.

Les incertitudes de l'AEP, décrites ci-dessus, ne tiennent compte que des incertitudes issues de l'essai de performance de puissance. Elles ne tiennent pas compte des incertitudes dues à

d'autres facteurs importants associés à la production d'énergie réelle pour une installation donnée.

9.4 Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance C_P de l'éolienne doit être ajouté aux résultats d'essai et présenté comme cela est décrit à l'Article 10. C_P doit être déterminé à partir de la courbe de puissance mesurée, selon l'Équation (20):

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (20)$$

où

$C_{P,i}$ est le coefficient de puissance dans la tranche i ;

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i (qui correspond à la vitesse du vent définie comme vitesse du vent équivalente du rotor ou vitesse du vent à la hauteur du moyeu);

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

A est la surface balayée par le rotor de l'éolienne;

ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.

10 Format de rapport

Le rapport d'essai doit contenir les informations suivantes.

- a) Identification et description de la configuration spécifique de l'éolienne en essai (voir 6.2), notamment:
 - 1) la marque, le type, le numéro de série, l'année de production de l'éolienne;
 - 2) le diamètre du rotor et une description de la méthode de vérification utilisée ou un renvoi à la documentation relative au diamètre du rotor;
 - 3) la vitesse du rotor ou la plage de vitesses du rotor;
 - 4) la puissance assignée et la vitesse du vent assignée;
 - 5) les données relatives aux pales: marque, type, numéros de série, nombre de pales, pas fixe ou variable, angle(s) de pas;
 - 6) la hauteur du moyeu et le type de mât;
 - 7) une description du système de contrôle (dispositif et version logicielle) et une documentation des signaux d'état utilisés pour la réduction des données;
 - 8) une description des conditions de raccordement au réseau électrique au niveau de l'éolienne (tension, fréquence et tolérances associées), ainsi qu'un schéma indiquant l'emplacement auquel est raccordé le transducteur de puissance, à savoir un transformateur interne ou externe, ainsi que la consommation électrique propre de l'éolienne.
- b) Une description du site d'essai (voir 6.3), notamment:
 - 1) des photographies de tous les secteurs de mesure, prises de préférence depuis l'éolienne à la hauteur du moyeu;
 - 2) une carte du site d'essai qui représente la surface des environs sur une distance radiale égale à au moins 20 fois le diamètre du rotor de l'éolienne et qui indique la topographie, l'emplacement de l'éolienne, le matériel de mesure du vent, les obstacles significatifs, les autres éoliennes ainsi que le secteur de mesure;

- 3) les résultats de l'évaluation du site, c'est-à-dire les limites du ou des secteurs de mesure valides;
 - 4) dans le cas où un étalonnage du site est effectué, les limites du ou des secteurs de mesure finals doivent également être consignées, y compris la justification des variations éventuelles qui résultent de l'évaluation du site;
 - 5) un tableau des coordonnées et de l'altitude de l'éolienne en essai, du matériel de mesure du vent et des éventuels obstacles significatifs étudiés lors de l'évaluation des obstacles.
- c) Une description du matériel d'essai (voir l'Article 7):
- 1) l'identification de tous les capteurs, du matériel de mesure du vent et du système d'acquisition de données, y compris la documentation pour l'étalonnage des capteurs, du matériel de mesure du vent, des lignes de transmission du signal et du système d'acquisition de données;
 - 2) un croquis du montage du mât météorologique qui indique les dimensions du mât et le montage des instruments, afin de documenter la conformité avec l'IEC 61400-50-1;
 - 3) une description de la méthode utilisée pour vérifier que l'étalonnage du matériel de mesure du vent est resté valide pendant toute la durée de la période de mesure, ainsi qu'une documentation des résultats qui indique le maintien de l'étalonnage.
- d) Une description de la procédure de mesure (voir l'Article 8):
- 1) une documentation des étapes du mode opératoire, des conditions d'essai, de la fréquence d'échantillonnage, du temps de moyennage et de la période de mesure, y compris:
 - la documentation des étalonnages, des corrections ou des fonctions de transfert appliquées par l'enregistreur de données et/ou par post-traitement;
 - 2) un journal de bord d'essai qui consigne tous les événements importants qui se sont produits lors de l'essai de performance de puissance, y compris:
 - une liste de toutes les activités de maintenance qui ont eu lieu pendant l'essai;
 - une liste de toutes les actions spéciales (par exemple, un lavage des pales) qui ont été effectuées pour assurer une bonne performance;
 - 3) une liste complète de tous les critères de filtrage utilisés pour produire le résultat consigné, y compris:
 - le paramètre, le mesurage, la durée ou une combinaison des paramètres filtrés;
 - la plage ou les critères logiques relatifs au filtre;
 - la justification du filtre;
 - l'ordre dans lequel les filtres ont été appliqués doit être consigné, avec le nombre de points supprimés à chaque itération. En variante, le nombre de points de données que le filtre supprime de la base de données par lui-même;
 - le nombre initial d'ensembles de données dans la base de données et le nombre final d'ensembles de données après l'application de tous les filtres.
- e) Présentation des données mesurées (voir 8.3 à 8.5). Les données de chaque ensemble de données choisi doivent être présentées aux formats tabulaire et graphique, ce qui permet de fournir des statistiques concernant la puissance de sortie mesurée en fonction de la vitesse du vent et de paramètres météorologiques importants (lorsque des mesurages de la REWS sont disponibles, les données mesurées doivent être présentées séparément pour la hauteur du moyeu et la REWS), y compris:
- 1) des diagrammes de dispersion représentant les moyennes, les écarts-types, la puissance de sortie minimale et maximale en fonction de la vitesse du vent (les tracés doivent inclure des informations concernant la fréquence d'échantillonnage). Un exemple est donné à la Figure 5;
 - 2) des diagrammes de dispersion représentant la vitesse moyenne du vent et l'intensité des turbulences en fonction de la direction du vent;

- 3) des diagrammes de dispersion représentant l'intensité des turbulences en fonction de la vitesse du vent (l'intensité des turbulences moyenne dans chaque tranche de vitesse du vent doit être représentée);
 - 4) il convient également de présenter, comme cela est décrit ci-dessus, les bases de données spéciales constituées de données collectées dans des conditions de fonctionnement ou dans des conditions atmosphériques particulières;
 - 5) lorsqu'ils ont été mesurés, la vitesse de rotation et l'angle de pas doivent être représentés sous la forme d'un diagramme de dispersion qui inclut les valeurs de tranche en fonction de la vitesse du vent ainsi qu'un tableau des valeurs de tranche;
 - 6) la définition des signaux d'état et des tracés des signaux d'état pendant la période de mesure;
 - 7) des diagrammes de dispersion représentant la masse volumique de l'air en fonction de la direction du vent et de la vitesse du vent, y compris la moyenne par tranche;
 - 8) un diagramme de dispersion représentant l'exposant de cisaillement du vent par rapport à l'heure du jour et en fonction de la vitesse du vent. L'exposant de cisaillement du vent dans la moitié inférieure du rotor et l'exposant de cisaillement du vent dans la moitié supérieure du rotor doivent être présentés séparément. En outre, les valeurs moyennes des deux exposants de cisaillement du vent par tranche de vitesse du vent doivent être représentées;
 - 9) l'exposant moyen de cisaillement du vent ou une représentation équivalente des conditions de cisaillement du vent du site lors de l'essai;
 - 10) le facteur de correction du cisaillement du vent, selon 9.1.3.3, le cas échéant, en fonction de la configuration de mesure (utiliser l'Équation (9) ou l'Équation (10), en fonction de la configuration de mesure).
 - 11) la masse volumique de l'air moyenne mesurée lors de l'essai.
- f) Présentation de la courbe de puissance mesurée pour la masse volumique de l'air de référence (voir 9.1 et 9.2), pour la courbe de puissance déduite à partir de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, ainsi que la courbe de puissance déduite de la REWS si elle est mesurée:
- 1) la courbe de puissance doit être représentée sous la forme d'un tableau similaire au Tableau 4. Pour chaque tranche de vitesse du vent, le tableau doit répertorier:
 - la vitesse du vent normalisée et moyennée;
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - le nombre d'ensembles de données;
 - la valeur C_p calculée;
 - les incertitudes-types de catégorie A (voir l'Annexe D et l'Annexe E);
 - les incertitudes-types de catégorie B (voir l'Annexe D et l'Annexe E);
 - l'incertitude-type composée (voir l'Annexe D et l'Annexe E);En plus de représenter la courbe de puissance mesurée dans un tableau selon f)1), la courbe de puissance mesurée peut être représentée sous la forme de valeurs au centre de la tranche. La méthode recommandée consiste à utiliser une fonction spline cubique pour l'interpolation entre les valeurs de tranches du tableau afin de représenter les valeurs mesurées de la vitesse du vent, de la puissance et du coefficient de puissance au centre de la tranche.
 - 2) la courbe de puissance doit être représentée sous la forme d'un graphique similaire à la Figure 6. Le graphique doit représenter les caractéristiques suivantes en fonction de la vitesse du vent normalisée et moyennée:
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - l'incertitude-type composée;
 - 3) la courbe C_p doit être représentée sous la forme d'un graphique similaire à la Figure 7;

- 4) le graphique et le tableau doivent mentionner la masse volumique de l'air de référence utilisée pour la normalisation;
- 5) dans le cas où la vitesse de coupure a été atteinte pendant la période de mesure, la courbe de puissance et la courbe C_P ou les parties des courbes influencées par l'hystérésis de coupure peuvent être présentées d'une manière similaire aux points f)1), f)2), f)3) et f)4).
- g) Présentation des courbes de puissance mesurées collectées dans des conditions de fonctionnement et des conditions atmosphériques particulières:
 - 1) les courbes de puissance déduites à partir des sous-ensembles de la base de données pour des conditions de fonctionnement ou des conditions atmosphériques particulières peuvent également être consignées. Si tel est le cas, il convient de consigner une courbe de puissance de la même manière que pour la masse volumique de l'air de référence, mais selon la masse volumique déduite à partir de la moyenne de la masse volumique de l'air mesurée pour les sous-ensembles de la base de données ou, en variante, en utilisant une masse volumique de l'air nominale prédéfinie pour le site.
- h) Présentation de la production annuelle d'énergie estimée pour la masse volumique de l'air de référence (voir 9.3), pour la courbe de puissance déduite de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, ainsi que la courbe de puissance déduite de la REWS si elle est mesurée:
 - 1) un tableau similaire au Tableau 5 qui doit inclure pour chaque moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu:
 - l'AEP mesurée;
 - l'incertitude-type de l'AEP mesurée (voir l'Annexe D et l'Annexe E);
 - l'AEP extrapolée;
 - 2) le tableau doit également mentionner:
 - la masse volumique de l'air de référence;
 - la vitesse de coupure;
 - 3) pour toute moyenne annuelle de la vitesse du vent, lorsque l'AEP mesurée est inférieure à 95 % de la production annuelle d'énergie extrapolée, le tableau doit également inclure la mention "incomplet" dans la colonne des valeurs de l'AEP mesurée.
- i) Présentation du coefficient de puissance mesuré (voir 9.4):
 - 1) il convient de représenter le coefficient de puissance mesuré en fonction de la vitesse du vent sous la forme d'un tableau et d'un graphique, dans lesquels la surface balayée par le rotor doit être indiquée.
- j) Présentation des résultats de l'étalonnage du site (voir l'IEC 61400-12-3 pour les exigences de consignation):
 - 1) si un étalonnage du site est réalisé, il doit être consigné dans le rapport sous la forme d'un tableau;
 - 2) le tableau doit présenter pour chaque tranche de direction du vent:
 - les limites minimale et maximale de direction du vent;
 - la direction du vent moyennée par tranche;
 - les caractéristiques de la correction de la vitesse du vent;
 - le nombre d'heures de données;
 - l'incertitude-type composée du rapport de vitesses du vent pour 6 m/s, 10 m/s et 14 m/s;
 - 3) le rapport doit en outre inclure les graphiques et les tableaux exigés dans l'IEC 61400-12-3.
- k) Incertitude de mesure (voir l'Annexe D):
 - 1) des hypothèses d'incertitude doivent être fournies pour toutes les composantes d'incertitude (l'incertitude de mesure de la vitesse du vent du mât doit être déduite

conformément à l'IEC 61400-50-1 et les mesures de la vitesse du vent par dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2).

l) Écarts par rapport à la procédure:

- 1) tout écart par rapport aux exigences du présent document doit être clairement documenté dans un article distinct. Pour chaque écart doivent être fournies des justifications techniques, ainsi qu'une estimation de son effet sur les résultats d'essai.

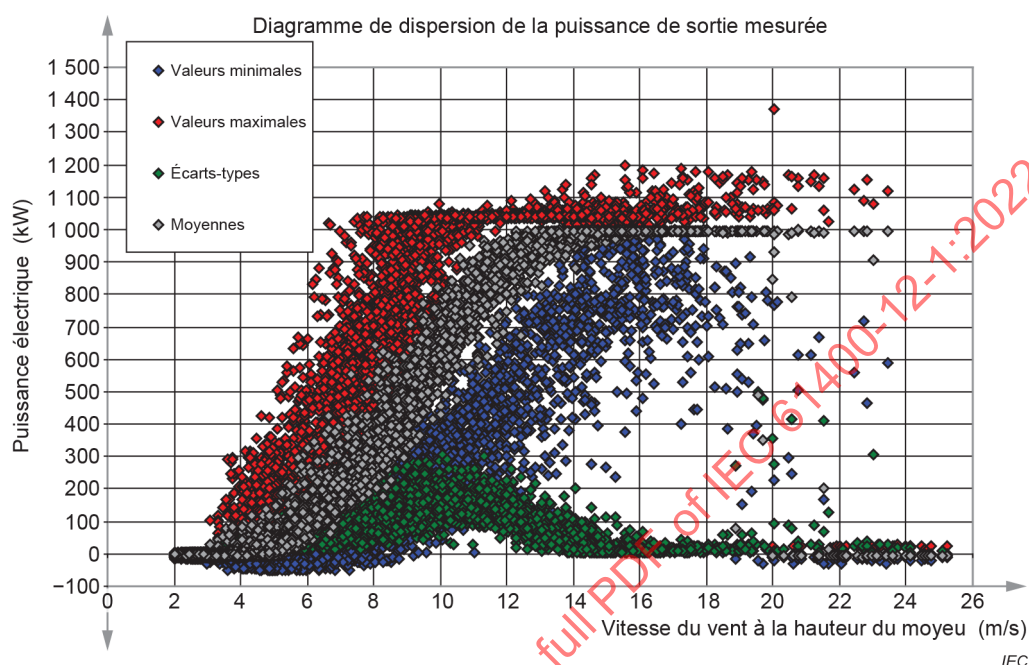


Figure 5 – Présentation d'un exemple de base de données: diagramme de dispersion de l'essai de performance de puissance échantillonné à 1 Hz (valeurs moyennes moyennées sur une période de 10 min)

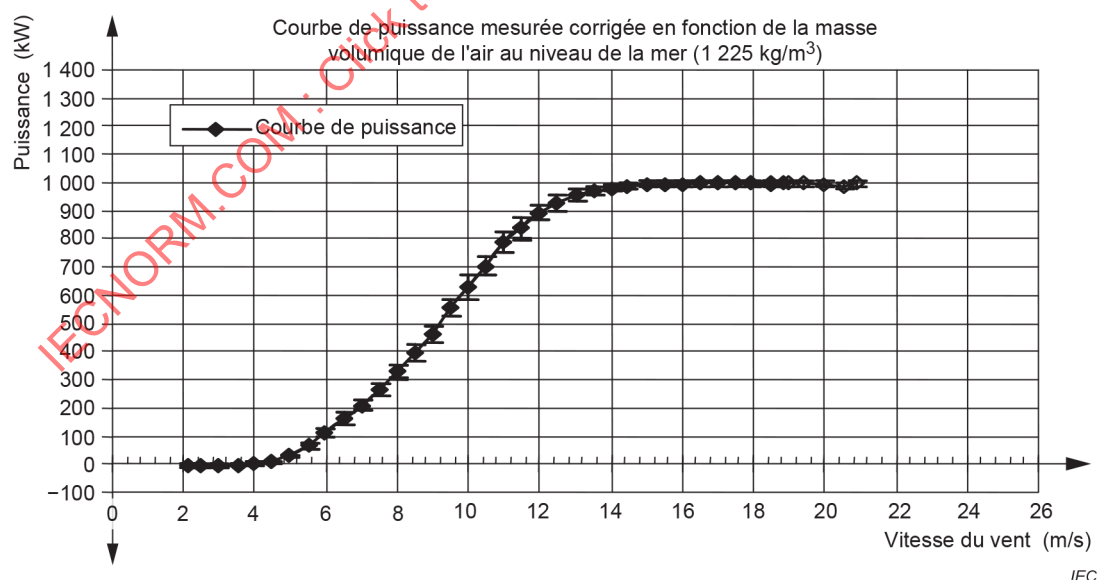


Figure 6 – Présentation d'un exemple de courbe de puissance mesurée

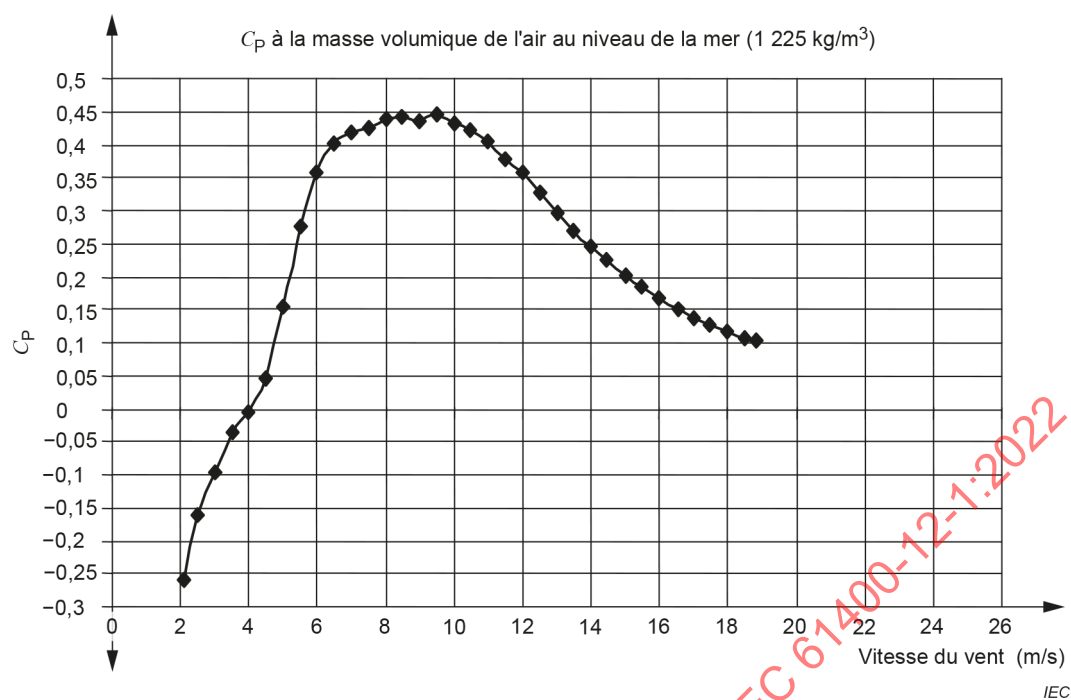


Figure 7 – Présentation d'un exemple de courbe C_p

Tableau 4 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée

Courbe de puissance mesurée							
Masse volumique de l'air de référence: 1,225 kg/m ³					Catégorie A	Catégorie B	Incertitude composée
N° de tranche	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu m/s	Puissance de sortie kW	C _P	Nombre d'ensembles de données (moyennés sur 10 min)	Incertitude-type <i>s_i</i> kW	Incertitude-type <i>u_i</i> kW	Incertitude-type <i>u_{ci}</i> kW
4	2,1	-3,6	-0,26	138	0,05	6,3	6,3
5	2,5	-3,6	-0,16	275	0,04	6,3	6,3
6	3,0	-3,8	-0,10	270	0,13	6,3	6,3
7	3,5	-2,2	-0,03	320	0,56	6,3	6,3
8	4,0	-0,4	0,00	347	0,56	6,3	6,3
9	4,5	6,0	0,05	362	0,67	6,3	6,4
10	5,0	27,7	0,15	333	1,09	6,8	6,9
11	5,5	67,4	0,28	285	1,65	10,9	11,0
12	6,0	111,3	0,36	262	2,26	16,1	16,3
13	6,5	160,9	0,40	265	3,08	20,1	20,3
14	7,0	209,4	0,42	286	3,22	20,4	20,7
15	7,5	262,0	0,43	287	3,23	20,7	20,9
16	8,0	327,6	0,44	248	3,28	23,3	23,5
17	8,5	395,2	0,44	215	4,38	28,6	28,9
18	9,0	462,0	0,44	179	4,94	29,8	30,2
19	9,5	556,1	0,45	183	5,02	29,9	30,3
20	10,0	629,8	0,43	133	5,83	41,5	41,9
21	10,5	703,1	0,42	127	6,82	32,8	33,5
22	11,0	786,5	0,41	119	6,75	36,1	36,7
23	11,5	836,5	0,38	101	6,65	36,5	37,1
24	12,0	893,5	0,36	94	7,27	25,2	26,2
25	12,5	928,6	0,33	74	5,59	28,8	29,3
26	13,0	956,4	0,30	70	6,38	19,5	20,5
27	13,5	971,3	0,27	63	4,66	16,5	17,1
28	14,0	980,9	0,25	71	3,19	13,5	13,8
29	14,5	988,2	0,22	77	2,53	12,2	12,4
30	15,0	993,5	0,20	64	1,37	11,9	11,9
31	15,5	993,7	0,18	47	0,84	11,6	11,6
32	16,0	995,7	0,17	54	0,83	11,3	11,3
33	16,5	996,2	0,15	33	0,42	11,4	11,4
34	17,0	996,4	0,14	23	0,23	11,3	11,3
35	17,5	996,5	0,13	30	0,24	11,3	11,3
36	18,0	996,5	0,12	13	0,18	11,3	11,3
37	18,5	995,7	0,11	11	0,21	11,3	11,3
38	19,0	996,6	0,10	14	0,59	11,3	11,3
39	19,4	996,1	0,09	10	0,21	11,3	11,3
40	20,0	994,1	0,09	5	0,41	11,3	11,3
41	20,5	987,4 ^a	0,08	2	2,67	11,4	11,7
42	20,9	996,9	0,08	3	3,38	11,8	12,3

^a L'ensemble de données de la tranche 41 est incomplet (moins de trois ensembles de données); la valeur de puissance dans la tranche 41 pour le calcul de l'AEP est donc interpolée à 995,7.

Tableau 5 – Exemple de présentation d'une production annuelle d'énergie estimée

Production annuelle d'énergie estimée Masse volumique de l'air de référence: 1,225 kg/m ³ Vitesse de coupure: 25 m/s (extrapolation par puissance constante d'après la dernière tranche)					
Moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu (Rayleigh)	AEP mesurée (courbe de puissance mesurée)	Incertitude-type de l'AEP	Incertitude-type de l'AEP	AEP extrapolée (courbe de puissance extrapolée)	
m/s	MWh	MWh	%	MWh	
4	480	82	17	480	
5	1 081	113	10	1 081	
6	1 824	138	8	1 824	
7	2 595	155	6	2 603	
8	3 305	163	5	3 342	
9	3 889	165	4	3 995	
10	4 318	162	4	4 536	
11	4 592	157	3	4 954	Incomplet

NOTE Les chiffres d'incertitude-type dans les Tableau 4 et Tableau 5 reposent sur un facteur de couverture de 1. Cela implique que le niveau de confiance (soit le nombre de fois, en pourcentage, dans les mesurages de la courbe de puissance répétés, où les intervalles contiennent la "vraie" valeur de l'AEP) est de l'ordre de 58 % à 68 %. Le niveau de confiance n'est qu'une estimation; en effet, la loi de probabilité du mesurande n'est normalement pas connue en détail. La valeur supérieure (68 %) s'applique aux lois normales, tandis que la valeur inférieure (58 %) s'applique aux lois rectangulaires.

Annexe A
(normative)

Évaluation des obstacles

Se reporter à l'IEC 61400-12-5:2022, Article 6.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annexe B
(normative)

Évaluation du terrain sur le site d'essai

Se reporter à l'IEC 61400-12-5:2022, Article 9.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annexe C
(normative)

Procédure d'étalonnage du site

Se reporter à l'IEC 61400-12-3.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-1:2022

Annexe D (normative)

Évaluation de l'incertitude de mesure

L'Annexe D traite des exigences de détermination de l'incertitude de mesure. Les fondements théoriques de la détermination de l'incertitude à l'aide de la méthode des tranches et un exemple élaboré d'estimation des incertitudes peuvent être consultés à l'Annexe E.

La courbe de puissance mesurée doit être complétée par une estimation de l'incertitude de mesure. L'estimation doit être fondée sur le Guide ISO/IEC 98-3:2008.

Selon le Guide ISO/IEC 98-3:2008, il existe deux catégories d'incertitudes: les incertitudes de catégorie A dont l'amplitude peut être déduite des mesurages et les incertitudes de catégorie B qui sont estimées par d'autres moyens. Dans les deux catégories, les incertitudes sont exprimées sous la forme d'écarts-types et sont appelées incertitudes-types.

a) Mesurandes

Les mesurandes sont la courbe de puissance déterminée par les valeurs de tranches mesurées et normalisées de la puissance électrique et de la vitesse du vent (voir 9.1 et 9.2) et la production annuelle d'énergie estimée (voir 9.3). Les incertitudes de mesure sont converties en incertitude sur le mesurande au moyen de facteurs de sensibilité.

b) Composantes d'incertitude

Le Tableau D.1 donne une liste minimale de paramètres d'incertitude qui doivent être inclus dans l'analyse d'incertitude. Certaines composantes d'incertitude doivent figurer dans les normes associées au présent document, comme l'indique la colonne de gauche du Tableau D.1.

Tableau D.1 – Liste des composantes d'incertitude

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Puissance électrique (conformément à l'IEC 61869-1 à l'IEC 61869-2, à l'IEC 61869-3, et à l'IEC 60688)	Transformateurs de courant	B
	Transformateurs de tension	B
	Transducteur de puissance ou dispositif de mesure de puissance	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
	Variabilité de la puissance électrique	A
Vitesse du vent (anémomètre à coupelles et à ultrasons, conformément à l'IEC 61400-50-1)	Étalonnage de la soufflerie	B
	Classification	B
	Distorsion de l'écoulement au niveau du mât	B
	Distorsion de l'écoulement au niveau de la flèche	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
	Essai in situ	B
Vitesse du vent (dispositif de télédétection, conformément à l'IEC 61400-50-2)	Essai de vérification du RSD	B
	Essai in situ	B
	Classification du RSD	B
	Effets du montage	B
	Variation de l'écoulement sur le volume de sonde à la même hauteur	B
	Essai de surveillance	B

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Vitesse du vent équivalente du rotor	Mesurage du cisaillement du vent	B
	Mesurage de déviation de la trajectoire du vent	B
Direction du vent (girouette ou anémomètre à ultrasons, conformément à l'IEC 61400-50-1)	Étalonnage	B
	Indicateur du nord	B
	Orientation de la flèche	B
	Caractéristiques de fonctionnement (influence du mât)	B
	Angle de déclinaison magnétique	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
Direction du vent (dispositif de télédétection, conformément à l'IEC 61400-50-2)	Essai de vérification	B
	Classification	B
	Essai de surveillance	B
	Variation de l'écoulement sur le volume de sonde à la même hauteur	B
	Alignement	B
	Angle de déclinaison magnétique	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
Température de l'air	Capteur de température	B
	Protection contre le rayonnement	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
Pression atmosphérique	Capteur de pression	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
Humidité relative	Capteur d'humidité	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessous dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
Système d'acquisition de données	Transmission du signal	B
	Exactitude du système	B
	Conditionnement du signal	B
Terrain (sans étalonnage du site)	Distorsion de l'écoulement due au terrain	B

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Terrain (avec étalonnage du site, conformément à l'IEC 61400-12-3)	Étalonnage de l'anémomètre avant l'essai	B
	Étalonnage postérieur/Étalonnage in situ	B
	Classification de l'anémomètre	B
	Effets du montage	B
	Montage normal	B
	Autre montage	B
	Montage latéral	B
	Paratonnerre	B
	Système d'acquisition de données (voir ci-dessus dans la colonne "Paramètre mesuré")	B
	Variation de correction (tranches adjacentes de direction du vent)	B
	Enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance	B
	Variations saisonnières	B
	Variabilité statistique de l'étalonnage du site	A
Méthode	Correction de la masse volumique de l'air	B
	Conditions de vent – informations de cisaillement manquantes	B
	Conditions de vent – informations de déviation de la trajectoire manquantes	B
	Conditions de vent – informations d'écoulement ascendant manquantes	B
	Conditions de vent – informations de turbulences manquantes	B
	Variations saisonnières	B
	Normalisation des turbulences (ou absence de normalisation des turbulences)	B
	Mesurages dans un climat froid	B

NOTE La méthode de la courbe de puissance de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu donnée dans le présent document repose sur l'hypothèse implicite suivante: le rendement de puissance moyen d'une éolienne sur une période de 10 min s'explique entièrement par la vitesse du vent moyenne simultanée sur 10 min mesurée à la hauteur du moyeu et par la masse volumique de l'air. Tel n'est pas le cas. D'autres variables d'écoulement altèrent le rendement de puissance. Des éoliennes identiques génèrent donc des rendements de puissance différents sur des sites différents même si la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et la masse volumique de l'air sont identiques. Ces autres variables incluent les fluctuations de turbulences de la vitesse du vent (dans les trois directions), l'inclinaison du vecteur d'écoulement par rapport à l'horizontale, l'échelle des turbulences et le cisaillement de la vitesse du vent moyenne sur la surface du rotor. Les outils analytiques offrent actuellement une aide limitée pour identifier l'impact de certaines de ces variables, et les méthodes expérimentales rencontrent également de sérieuses difficultés. Par conséquent, la courbe de puissance varie d'un site à l'autre, ce qui apparaît comme une incertitude.

Cette incertitude provient des différences de rendement de puissance observées dans différentes conditions topographiques et climatiques, c'est-à-dire par comparaison d'une AEP mesurée en terrain homogène avec une AEP mesurée sur le site d'un parc éolien non homogène. Il est difficile de quantifier cette incertitude apparente. Selon les conditions du site et le climat, le pourcentage d'incertitude peut être élevé. En termes généraux, une augmentation de l'incertitude peut être attendue lorsque la complexité de la topographie s'accroît et lorsque la fréquence des conditions atmosphériques non neutres augmente.

Cependant, le présent document décrit des méthodes qui permettent de rendre compte d'au moins certaines de ces variables d'influence (par exemple, cisaillement du vent et turbulences), de l'évaluation de l'incertitude et, sur la base de l'hypothèse implicite selon laquelle ces variables sont significatives, de l'augmentation de l'incertitude lorsqu'aucune correction n'est appliquée.

Annexe E (informative)

Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches

E.1 Généralités

Dans l'Annexe E, toutes les incertitudes énoncées dans l'ensemble de la norme ont été composées et additionnées afin de produire une évaluation cohérente de l'incertitude de mesure de la courbe de puissance, qui couvre à la fois la courbe de puissance et l'AEP calculée.

Pour simplifier la structure dans le but d'introduire ce sujet plutôt complexe, la présente Annexe E a été organisée de la manière indiquée ci-dessous. La structure principale comporte un article distinct pour chaque catégorie des composantes d'incertitude; comme la vitesse du vent comporte de nombreuses composantes d'incertitude, des articles dédiés leur sont consacrés (voir ci-dessous):

Article E.2	Description mathématique générale et tableau donnant une vue d'ensemble de toutes les composantes d'incertitude et de leurs amplitudes par défaut.
Article E.3	Incertitudes de catégorie A
Article E.4	Incertitudes de catégorie B – Introduction et acquisition de données
Article E.5	Catégorie B – Puissance de sortie
Article E.6	Catégorie B – Vitesse du vent – Introduction et capteurs
Article E.7	Catégorie B – Vitesse du vent – RSD
Article E.8	Catégorie B – Vitesse du vent – REWS
Article E.9	Catégorie B – Vitesse du vent – Terrain
Article E.10	Catégorie B – Masse volumique de l'air
Article E.11	Catégorie B – Méthode
Article E.12	Catégorie B – Direction du vent
Article E.13	Composition des incertitudes

L'Annexe E donne une méthode de calcul pour le regroupement des incertitudes, ainsi que des tableaux pertinents relatifs aux facteurs de corrélation et un exemple numérique (non exhaustif).

Pour toutes les incertitudes de catégorie B, la présente Annexe E présente l'objet de chaque composante d'incertitude, le symbole utilisé pour chaque composante, des références à des documents ou d'autres annexes qui traitent de la composante ainsi qu'une discussion sur l'amplitude par défaut.

E.2 Composition des incertitudes

E.2.1 Généralités

Dans sa forme la plus générale, l'incertitude-type composée de la puissance dans la tranche i , $u_{c,i}$ peut être exprimée par:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{E.1})$$

où

- $c_{k,i}$ est le facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i ;
- $u_{k,i}$ est l'incertitude-type de la composante k dans la tranche i ;
- M est le nombre de composantes d'incertitude dans chaque tranche;
- $\rho_{k,l,i,j}$ est le coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j (dans l'expression, les composantes k et l se trouvent toutes les deux dans la tranche i).

La composante d'incertitude est la grandeur d'entrée individuelle correspondant à l'incertitude de chaque paramètre mesuré. L'incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée, u_{AEP} , peut s'exprimer comme suit dans sa forme la plus générale:

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{E.2})$$

où

- f_i est l'occurrence relative de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- N est le nombre de tranches;
- N_h est le nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$;

Il est rarement possible de déduire toutes les valeurs des coefficients de corrélation $\rho_{k,l,i,j}$ de manière explicite; des simplifications significatives sont normalement nécessaires. Pour pouvoir simplifier à un niveau pratique les expressions ci-dessus des incertitudes composées, les hypothèses suivantes peuvent être retenues:

- a) les composantes d'incertitude sont soit entièrement corrélées ($\rho_{k,l,i,j} = 1$, ce qui implique une sommation linéaire pour obtenir l'incertitude-type composée), soit indépendantes ($\rho_{k,l,i,j} = 0$, ce qui implique une sommation quadratique, c'est-à-dire que l'incertitude-type composée est la racine carrée de la somme des carrés des composantes d'incertitude);
- b) les incertitudes de catégorie A ne sont pas corrélées avec les tranches de vitesse du vent, alors que les incertitudes de catégorie B sont entièrement corrélées avec les tranches de vitesse du vent;
- c) valable uniquement pour les incertitudes de l'étalonnage du site: les incertitudes de catégorie A ne sont pas corrélées avec les tranches de direction du vent, alors que les incertitudes de catégorie B sont entièrement corrélées avec les tranches de direction du vent.

La corrélation du même type d'incertitude à différentes hauteurs de mesure du vent lors du calcul de l'incertitude liée à la vitesse du vent équivalente du rotor ou une vitesse du vent normalisée en fonction du cisaillement du vent et de la déviation de la trajectoire du vent doit être évaluée individuellement pour chaque composante et chaque cas. Chaque incertitude peut d'abord être cumulée sur les différentes hauteurs de mesure d'une certaine tranche de vitesse du vent équivalente du rotor ou de la vitesse du vent normalisée en fonction du cisaillement du vent et de la déviation de la trajectoire du vent. Les composantes d'incertitude de la vitesse du vent équivalente du rotor ou de la vitesse du vent normalisée en fonction du cisaillement du

vent et de la déviation de la trajectoire du vent peuvent ensuite être traitées comme cela est décrit aux points a) et b).

D'après ces hypothèses, l'incertitude composée de la puissance dans une tranche, $u_{c,i}$, peut être exprimée comme suit:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (\text{E.3})$$

où

M_A est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie A;

M_B est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie B;

$s_{k,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A de la composante k dans la tranche i ;

s_i est l'incertitude composée de catégorie A dans la tranche i ;

u_i est l'incertitude composée de catégorie B dans la tranche i .

Il convient de noter que $u_{c,i}^2$ n'est pas indépendante de la taille de la tranche, car $s_{p,i}$ dépend du nombre d'ensembles de données dans la tranche (voir l'Équation (E.10)).

Ces hypothèses impliquent que l'incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie, u_{AEP} , est:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{E.4})$$

Le second terme de l'Équation (E.4) signifie que chaque composante d'incertitude individuelle de catégorie B progresse au moyen de l'incertitude de l'AEP correspondante, en appliquant l'hypothèse d'une corrélation complète entre les tranches pour les composantes individuelles. Enfin, les composantes d'incertitude composée entre tranches sont additionnées de manière quadratique pour obtenir l'incertitude de l'AEP.

En outre, certaines composantes de l'incertitude de catégorie A ne peuvent pas toujours être déduites ou estimées aisément en se fondant sur les tranches. Par exemple, les composantes de catégorie A de la méthode d'étalonnage du site (IEC 61400-12-3) peuvent avoir été déduites d'une analyse de la sensibilité sur le calcul de l'AEP. Il convient dans ce cas d'additionner ces composantes de manière quadratique dans l'incertitude de l'AEP obtenue. Voir l'Équation (E.8) pour un exemple.

En pratique, il peut être malaisé d'additionner les composantes d'incertitude de catégorie B dans toutes les tranches avant de les composer individuellement. Une approximation, qui permet de composer les composantes d'incertitude de catégorie B au sein des tranches avant de les composer entre des tranches différentes (c'est-à-dire que s_i et u_i peuvent être utilisés), conduit à l'expression plus pratique suivante:

$$\begin{aligned} u_{AEP}^2 &= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2} \right)^2 \\ &= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2 \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

La valeur u_{AEP} obtenue par l'Équation (E.5) est toujours supérieure ou égale à celle obtenue à l'aide de l'Équation (E.4).

E.2.2 Incertitude élargie

Les incertitudes-types composées de la courbe de puissance et de l'AEP peuvent, de plus, être exprimées par des incertitudes élargies. En se référant au Guide ISO/IEC 98-3 et en prenant l'hypothèse de lois normales, des intervalles qui présentent les niveaux de confiance donnés dans le Tableau E.1 peuvent être obtenus en multipliant ces incertitudes-types composées par un facteur de couverture également donné dans le Tableau E.1.

Tableau E.1 – Incertitudes élargies

Niveau de confiance %	Facteur de couverture
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

E.2.3 Fondements de l'évaluation de l'incertitude

La méthodologie de calcul passe par une estimation des incertitudes de catégorie A et de catégorie B pour chaque tranche d'une courbe de puissance mesurée. L'incertitude sur la courbe de puissance est déduite, puis l'incertitude sur la production annuelle d'énergie (AEP) est estimée. Étant donné les différences de calculs dans les différentes approches de mesure, il n'a pas été fourni d'exemple très élaboré. Lorsque cela est possible, un exemple élaboré pour une partie du calcul a été fourni afin d'indiquer comment ont été appliquées les équations et les estimations des valeurs par défaut pour les composantes d'incertitude.

La méthodologie de calcul s'appuie sur le Guide ISO/IEC 98-3, ainsi que sur les hypothèses ci-dessus. La composition des composantes d'incertitude de catégorie B selon l'Équation (E.5) permet dans un premier temps de combiner toutes les composantes d'incertitude de chaque tranche afin d'exprimer l'incertitude composée de catégorie B de chaque paramètre mesuré, par exemple la vitesse du vent:

$$u_{V,i}^2 = u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + \dots \quad (E.6)$$

où les composantes d'incertitude se réfèrent aux composantes d'incertitude du Tableau E.2, selon les mêmes symboles et indices que dans ce Tableau E.2.

Dans un deuxième temps, les incertitudes-types des mesurandes peuvent être exprimées par les incertitudes des paramètres de mesure dans la tranche i :

$$u_{C,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2 \quad (E.7)$$

où

$s_{P,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i ;

$u_{P,i}$ est l'incertitude-type de catégorie B sur la puissance dans la tranche i ;

$U_{M,Tinorm,i}$ est l'incertitude relative à la normalisation des turbulences;

$u_{V,i}$	est l'incertitude-type de catégorie B sur la vitesse du vent dans la tranche i ;
$u_{T,i}$	est l'incertitude-type de catégorie B sur la température dans la tranche i ;
$u_{B,i}$	est l'incertitude-type de catégorie B sur la pression dans la tranche i ;
$u_{RH,i}$	est l'incertitude-type de catégorie B sur l'humidité relative dans la tranche i ;
$u_{M,i}$	est l'incertitude-type de catégorie B sur la méthode dans la tranche i ;
$c_{V,i}$	est le facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i ;
$c_{T,i}$	est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
$c_{B,i}$	est le facteur de sensibilité de la pression dans la tranche i ;
$c_{RH,i}$	est le facteur de sensibilité de l'humidité relative dans la tranche i .

Cela donne également:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i^2 (s_{P,i}^2) + \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{u_{P,i}^2 + u_{M,Tinorm,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 u_{RH,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{M,i}^2} \right)^2 \right). \quad (E.8)$$

Dans l'Équation (E.8), les incertitudes dues au système d'acquisition de données font partie de l'incertitude pour chaque paramètre de mesure.

La courbe de puissance mesurée, représentée à la Figure 6 et dans le Tableau 4, est utilisée dans le calcul d'incertitude de la présente Annexe E. Les résultats de l'analyse d'incertitude de l'exemple sont également représentés à la Figure 6, ainsi que dans le Tableau 4 et le Tableau 5. Tous les facteurs de sensibilité sont répertoriés dans le Tableau E.10; les incertitudes de catégorie B sont répertoriées dans le Tableau E.11.

Tableau E.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B

Catégorie B: Instruments	Note	Incertitude	Sensibilité	Amplitude
Puissance de sortie		$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	
Transformateurs de courant	a	$u_{P,CT,i}$		0,75 %
Transformateurs de tension	a	$u_{P,VT,i}$		0,5 %
Transducteur de puissance ou dispositif de mesure de puissance	a	$u_{P,PT,i}$		0,5 %
DAQ (acquisition de données)	d	$u_{dP,i}$		0,1 % à 0,2 %
Vitesse du vent		$u_{V,i}$		
Mesurage de la vitesse du vent		$u_{VHW,i}$		
Vitesse du vent (anémomètre à coupelles ou à ultrasons)		$u_{VS,i}$	Pour l'incertitude de l'AEP (et pour la dernière tranche de l'incertitude sur la courbe de puissance), utiliser:	D'après l'étalonnage
Étalonnage	b	$u_{VS,precal,i}$		
Étalonnage postérieur /Étalonnage in situ	b	$u_{VS,postcal,i}$	$c_{V,i} \approx \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}}$	0,2 m/s
Classification	c	$u_{VS,class,i}$		1,0 %
Effets du montage			Pour l'incertitude sur la courbe de puissance, utiliser:	
Montage unique en tête de mât	d	$u_{VS,mnt,i}$	$c_{V,i} \approx \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{(P_{i+1} - P_i)}{(V_{i+1} - V_i)} + \frac{(P_i - P_{i-1})}{(V_i - V_{i-1})} \right)$	0,5 %
Montage latéral	d	$u_{VS,mnt,i}$		1,0 %

Catégorie B: Instruments	Note	Incertitude	Sensibilité	Amplitude
Montage latéral	d	$u_{VS, \text{mnt}, i}$		1,5 %
Paratonnerre	d	$u_{VS, \text{lgt}, i}$		0,1 % à 0,2 %
DAQ	d	$u_{dVS, i}$		0,1 % à 0,2 %
Vitesse du vent RSD		$u_{VR, i}$	$c_{V, i}$ (voir ci-dessus)	
Étalonnage	b, c	$u_{VR, \text{ver}, i}$		2 % à 3 %
Contrôle in situ	c	$u_{VR, \text{isc}, i}$		Voir E.7.3
Classification	c	$u_{VR, \text{class}, i}$		1,0 % à 1,5 %
Montage	c	$u_{VR, \text{mnt}, i}$		0,1 %
Variation de l'écoulement sur différents volumes de sonde à la même hauteur	d	$u_{VR, \text{flow}, i}$		2 % à 3 %. Voir E.7.6
Essai de surveillance	c	$u_{VR, \text{mon}, i}$		0,5 %
Vitesse du vent équivalente du rotor		$u_{REWS, i}$	$c_{V, i}$ (voir ci-dessus)	
Cisaillement du vent	c	$u_{REWS, \text{shear}, i}$		Voir E.8.2
Déviation de la trajectoire du vent	c	$u_{REWS, \text{veer}, i}$		Voir E.8.3
Vitesse du vent – Effets du terrain		$u_{VT, i}$	$c_{V, i}$ (voir ci-dessus)	
Sans étalonnage du site				
Distorsion de l'écoulement due au terrain	d	$u_{VT, i}$	$c_{V, i}$ (voir ci-dessus)	2 % ou 3 % (en mer 1 % ou 2 %)
Avec l'étalonnage du site				
Étalonnage de l'anémomètre	b	$u_{VT, \text{precal}, i}$		D'après l'étalonnage
Étalonnage postérieur /Étalonnage in situ	b	$u_{VT, \text{postcal}, i}$		0,2 m/s
Classification de l'anémomètre	c	$u_{VT, \text{class}}$		1,0 %
Effets du montage				
Montage unique en tête de mât	d	$u_{VT, \text{mnt}, i}$		0,5 %
Montage latéral	d	$u_{VT, \text{mnt}, i}$		1,0 %
Montage latéral	d	$u_{VT, \text{mnt}, i}$		1,5 %
Paratonnerre	d	$u_{VT, \text{lgt}, i}$		0,1 % à 0,2 %
DAQ	d	$u_{dVT, i}$		0,1 % à 0,2 %
Variation de correction (tranches adjacentes de direction du vent)	c	$u_{VT, \text{coc}, i}$		Voir E.9.8
Enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance	c	$u_{VT, \text{rmv}, i}$		Voir E.9.9
Variations saisonnières	c	$u_{VT, \text{sv}, i}$	Voir E.9.10	
Masse volumique de l'air		$u_{AD, i}$		
Température		$u_{T, i}$	$c_{T, i}$ (voir E.10.2)	
Capteur de température	a, b	$u_{T, \text{cal}, i}$		0,4 K à 0,6 K
Protection contre le rayonnement	c, d	$u_{T, \text{shield}, i}$		1,5 K à 2,5 K

Catégorie B: Instruments	Note	Incertitude	Sensibilité	Amplitude
Effets du montage	c, d	$u_{T,mnt,i}$	$c_{B,i}$ (voir E.10.7)	0,25 K à 0,4 K
DAQ**	c	$u_{dT,i}$		0,1 % à 0,2 %
<u>Pression atmosphérique</u>		$u_{B,i}$		
Capteur de pression	a, b	$u_{B,cal,i}$		2 hPa à 4 hPa
Effets du montage	a	$u_{B,mnt,i}$	$c_{RH,i}$ (voir E.10.11)	10 % de correction
DAQ	c	$u_{dB,i}$		0,1 % à 0,2 %
<u>Humidité relative</u>		$u_{RH,i}$		
Capteur d'humidité	a, b	$u_{RH,cal,i}$		1 % à 2 % (HR)
Effets du montage	c, d	$u_{RH,mnt,i}$	$c_{AD,method,i} = c_{V,i}$ (pour les éoliennes avec contrôle actif) $c_{AD,method,i}$ (pour les éoliennes à régulation par décrochage)	0,1 % à 0,2 %
DAQ	c	$u_{dRH,i}$		0,1 % à 0,2 %
<u>Méthode</u>	c, d	$u_{AD,method,i}$		0,2 % à 0,3 % de la vitesse du vent
Normalisation de la masse volumique de l'air				
Méthode		$u_{M,i}$	$c_{V,i}$ (voir ci-dessus)	
Conditions de vent	d	$u_{M,wc,i}$		Voir E.11.2.1 point a) ou b).
Conditions de vent – cisaillement du vent	d	$u_{M,shear,i}$		Voir E.11.2.2
Conditions de vent – déviation de la trajectoire du vent	d	$u_{M,veer,i}$		Voir E.11.2.3
Conditions de vent – Écoulement ascendant	d	$u_{M,upflow,i}$		Voir E.11.2.4
Conditions de vent – Turbulences	d	$u_{M,ti,i}$		0,3 % à 0,5 % (uniquement pour un RSD avec mât météorologique plus bas). Voir E.11.2.5
Variations saisonnières	d	$u_{M,sfx,i}$		0,7 %. Voir E.11.3
Normalisation des turbulences	d	$u_{M,tinorm,i}$		Voir E.11.4
Climat froid	d	$u_{M,cc,i}$		0,5 % à 1 %
Direction du vent				
Girouette de direction du vent		$u_{WV,i}$	Aucune (voir E.12.2.1)	
Étalonnage	b	$u_{WV,cal,i}$		Voir E.12.2.1
Indicateur du nord	c	$u_{WV,nm,i}$		Voir E.12.2.2
Orientation de la flèche	d	$u_{WV,bo,i}$		Voir E.12.2.3
Caractéristiques de fonctionnement (influence du mât)	c	$u_{WV,oe,i}$		Voir E.12.2.4
Angle de déclinaison magnétique	c	$u_{WV,mda,i}$		Voir E.12.2.5
DAQ	c	$u_{dWV,i}$		Voir E.12.2.6
Direction du vent RSD		$u_{WR,i}$	Aucune (voir E.12.3)	
Vérification	a, b	$u_{WR,ver,i}$		Voir E.12.3.1
Classification	c	$u_{WR,class,i}$		Voir IEC 61400-50-2

Catégorie B: Instruments	Note	Incertitude	Sensibilité	Amplitude
Essai de surveillance	c	$u_{WR,mon,i}$		Voir E.12.3.2
Variation de l'écoulement sur différents volumes de sonde à la même hauteur	c	$u_{WR,fv,i}$		Voir E.12.3.3
Alignement	d	$u_{WR,align,i}$		Voir E.12.3.4
Angle de déclinaison magnétique	c	$u_{WR,mda,i}$		Voir E.12.3.5
DAQ	c	$u_{dWR,i}$		Voir E.12.3.6
Catégorie A: Statistiques				
Puissance électrique	e	$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	
Étalonnage du site	e	s_{sc}	$c_{V,i}$ (voir ci-dessus)	
NOTE Identification des incertitudes: a = référence à la norme; b = étalonnage; c = autre "méthode objective"; d = "estimation"; e = statistique.				

Il convient de prendre en considération les plages des composantes d'incertitude données dans le Tableau E.2. Il convient d'utiliser les valeurs réelles des mesurages spécifiques lorsqu'elles sont disponibles. Il convient de ne pas estimer les composantes d'incertitude à une valeur nulle, selon les recommandations du Guide ISO/IEC 98-3, sauf si les composantes d'incertitude spécifiques ne conviennent pas à la méthodologie d'essai spécifique appliquée (voir l'Article E.14).

Il est également important de noter que l'incertitude de direction du vent n'a aucune influence directe sur l'incertitude relative à la courbe de puissance ou à l'AEP (sauf si une normalisation de la déviation de la trajectoire du vent est appliquée). L'incertitude de direction du vent est toutefois incluse ici. Il est en effet important de comprendre avec quel niveau d'exactitude est mis en œuvre le filtrage du secteur de mesure, mais aussi avec quel niveau d'exactitude les facteurs d'étalonnage du site sont appliqués aux données des secteurs appropriés. Étant donné que l'incertitude de direction du vent doit être consignée, le Tableau E.2 donne les composantes d'incertitude minimales qui doivent être prises en considération pour l'incertitude de direction du vent. Aucune estimation de l'amplitude de ces composantes n'est donnée, mais il convient de les inclure dans une courbe de puissance consignée.

Il est à noter que certains rapports d'étalonnage donnent une incertitude pour un facteur de couverture de 2 au lieu de 1. Afin de composer correctement les incertitudes, il convient de les convertir à un facteur de couverture cohérent avec toutes les entrées d'incertitude (par défaut, utiliser un facteur de couverture de 1).

E.3 Incertitudes de catégorie A

E.3.1 Généralités

Il est nécessaire de prendre en considération les incertitudes de catégorie A relatives à la puissance électrique mesurée et normalisée, ainsi que celles dues aux variations climatiques et à l'étalonnage du site (s'il a été réalisé).

E.3.2 Incertitude de catégorie A sur la puissance électrique

L'écart-type de la distribution des données de puissance normalisées dans chaque tranche est calculé à l'aide de l'Équation (E.9):

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{E.9})$$

où

$\sigma_{P,i}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i .

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

L'incertitude-type sur la puissance normalisée et moyennée dans la tranche est estimée à l'aide de l'Équation (E.10):

$$s_{P,i} = \frac{s_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{E.10})$$

où

$s_{P,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i ;

$\sigma_{P,i}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i .

E.3.3 Incertitudes de catégorie A sur l'étalonnage du site

Les résidus entre la vitesse du vent corrigée après l'étalonnage du site et mesurée au niveau du mât météorologique et qui représentent l'éolienne sont utilisés pour déterminer l'incertitude de catégorie A de l'étalonnage du site, s_{sc} . Pour la méthode de dérivation, se reporter à l'IEC 61400-12-3.

E.4 Incertitudes de catégorie B: Introduction et système d'acquisition de données

E.4.1 Incertitudes de catégorie B: Introduction

Par hypothèse, les incertitudes de catégorie B se rapportent aux instruments, au système d'acquisition de données, au terrain qui entoure le site d'essai de performance de puissance, ainsi qu'aux conditions de vent et qu'à l'incertitude relative à la méthode appliquée. Lorsque les incertitudes sont exprimées comme des limites d'incertitude ou qu'elles comportent des facteurs implicites de couverture non unitaires, l'incertitude-type doit être estimée ou les incertitudes doivent être converties convenablement en incertitudes-types.

Soit une incertitude exprimée sous la forme d'une limite d'incertitude $\pm U$. Lorsque l'hypothèse d'une loi de probabilité rectangulaire est retenue, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{E.11})$$

Lorsque l'hypothèse d'une loi de probabilité triangulaire est retenue, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{E.12})$$

E.4.2 Incertitudes de catégorie B: système d'acquisition de données

Les incertitudes relatives à l'acquisition de données ont été incluses dans le traitement des signaux spécifiques. L'incertitude de la puissance électrique inclut une composante concernant l'acquisition de données; il en va de même pour la vitesse du vent et les autres signaux mesurés.

La présente Annexe E prend l'hypothèse que le système d'acquisition de données présente une incertitude-type $u_{d,i}$ égale à 0,1 % de la plage complète de chaque canal de mesure. Toutefois, lors de la consignation d'un essai de performance de puissance spécifique, l'incertitude relative à l'acquisition de données doit être estimée pour la configuration d'essai spécifique, y compris au minimum les contributions à l'incertitude relative à l'acquisition de données mentionnées en E.4.2.

Il peut exister des incertitudes dues à la transmission, au conditionnement des signaux, à la conversion analogique-numérique, ainsi qu'au traitement de données dans le système d'acquisition de données. Les incertitudes peuvent être différentes selon le canal de mesure. L'incertitude-type du système d'acquisition de données concernant la plage complète d'un canal de mesure donné, $u_{d,i}$ peut être exprimée comme suit:

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d,ST,i}^2 + u_{d,SA,i}^2 + u_{d,SC,i}^2} \quad (\text{E.13})$$

où

$u_{d,ST,i}$ est l'incertitude due à la transmission du signal dans la tranche i ;

$u_{d,SA,i}$ est l'incertitude due à l'exactitude du système dans la tranche i ;

$u_{d,SC,i}$ est l'incertitude due au conditionnement des signaux dans la tranche i .

Bien que l'hypothèse d'une incertitude-type égale à 0,1 % de la plage complète du canal de mesure soit raisonnable dans de nombreux cas, des conditions et des matériels spécifiques peuvent faire augmenter considérablement cette valeur. Pour vérifier que l'incertitude du système d'acquisition de données est effectivement négligeable par rapport à l'incertitude des capteurs (qu'il convient, en tant que recommandation, d'interpréter comme un facteur 10 d'amplitude par rapport aux incertitudes-types), une évaluation de l'incertitude réelle du système d'acquisition de données utilisé doit être réalisée.

E.5 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie

E.5.1 Généralités

Les incertitudes de catégorie B relatives à la puissance de sortie sont fondées sur cinq composantes d'incertitude différentes, présentées ici.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{P,i}$.

L'incertitude de mesure de puissance comporte des contributions d'incertitude dues aux transformateurs de courant et de tension, ainsi qu'au transducteur de puissance (ou tout autre dispositif de mesure de puissance). Les incertitudes de ces sous-composantes sont normalement indiquées par leur classification.

Par ailleurs, une composante d'incertitude due au comportement dynamique de la puissance de sortie de l'éolienne et le fait que les dispositifs de mesure de puissance soient classés dans des conditions statiques doivent être ajoutés. Enfin, l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de puissance doit être ajoutée.

E.5.2 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de courant

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude due au transformateur de courant, déterminée par la classification du capteur.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{P,CT,i}$.

Dans la présente Annexe E, l'hypothèse retenue est que les transformateurs de courant et le transducteur de puissance sont tous de classe 0,5, qui constitue la classe acceptable minimale pour un mesurage de la courbe de puissance selon les exigences du présent document.

Les transformateurs de courant sont de classe 0,5 (les charges nominales des transformateurs de courant sont ici prévues pour correspondre à la puissance nominale de 2 000 kW, et non à 125 % de la puissance nominale). Ils ont des limites d'incertitude égales à $\pm 0,5$ % du courant pour une charge de 100 % (voir l'IEC 61869-2). Cependant, pour des charges de 20 % et 5 %, les limites d'incertitude augmentent respectivement jusqu'à $\pm 0,75$ % et $\pm 1,5$ % du courant. Pour les mesurages de performance de puissance sur des éoliennes, la production d'énergie la plus importante s'effectue à puissance réduite. Il est ainsi prévu que les limites d'incertitude de $\pm 0,75$ % du courant à une charge de 20 % soient une bonne moyenne.

L'hypothèse d'une distribution d'incertitude rectangulaire du transformateur de courant est retenue. Dans le cas où les transformateurs de courant ne sont pas exploités dans leurs limites de charges de fonctionnement sur la boucle secondaire, des incertitudes supplémentaires doivent être ajoutées.

L'hypothèse retenue est que les incertitudes des trois transformateurs de courant sont provoquées par des facteurs d'influence externes, par exemple la température de l'air, la fréquence du réseau électrique, etc. Il est donc pris pour hypothèse qu'elles sont entièrement corrélées (par exception à l'hypothèse générale) et sont additionnées de manière linéaire. Puisque chaque transformateur de courant contribue à un tiers du mesurage de puissance, il en résulte que l'incertitude de tous les transformateurs de courant est proportionnelle à la puissance comme suit:

$$u_{P,CT,i} = \frac{0,75 \% \cdot P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} = 0,43 \% \cdot P_i [\text{kW}] \quad (\text{E.14})$$

E.5.3 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de tension

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude due au transformateur de tension, déterminée par la classification du capteur.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{P,VT,i}$.

Dans la présente Annexe E, l'hypothèse retenue est que les transformateurs de tension et le transducteur de puissance sont tous de classe 0,5, qui constitue la classe acceptable minimale pour un mesurage de la courbe de puissance selon les exigences du présent document.

Les transformateurs de tension de classe 0,5 ont des limites d'incertitude égales à $\pm 0,5$ % de la tension pour toutes les charges (voir l'IEC 61869-3). L'hypothèse d'une distribution d'incertitude rectangulaire est retenue.

Les transformateurs de tension ne sont pas utilisés pour tous les mesurages, et la valeur de cette composante d'incertitude peut être définie à zéro lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

Lorsque les transformateurs de tension ne sont pas exploités dans leurs limites de charges de fonctionnement sur la boucle secondaire, des incertitudes supplémentaires doivent être ajoutées.

La tension du réseau électrique est normalement relativement constante et indépendante de la puissance de l'éolienne. L'hypothèse retenue est que les incertitudes des trois transformateurs de tension sont, comme pour les transformateurs de courant, provoquées par des facteurs d'influence externes, par exemple la température de l'air, la fréquence du réseau électrique, etc. Il est donc pris pour hypothèse qu'elles sont entièrement corrélées (par exception à l'hypothèse générale) et sont additionnées de manière linéaire. Puisque chaque transformateur de tension contribue à un tiers du mesurage de puissance, il en résulte que l'incertitude de tous les transformateurs de courant est proportionnelle à la puissance comme suit:

$$u_{P,VT,i} = \frac{0,5 \% \cdot P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} = 0,29 \% \cdot P_i [\text{kW}] \quad (\text{E.15})$$

E.5.4 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transducteur de puissance ou autre dispositif de mesure de puissance

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude due au transducteur de puissance (ou tout autre dispositif de mesure de puissance) déterminée par la classification du capteur.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{P,PT,i}$.

Le transducteur de puissance de classe 0,5 (voir l'IEC 60688) d'une puissance nominale de 2 500 kW (125 % de la puissance nominale, soit 2 000 kW, de l'éolienne) a une limite d'incertitude de 12,5 kW. L'hypothèse d'une distribution d'incertitude rectangulaire est retenue.

L'incertitude du transducteur de puissance est ainsi:

$$u_{P,PT,i} = \frac{12,5 \text{ kW}}{\sqrt{3}} = 7,2 \text{ kW} \quad (\text{E.16})$$

E.5.5 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de puissance.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dP,i}$.

Par hypothèse, la valeur par défaut de l'amplitude de cette composante est comprise entre 0,1 % et 0,2 % de la plage complète du système d'acquisition de données.

Avec l'hypothèse d'une plage de puissance électrique du canal de mesure d'une éolienne de 2 MW égale à 3 000 kW et d'une incertitude du système d'acquisition de données égale à 0,1 % de cette plage, l'incertitude obtenue est de 3 kW.

E.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction et capteurs

E.6.1 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction

L'incertitude de la vitesse du vent compte trois composantes, chacune comportant elle-même plusieurs sous-composantes. Ces trois composantes sont:

- a) l'incertitude relative à l'utilisation de matériel de détection (anémomètres à coupelles, à ultrasons et dispositifs de télédétection (RSD));
- b) l'incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au terrain;
- c) l'incertitude relative aux méthodes appliquées.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{V,i}$.

Ces composantes d'incertitude, ainsi que leurs sous-composantes, sont introduites dans les paragraphes E.6.2 à E.11.

Le facteur de sensibilité, $c_{V,i}$, est défini dans le Tableau E.2.

E.6.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Matériel

L'incertitude de la vitesse du vent relative au matériel compte trois composantes, chacune comportant elle-même plusieurs sous-composantes. Ces trois composantes sont:

- a) l'incertitude relative à l'utilisation de capteurs placés sur un mât météorologique (anémomètres à coupelles et à ultrasons);
- b) l'incertitude relative au dispositif de télédétection (RSD);
- c) l'incertitude relative à la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS).

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VHW,i}$.

E.6.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique

E.6.3.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'utilisation d'anémomètres à coupelles et à ultrasons sur les mâts météorologiques (montés en tête ou latéralement).

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS,i}$ (où V représente la vitesse du vent et S représente les capteurs).

Cette composante d'incertitude compte six sous-composantes, qu'il convient de déduire conformément à l'IEC 61400-50-1:

- a) l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur avant le début de l'essai de performance de puissance;
- b) l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur pendant ou après l'essai de performance de puissance;
- c) l'incertitude relative aux caractéristiques de fonctionnement, déterminées par la classification du capteur;
- d) l'incertitude relative au montage du capteur;
- e) l'incertitude relative au montage du paratonnerre;
- f) l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur.

E.6.3.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Pré-étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur avant l'essai conformément à l'IEC 61400-50-1. Cela inclut la variabilité des essais répétés pour une installation d'essai, ainsi que la variabilité des essais répétés entre différentes installations.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS,precal,i}$.

Pour un essai de performance de puissance spécifique, les valeurs indiquées sur l'étalonnage des capteurs utilisés doivent être utilisées pour le calcul de l'incertitude.

E.6.3.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Étalonnage postérieur

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage in situ et/ou à l'étalonnage postérieur du capteur pendant et/ou après l'essai conformément à l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS,postcal,i}$.

Cette incertitude est également décrite en 7.2.2 et dans l'IEC 61400-50-1.

E.6.3.4 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Classification

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative aux caractéristiques de fonctionnement du capteur, déterminées par la classification du capteur conformément à l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS,class,i}$.

Cette incertitude est décrite en détail dans l'IEC 61400-50-1.

Le rapport de performance de puissance doit faire référence au rapport de classification.

L'incertitude de fonctionnement de l'anémomètre de référence (dictée par un éventuel étalonnage du site conformément à l'IEC 61400-12-3) doit être incluse dans cette composante d'incertitude. Elle peut englober toutes les incertitudes de l'anémomètre de référence de l'étalonnage du site, certaines d'entre elles ou aucune d'entre elles, selon que la plage mesurée des paramètres d'influence auxquels est soumis le capteur de référence sur le mât météorologique permanent pendant l'étalonnage du site est ou non significativement différente de la plage des paramètres d'influence rencontrés par le capteur de référence sur le mât météorologique permanent pendant l'essai de courbe de puissance.

Par défaut, la moitié des incertitudes de fonctionnement de l'anémomètre de référence et toutes les incertitudes de fonctionnement de l'anémomètre monté sur l'éolienne pendant l'étalonnage du site, ainsi que la moitié des incertitudes de fonctionnement de l'anémomètre pendant l'essai de courbe de puissance, doivent être incluses. Elles doivent être additionnées selon la méthode quadratique.

E.6.3.5 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage du capteur conformément à l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS, \text{mnt}, i}$.

Cette incertitude est décrite en détail en 7.2.4 et 9.1.2, ainsi que dans l'IEC 61400-50-1.

Cette composante d'incertitude a trois valeurs par défaut qui correspondent aux trois configurations de montage admises par l'IEC 61400-50-1 (un seul anémomètre monté en tête de mât, anémomètres montés en tête de mât côte à côte ou anémomètre monté latéralement). Se reporter à l'IEC 61400-50-1 pour de plus amples informations.

E.6.3.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Paratonnerre

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à un éventuel paratonnerre monté en tête de mât et à son influence sur un anémomètre monté en tête de mât lorsque les exigences de l'IEC 61400-50-1 pour le montage du paratonnerre ne peuvent pas être satisfaites.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VS, \text{lgt}, i}$.

Lorsque les exigences de l'IEC 61400-50-1 ne sont pas satisfaites, l'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,1 % et 0,2 % du signal de vitesse du vent.

E.6.3.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de vitesse du vent.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{d, VS, i}$.

Cette incertitude est également décrite en E.4.2.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,1 % et 0,2 % de la plage complète du signal de vitesse du vent mesuré.

Avec l'hypothèse d'une plage de vitesses du vent égale à 30 m/s du canal de mesure et d'une incertitude du système d'acquisition de données égale à 0,1 % de cette plage, l'incertitude-type de l'acquisition de données est de 0,03 m/s.

E.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD

E.7.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'utilisation de dispositifs de télédétection pour les mesurages de vitesse du vent, comme les dispositifs de détection et télémétrie par ondes lumineuses (lidar – *light detection and ranging*) et par ondes sonores (sodar – *sonic detection and ranging*) conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR, i}$ (V représente la vitesse du vent et R représente le dispositif de télédétection).

Cette composante d'incertitude compte six sous-composantes:

- a) l'incertitude relative à la vérification du dispositif;
- b) l'incertitude relative au contrôle in situ du dispositif;

- c) l'incertitude relative aux caractéristiques de fonctionnement du dispositif, déterminées par la classification du dispositif;
- d) l'incertitude relative au montage du dispositif;
- e) l'incertitude relative à la variation de l'écoulement sur différents volumes de sonde à la même hauteur;
- f) l'incertitude relative à l'essai de surveillance.

E.7.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,ver,i}$.

Avant de procéder au mesurage, un étalonnage conformément à l'IEC 61400-50-2 doit être effectué et ses incertitudes doivent être évaluées ($u_{VR,ver,i}$). Lorsque les incertitudes relatives à la hauteur de mesure exacte ne sont pas disponibles, il convient d'interpoler les incertitudes. L'amplitude par défaut de cette composante d'incertitude est comprise entre 1,0 % et 3,0 % de la vitesse du vent mesurée.

E.7.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Contrôle in situ

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la vérification in situ du dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2, appliquée uniquement à un RSD qui équipe un mât météorologique d'une hauteur inférieure à celle du moyeu.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,isc,i}$ ("isc" représente le contrôle in situ).

L'essai in situ doit être évalué comme cela est décrit dans l'IEC 61400-50-1, où le RSD est le principal mesurage et l'anémomètre monté sur le mât de surveillance est l'anémomètre de commande avec les mêmes limites d'incertitude.

E.7.4 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Classification

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la classification du dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,class,i}$.

L'incertitude due aux caractéristiques de fonctionnement est issue du rapport de classification du RSD, qui donne les pentes et les plages des variables environnementales. Il existe trois façons de calculer l'incertitude due à ces variables comme l'explique l'IEC 61400-50-2:

Conformément à l'IEC 61400-50-2, $u_{VR,class}$ devient égal à zéro dans le cas où l'essai de vérification inclut les mêmes données que l'essai de courbe de puissance.

L'amplitude par défaut de cette composante d'incertitude est comprise entre 1,0 % et 1,5 % de la vitesse du vent mesurée.

E.7.5 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage du dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,mnt,i}$.

L'incertitude du dispositif de télédétection due à un nivellement non théorique du dispositif doit être estimée. L'incertitude dépend fortement du type d'instrument utilisé.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est égale à 0,1 % de la vitesse du vent mesurée.

E.7.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Variation de l'écoulement

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la variation de l'écoulement sur le volume de mesure du dispositif de télédétection conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,flow,i}$.

Il convient que l'utilisateur consulte le fabricant du dispositif de télédétection pour déterminer la meilleure méthode d'évaluation de l'incertitude du dispositif spécifique sur le site d'essai.

E.7.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Essai de surveillance

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au résultat de la surveillance du dispositif de télédétection.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VR,mon,i}$.

La dérivation de cette incertitude est décrite en détail dans l'IEC 61400-50-2.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est égale à 0,5 % de la vitesse du vent mesurée.

E.8 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS

E.8.1 Généralités

De nombreuses composantes d'incertitude ne se rapportent pas au mesurage de la vitesse du vent (du moins pas appliquée à une vitesse du vent à la hauteur du moyeu), mais à l'utilisation et à la définition de la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS). Les composantes d'incertitude relatives à la REWS sont couvertes dans l'Article E.8.

La vitesse du vent équivalente du rotor, selon l'Équation (5) en 9.1.3.2, inclut des mesurages de la vitesse du vent à différentes hauteurs au-dessus du sol. Pour que les calculs d'incertitude de la vitesse du vent équivalente du rotor soient faisables, l'Équation (E.3) et l'Équation (E.4) sont nécessaires. Les Équations (E.3) et (E.4) sont des approximations des Équations (E.1) et (E.2) respectivement, lorsque les composantes d'incertitude de catégorie B sont indépendantes entre les différentes sources d'incertitude de catégorie B. Cette approximation est largement enfreinte si des incertitudes de mesure de vitesse du vent à différents niveaux de hauteur sont traitées comme des incertitudes de catégorie B distinctes, car les composantes d'incertitude des mesurages de vitesse du vent à différents niveaux de hauteur sont bien corrélées. Les Équations (E.3) et (E.4) ne peuvent donc pas être appliquées directement.

Afin de résoudre ce problème, les Équations (E.3) et (E.4) doivent être appliquées avec les composantes de catégorie B correspondantes pour la vitesse du vent équivalente du rotor, qui peuvent être traitées de façon indépendante les unes des autres. Le paragraphe E.8.2 fournit des conseils sur la façon dont cela peut être mis en œuvre.

E.8.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Mesurage de la vitesse du vent sur l'ensemble du rotor

E.8.2.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude sur la REWS en fonction des multiples mesurages de vitesse du vent sur lesquels est fondée la REWS.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{\text{REWS, shear}, i}$.

Cette incertitude est également décrite à l'Annexe P.

NOTE Cette incertitude est utilisée à la place de $u_{V, i}$ selon E.13.3.

La dérivation et donc l'amplitude sont fortement dépendantes des différentes méthodes de mesure introduites en 7.2; ce point est très important pour cette composante d'incertitude. Une configuration qui comporte un mât météorologique à la hauteur du moyeu seulement n'entraîne pas une mise en œuvre de la REWS. Les autres configurations de mesure sont étudiées en E.8.2.2, E.8.2.3 et E.8.2.4.

Il est à noter que le même symbole est utilisé dans chaque paragraphe. En effet, ces configurations s'excluent mutuellement et, selon la configuration de mesure spécifique, un seul des paragraphes E.8.2.2, E.8.2.3 et E.8.2.4 s'applique.

E.8.2.2 Incertitude de cisaillement de la REWS – Mât météorologique significativement au-dessus de la hauteur du moyeu

Dans cette configuration, la REWS est fondée sur les signaux produits par des anémomètres à coupelles ou à ultrasons montés latéralement à plusieurs hauteurs de mesure sur un mât météorologique.

Dans ce cas, l'Équation (5) en 9.1.3.2 s'applique et les composantes d'incertitude de la REWS sont issues de l'Article E.6.

Les valeurs par défaut sont issues de la combinaison des valeurs par défaut à l'Article E.6.

La manière de constituer ces composantes dans une incertitude de la REWS est décrite en E.13.7.

E.8.2.3 Incertitude de cisaillement de la REWS – RSD + mât météorologique d'une hauteur inférieure à celle du moyeu

Dans cette configuration, la REWS est fondée sur les signaux produits par un RSD. Les données du mât météorologique ne sont utilisées que pour valider les données du RSD.

Dans ce cas, l'Équation (5) en 9.1.3.2 s'applique et les composantes d'incertitude de la REWS sont issues de l'Article E.7.

Les valeurs par défaut sont issues de la combinaison des valeurs par défaut à l'Article E.7.

La manière de constituer ces composantes dans une incertitude de la REWS est décrite en E.13.7.

E.8.2.4 Incertitude de cisaillement de la REWS – Mât météorologique à la hauteur du moyeu + RSD du cisaillement

Dans cette configuration, la REWS est fondée sur les données d'un anémomètre à coupelles ou à ultrasons monté sur un mât météorologique à la hauteur du moyeu, combinées aux données de cisaillement d'un RSD.

Dans ce cas, l'Équation (11) en 9.1.3.4 s'applique et les composantes d'incertitude de la REWS sont issues de l'Article E.6 et de l'Article E.7.

Il existe dans ce cas une division supplémentaire: les signaux du RSD sont considérés soit comme des mesurages de la vitesse du vent absolue, soit comme des mesurages de la vitesse du vent relative, car le traitement diffère dans les deux cas. Cette considération dépend du type de matériel utilisé, ou de l'essai de sensibilité et de vérification disponible.

Pour une vitesse du vent absolue, la manière de combiner ces composantes dans une incertitude de la REWS est décrite en E.13.8.

Pour une vitesse du vent relative, la manière de combiner ces composantes dans une incertitude de la REWS est décrite en E.13.9.

E.8.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Déviation de la trajectoire du vent

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'influence de la déviation de la trajectoire sur la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS).

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{\text{REWS,veer},i}$.

Cette incertitude est également décrite à l'Annexe Q.

Le mesurage de la déviation de la trajectoire est fondé sur les signaux produits par des girouettes ou des anémomètres à ultrasons montés latéralement à plusieurs hauteurs de mesure sur un mât météorologique ou sur les signaux produits par un RSD.

Les sous-composantes de cette composante d'incertitude sont donc issues de E.12.2 ou de E.12.3.

E.9 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain

E.9.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la distorsion de l'écoulement de la vitesse du vent entre le point de mesure et l'éolienne due au terrain local.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,i}$ (V représente la vitesse du vent et T représente le terrain).

Cette incertitude est également décrite en 6.3.4.

Lorsque l'essai de performance de puissance est réalisé sans étalonnage du site, l'amplitude par défaut de cette composante d'incertitude est déterminée par la distance entre le dispositif de mesure et l'éolienne en essai. Dans le cas où cette distance est comprise entre 2 et 3 diamètres de rotor ($2D \leq \text{distance} \leq 3D$), l'amplitude par défaut est égale à 2 % de la vitesse du vent mesurée pour un terrain plat sur terre et à 1 % en mer. Dans le cas où cette distance est comprise entre 3 et 4 diamètres de rotor ($3D < \text{distance} \leq 4D$), l'amplitude par défaut est égale à 3 % de la vitesse du vent mesurée pour un terrain plat sur terre et à 2 % en mer.

Lorsque l'essai de courbe de puissance est réalisé avec étalonnage du site conformément à l'IEC 61400-12-3, l'amplitude par défaut de cette composante d'incertitude est déterminée par le mesurage de l'étalonnage du site.

Dans ce cas, cette composante d'incertitude relative au terrain compte neuf sous-composantes:

- a) l'incertitude relative à l'étalonnage des anémomètres utilisés pour l'étalonnage du site;
- b) l'incertitude relative aux caractéristiques de fonctionnement des anémomètres utilisés pour l'étalonnage du site;
- c) l'incertitude relative au montage des anémomètres utilisés pour l'étalonnage du site;
- d) l'incertitude relative à l'acquisition de données des signaux produits par les anémomètres utilisés pour l'étalonnage du site;
- e) l'incertitude relative au contrôle de convergence;
- f) l'incertitude relative au contrôle de corrélation;
- g) l'incertitude relative à la variation de correction entre des tranches adjacentes;
- h) l'incertitude relative à l'enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance;
- i) l'incertitude relative à la variation saisonnière.

E.9.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Pré-étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage des capteurs avant l'essai.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,precal,i}$.

Cette incertitude est décrite en détail dans l'IEC 61400-50-1 et l'IEC 61400-12-3.

Cette incertitude est quasiment la même que $u_{VS,cal,i}$ à la différence qu'elle est appliquée ici aux vitesses du vent mesurées sur deux mâts.

E.9.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Étalonnage postérieur

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage in situ (Annexe K) et/ou à l'étalonnage postérieur du capteur (IEC 61400-50-1) pendant et/ou après l'étalonnage du site.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,postcal,i}$.

Cette incertitude est décrite en 7.2.2 et dans l'IEC 61400-50-1.

E.9.4 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Classification

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la classification des capteurs pour l'étalonnage du site conformément à l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,class,i}$.

Cette incertitude est quasiment la même que $u_{VS,class,i}$ à la différence qu'elle est appliquée dans le cas présent à un mesurage des vitesses du vent sur deux mâts. Certains des facteurs d'influence pour la classification ont le même effet sur les deux capteurs, ce qui provoque une corrélation dans la réponse de fonctionnement et une diminution de la différence entre les signaux. Se reporter à l'IEC 61400-12-3 pour des informations détaillées concernant la méthode de traitement qu'il convient d'appliquer.

Lorsque la plage mesurée des paramètres d'influence rencontrés par le capteur de référence sur le mât météorologique permanent pendant l'étalonnage du site est significativement différente de la plage des paramètres d'influence auxquels est soumis le capteur de référence sur le mât météorologique permanent pendant l'essai de courbe de puissance, l'ajout d'une incertitude supplémentaire peut être exigé. Tant que les deux essais restent dans les limites définies pour les classes A et B, la couverture est toutefois considérée comme suffisante et il n'est pas nécessaire de prendre en compte une incertitude supplémentaire.

E.9.5 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage des capteurs conformément à l'IEC 61400-50-1 pendant l'étalonnage du site comme cela est décrit dans l'IEC 61400-12-3.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,mt,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude pour chacune des trois configurations de montage possibles (montage unique en tête de mât, montage côte à côte en tête de mât ou montage latéral) est définie dans l'IEC 61400-50-1. Se reporter à l'IEC 61400-12-3 et à l'IEC 61400-50-1 pour des informations détaillées concernant l'évaluation.

E.9.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données des signaux des capteurs de vitesse du vent conformément à l'IEC 61400-50-1 pendant l'étalonnage du site.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{d,VT,i}$.

Se reporter à l'IEC 61400-12-3 et à l'IEC 61400-50-1 pour des informations détaillées concernant l'évaluation.

E.9.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Paratonnerre

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à un éventuel paratonnerre monté en tête de mât et à son influence sur un anémomètre monté en tête de mât lorsque les exigences de l'IEC 61400-50-1 pour le montage du paratonnerre ne peuvent pas être satisfaites.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,igt,i}$.

Se reporter à l'IEC 61400-12-3 et à l'IEC 61400-50-1 pour des informations détaillées concernant cette composante.

E.9.8 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation de correction entre tranches adjacentes

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage des capteurs conformément à l'IEC 61400-12-3 avant l'essai.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,coc,i}$ (coc ("change in correction") représente la variation de correction).

Se reporter à l'IEC 61400-12-3 pour plus d'informations sur l'évaluation de cette incertitude.

E.9.9 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Enlèvement du capteur de direction du vent

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance conformément à l'IEC 61400-12-3.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,rmv,i}$.

Se reporter à l'IEC 61400-12-3 pour plus d'informations sur l'évaluation de cette incertitude.

E.9.10 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation saisonnière

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la variation saisonnière entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,sv,i}$ (sv ("seasonal variation") représente la variation saisonnière).

Se reporter à l'IEC 61400-12-3 pour plus d'informations sur l'évaluation de cette incertitude.

E.10 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air

E.10.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'influence de la masse volumique de l'air sur la courbe de puissance.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{AD,i}$.

La masse volumique de l'air est déduite à partir des mesurages de la température de l'air, de l'humidité et de la pression atmosphérique comme cela est décrit en 7.4.

L'incertitude de masse volumique de l'air contient quatre composantes:

- a) l'incertitude relative à l'utilisation d'un capteur de température et à l'acquisition de données;
- b) l'incertitude relative à l'utilisation d'un capteur de pression et à l'acquisition de données;
- c) l'incertitude relative à l'utilisation d'un capteur d'humidité relative (HR) et à l'acquisition de données ou à l'absence d'un tel capteur;
- d) l'incertitude due à la correction de la masse volumique de l'air.

Ces composantes d'incertitude, ainsi que leurs sous-composantes, sont introduites à l'Article E.10.

E.10.2 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Introduction

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au mesurage de la température selon le paragraphe 7.4.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{T,i}$.

Cette incertitude compte quatre sous-composantes:

- a) l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur de température;

- b) l'incertitude relative à la protection contre le rayonnement du capteur de température;
- c) l'incertitude relative au montage du capteur de température;
- d) l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de température.

Les équations relatives au calcul des facteurs de sensibilité pour la température sont: Équation (E.17) et Équation (E.18).

La sensibilité de température de mesure sur une éolienne avec contrôle de la puissance active est donnée par:

$$c_{T,i} = -\frac{c_{V,i}v_i}{3\rho_i} \left(\frac{\rho_i}{T_i} + \frac{\Phi_i}{T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) 0,000\,020\,5 \cdot 0,063\,184\,6 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \right) \quad (\text{E.17})$$

où

- $c_{T,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
- $c_{V,i}$ est le facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- v_i est la vitesse du vent moyenne dans la tranche i ;
- ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;
- T_i est la température moyenne dans la tranche i ;
- Φ_i est l'humidité relative moyenne (plage de 0 % à 100 %) dans la tranche i ;
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK];
- R_w est la constante des gaz pour la vapeur d'eau (461,5) [J/kgK].

La sensibilité de température de mesure sur une éolienne à régulation par décrochage est donnée par:

$$c_{T,i} = \frac{P_i}{\rho_i} \left(\frac{\rho_i}{T_i} + \frac{\Phi_i}{T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) 0,000\,020\,5 \cdot 0,063\,184\,6 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \right) \quad (\text{E.18})$$

où

- $c_{T,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
- P_i est le facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;
- T_i est la température moyenne dans la tranche i ;
- Φ_i est l'humidité relative moyenne (plage de 0 % à 100 %) dans la tranche i ;
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK];
- R_w est la constante des gaz pour la vapeur d'eau (461,5) [J/kgK].

E.10.3 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur de température.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{T,cal,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,4 °C et 0,6 °C.

E.10.4 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Protection contre le rayonnement

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la protection contre le rayonnement du capteur de température.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{T,shield,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 1,5 °C et 2,5 °C.

E.10.5 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage du capteur de température selon 7.4.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{T,mnt,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,25 °C et 0,4 °C.

E.10.6 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de température.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dT,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,1 % et 0,2 % de la plage complète du canal de mesure. L'hypothèse d'une plage de température de 40 °C donne une valeur de 0,04 °C.

E.10.7 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Introduction

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au mesurage de la pression selon 7.4.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{B,i}$.

Cette composante d'incertitude compte trois sous-composantes:

- a) l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur de pression;
- b) l'incertitude relative au montage du capteur de pression;
- c) l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de pression.

Les équations relatives au calcul des facteurs de sensibilité pour la pression sont l'Équation (E.19) et l'Équation (E.20).

La sensibilité de pression de mesure sur une éolienne avec contrôle de la puissance active est donnée par:

$$c_{B,i} = \frac{c_{V,i} v_i}{3 \rho_i T_i R_0} \quad (\text{E.19})$$

où

- $c_{B,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
- $c_{V,i}$ est le facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- v_i est la vitesse du vent moyenne dans la tranche i ;
- ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;
- T_i est la température moyenne dans la tranche i ;
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK].

La sensibilité de pression de mesure sur une éolienne à régulation par décrochage est donnée par:

$$c_{B,i} = -\frac{P_i}{\rho_i T_i R_0} \quad (\text{E.20})$$

où

- $c_{B,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
- P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;
- ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;
- T_i est la température moyenne dans la tranche i ;
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK].

E.10.8 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur de pression.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{B,cal,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 2 hPa et 4 hPa.

E.10.9 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage du capteur de pression selon 7.4.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{B,mnt,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est déterminée par la différence de hauteur pour laquelle est corrigé le signal du capteur de pression. L'ISO 2533 permet de calculer la pression relative à cette différence de hauteur. L'amplitude par défaut de l'incertitude relative à cette correction de pression est égale à 10 % de la correction.

Pour un capteur installé à une hauteur de 2 m et une hauteur du moyeu de 100 m, la différence est égale à 98 m, ce qui donne une différence de pression de 11,7 hPa. L'incertitude est alors de 1,17 hPa.

E.10.10 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de pression.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dB,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est égale à 0,1 % de la plage complète du canal de mesure pour la pression. L'hypothèse d'une plage de pressions de 100 hPa du canal de mesure donne une valeur de 0,1 hPa.

E.10.11 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Introduction

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au mesurage de l'humidité relative selon 7.4.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{RH,i}$.

Le mesurage de l'humidité relative n'est pas exigé. Dans ce cas, une valeur par défaut de 50 % avec une incertitude de 100 % (entre 0 % et 100 %) doit être prise pour hypothèse.

Lorsque l'humidité est mesurée, cette composante d'incertitude compte trois sous-composantes:

- a) l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur d'humidité;
- b) l'incertitude relative au montage du capteur d'humidité;
- c) l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur d'humidité.

Les équations relatives au calcul des facteurs de sensibilité pour l'humidité relative sont: Équation (E.21) et Équation (E.22).

La sensibilité d'humidité relative de mesure sur une éolienne avec contrôle de la puissance active est donnée par:

$$c_{RH,i} = -\frac{c_{V,i}v_i}{3\rho_i T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.21)$$

où

- $c_{RH,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;
- $c_{V,i}$ est le facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- v_i est la vitesse du vent moyenne dans la tranche i ;
- ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;
- T_i est la température moyenne dans la tranche i ;
- R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK];
- R_w est la constante des gaz pour la vapeur d'eau (461,5) [J/kgK];

La sensibilité d'humidité relative de mesure sur une éolienne à régulation par décrochage est donnée par:

$$c_{RH,i} = \frac{P_i}{\rho_i T_i} \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \cdot 0,000\,020\,5 \cdot \exp(0,063\,184\,6 \cdot T_i) \quad (E.22)$$

où

- $c_{RH,i}$ est le facteur de sensibilité de la température dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

ρ_i est la masse volumique de l'air moyenne dans la tranche i ;

T_i est la température moyenne dans la tranche i ;

R_0 est la constante des gaz pour l'air sec (287,05) [J/kgK];

R_w est la constante des gaz pour la vapeur d'eau (461,5) [J/kgK];

E.10.12 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur d'humidité.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{RH,cal,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 1 % et 2 %.

E.10.13 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage du capteur d'humidité.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{RH,mnt,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,1 % et 0,2 % de la valeur mesurée.

E.10.14 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur d'humidité.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dRH,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est égale à 0,1 % de la plage complète du canal de mesure pour l'humidité relative.

E.10.15 Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Correction

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la correction de la masse volumique de l'air.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{AD,method,i}$.

Dans le cadre de l'analyse des données, la masse volumique de l'air mesurée est normalisée à la masse volumique de l'air de référence. Cette normalisation est liée à une composante d'incertitude, en partie en raison des incertitudes relatives à la température, la pression et l'humidité relative mesurées, mais également parce que l'une des hypothèses sous-jacentes sur lesquelles se fonde la formule de normalisation est de plus en plus inexacte, ce qui augmente la différence de masse volumique de l'air à laquelle s'applique la normalisation de masse volumique de l'air.

Pour une éolienne à régulation par décrochage avec pas de pale constant et vitesse de rotation constante, cette incertitude doit être évaluée en procédant à un moyennage de tranche de la

puissance de sortie normalisée à la masse volumique de l'air, ainsi que de la puissance de sortie mesurée par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. La moitié de l'écart entre la puissance de sortie normalisée et la puissance de sortie mesurée par tranche de vitesse du vent doit être considérée comme l'incertitude-type de la normalisation de la masse volumique de l'air dans cette tranche de vitesse du vent.

Pour une éolienne avec contrôle de la puissance active, l'incertitude de la normalisation de la masse volumique de l'air doit être évaluée en procédant à un moyennage par tranche de la vitesse du vent mesurée par rapport à la vitesse du vent normalisée pour la masse volumique de l'air. La moitié de l'écart entre la vitesse du vent normalisée et la vitesse du vent mesurée doit être considérée comme l'incertitude-type de la normalisation de la masse volumique de l'air dans cette tranche de vitesse du vent.

Dans cet exemple qui utilise une éolienne avec contrôle de la puissance active, les écarts de vitesse du vent par tranche de vitesse du vent sont répertoriés dans le Tableau E.9.

E.11 Incertitudes de catégorie B: Méthode

E.11.1 Généralités

La méthode spécifique utilisée pour mesurer ou analyser une courbe de puissance peut également contribuer à l'incertitude du résultat. Autant que possible, cette incertitude a été ajoutée aux incertitudes de catégorie B auxquelles elle se rapporte. L'incertitude relative à la correction de la masse volumique est donc incluse dans la masse volumique de l'air, tandis que l'incertitude relative à la correction de la distorsion de l'écoulement est incluse dans les capteurs de vitesse du vent.

Certaines des incertitudes relatives à la méthode, regroupées sous l'en-tête "Méthode", ne peuvent toutefois pas être facilement attribuées à une composante spécifique.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,i}$.

E.11.2 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent

E.11.2.1 Généralités

Bien que cette incertitude ne soit directement décrite nulle part ailleurs dans le présent document, elle est intimement liée à la définition de la courbe de puissance décrite à l'Article 5.

Conformément à la définition donnée, la courbe de puissance selon le présent document est une courbe de puissance spécifique au climat. Les conditions de vent (cisaillement du vent, déviation de la trajectoire du vent, turbulences et écoulement ascendant) ont une influence directe sur la performance de puissance d'une éolienne.

Par exemple, soit une courbe de puissance mesurée pour l'ensemble spécifique de conditions de vent suivantes: cisaillement du vent = 0,1, déviation de la trajectoire du vent = 10°, turbulence = 10 % et écoulement ascendant = +2°. La courbe de puissance mesurée est alors consignée en même temps que ces valeurs, et il n'est pas nécessaire d'introduire d'autres incertitudes.

Toutefois, les valeurs rencontrées pour ces paramètres lors d'un mesurage de la courbe de puissance ne sont généralement pas constantes, et lors de ce mesurage, chacun de ces paramètres reflète une plage de valeurs auxquelles a été soumise l'éolienne. Dans cet exemple, soit un cisaillement du vent compris entre 0 et 0,3, une déviation de la trajectoire du vent comprise entre 0° et 20°, un niveau de turbulences compris entre 3 % et 20 % et un écoulement ascendant compris entre 0° et 5°. Au fur et à mesure du mesurage, l'échantillonnage se fait donc parmi un grand nombre de courbes de puissance différentes. Ces variables d'entrée étant incontrôlables, le prochain mesurage de la courbe de puissance sur le même site (que ce soit

immédiatement après le premier mesurage ou un an plus tard pour réaliser le mesurage à la même saison) sera donc plus ou moins différent du premier. Il s'agit du principal argument en faveur de l'ajout d'une composante d'incertitude relative aux conditions de vent.

Dans cette perspective, les éléments suivants sont à prendre en considération.

- a) Lorsque un ou plusieurs des quatre paramètres qui déterminent les conditions de vent n'ont pas été mesurés, la courbe de puissance ne peut pas être consignée avec exactitude. L'incertitude associée ne peut être estimée qu'en prenant pour hypothèse des plages et valeurs possibles pour les paramètres manquants, et en estimant leur influence potentielle sur la performance de puissance de l'éolienne.
- b) Des informations supplémentaires sont disponibles pour les paramètres qui ont été mesurés, mais elles ne sont pas toutes forcément suffisantes pour caractériser la performance de puissance en détail. Par exemple:
 - 1) Un paramètre mesuré en trois points de la surface du rotor peut ne pas encore donner une image complète des surfaces qui n'ont pas été mesurées.
 - 2) Les conditions de vent (par exemple, le cisaillement) sont mesurées à une distance comprise entre deux et quatre diamètres de rotor de l'éolienne et, la plupart du temps, sans aucune autre donnée concernant le degré auquel les conditions à l'emplacement de mesure reflètent les conditions à l'emplacement de l'éolienne. Il est à noter que l'incertitude concernant la corrélation de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est examinée en E.9.1.
 - 3) Un argument similaire s'applique à la dimension horizontale du rotor; le mesurage ne caractérise en grande partie que les variations de hauteur de ces paramètres, mais pas la variabilité horizontale des paramètres mesurés.

À la lumière de ces arguments, une approche pratique a été adoptée. Pour au moins neuf hauteurs de mesure de l'un de ces paramètres, l'hypothèse selon laquelle aucun ajout d'incertitude supplémentaire n'est nécessaire a été retenue. Lorsqu'il y a moins de hauteurs de mesure, une augmentation supplémentaire de l'incertitude est ajoutée.

Cette disposition signifie que certains des points ci-dessus ne sont pas du tout envisagés dans l'analyse de l'incertitude actuelle; ils seront inclus dans une prochaine révision du présent document après éclaircissement d'un nombre suffisant de points.

- c) Lorsqu'un ou plusieurs de ces paramètres ont été mesurés, il peut être possible de normaliser la courbe de puissance à l'aide de ces informations, comme cela est indiqué à l'Annexe M, l'Annexe P et l'Annexe Q.

Les incertitudes relatives aux points a) et b) sont couvertes en E.11.2.2, alors que l'incertitude relative aux normalisations est couverte en E.11.2.2.3, E.11.2.3, E.11.2.4 et E.11.2.5.

Un grand nombre de ces influences sont exprimées sous la forme d'une incertitude de la vitesse du vent. Les valeurs d'expérience sur lesquelles se fondent les estimations par défaut s'expriment souvent en tant qu'AEP. Dans le cadre d'une approche pratique, il a été décidé de l'exprimer sous la forme d'une incertitude par l'intermédiaire de la vitesse du vent.

E.11.2.2 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent – Cisaillement

E.11.2.2.1 Généralités

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M, \text{shear}, i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est décrite en E.11.2.2.2 et E.11.2.2.3.

E.11.2.2.2 Couverture de mesure du cisaillement du vent pour la moitié du rotor

Cette estimation d'incertitude s'applique à une courbe de puissance pour laquelle la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est définie et sans normalisation conforme à l'Annexe P. Étant

donné que les courbes de puissance d'une éolienne sont influencées par le cisaillement du vent, l'incertitude de la courbe de puissance mesurée due au cisaillement du vent doit être estimée avec prudence et être prise en compte même si aucun mesurage du cisaillement du vent n'est réalisé. Pour cette raison, un facteur de correction du cisaillement du vent conforme à l'Équation (9) et à l'Équation (10) en 9.1.3.3 doit être calculé selon les hypothèses suivantes.

- a) Soit 20 mesurages virtuels de la vitesse du vent également répartis sur toute la plage de hauteurs du rotor, ce qui donne 20 facteurs de pondération.
- b) Soit une loi exponentielle pour la moitié inférieure du rotor et une autre loi exponentielle pour la moitié supérieure du rotor. En fonction de ces lois exponentielles, la vitesse du vent relative à la hauteur du moyeu doit être calculée pour chaque hauteur de mesure virtuelle. L'exposant de cisaillement du vent appliqué à la moitié inférieure du rotor doit être déterminé à partir des mesurages pour chaque point de données sur 10 min. Il doit être pris pour hypothèse que l'exposant de cisaillement du vent pour la moitié supérieure du rotor est égal à la moitié de la valeur utilisée pour la moitié inférieure du rotor. Lorsque les valeurs de cisaillement sont négatives, la moitié de ces valeurs doivent être prises pour hypothèse pour la moitié supérieure du rotor.

Par hypothèse, l'incertitude-type de la courbe de puissance mesurée en matière de vitesse du vent due à l'absence de mesures du cisaillement du vent doit être calculée comme suit pour la i^{e} tranche de vitesse du vent:

$$u_{v5,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |f_r - 1| v_{h,i} \quad (\text{E.23})$$

où

f_r est le facteur de correction du cisaillement du vent calculé en 9.1.3.3;

$v_{h,i}$ est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu dans la tranche i .

Le Tableau E.3 donne des exemples d'incertitudes-types estimées pour les mesurages de la courbe de puissance en matière de vitesse du vent, dues au manque de mesurages du cisaillement du vent. L'incertitude correspondante augmente en même temps que le diamètre du rotor et diminue en même temps que la hauteur du moyeu.

Tableau E.3 – Exemples d'incertitudes-types dues au manque de mesurages du cisaillement du vent

H m	D m	U_{v5}/v_h %
60	60	3,0
60	80	3,9
100	80	2,4
120	80	2,0
100	120	3,5
150	120	2,4
NOTE Par hypothèse, des exposants de cisaillement du vent de 0,5 et 0 ont été retenus pour les moitiés inférieure et supérieure du rotor, respectivement.		

E.11.2.2.3 Couverture de mesure du cisaillement du vent pour la totalité du rotor

Cette estimation d'incertitude s'applique à:

- a) une courbe de puissance qui applique la définition de la vitesse du vent équivalente du rotor;

- b) une courbe de puissance de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu à laquelle s'applique la normalisation définie à l'Annexe P.

Le calcul de la REWS selon l'Équation (5) en 9.1.3.2, prend pour hypothèse une vitesse du vent constante pour chaque hauteur de mesure. Cette hypothèse conduit à une incertitude d'évaluation de la REWS. Cette incertitude doit être estimée par application d'une loi exponentielle à chaque paire de mesurages de vitesse du vent à des hauteurs de mesure successives (z_m). La vitesse du vent selon cette loi exponentielle doit être calculée pour au moins 10 niveaux de hauteur également distribués entre chaque paire de hauteurs de mesure. La sommation selon l'Équation (5), doit être répétée avec tous les niveaux de hauteur couverts par l'hypothèse de loi exponentielle et les hauteurs de mesure. Il doit être pris pour hypothèse que l'écart en pourcentage entre la REWS qui en résulte et la REWS qui utilise seulement les vitesses du vent mesurées correspond à l'incertitude-type (en pourcentage) de la vitesse du vent due au nombre limité de hauteurs de mesure.

L'estimation de l'incertitude-type due au nombre limité de hauteurs de mesure doit être effectuée sur la base des moyennes de tranche des mesurages de vitesse du vent aux différents niveaux de hauteur en fonction de la vitesse du vent finalement appliquée pour l'évaluation de la courbe de puissance.

NOTE Les ensembles de données de 10 min sont nécessaires pour le calcul.

E.11.2.3 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent – Déviation de la trajectoire du vent

E.11.2.3.1 Généralités

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à moins de neuf hauteurs de mesure pour la déviation de la trajectoire du vent.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,veer,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude peut être déterminée à l'aide des paragraphes E.11.2.3.2 et E.11.2.3.3.

E.11.2.3.2 Aucun mesurage de la déviation de la trajectoire

Un facteur de correction de la déviation de la trajectoire du vent conforme à l'Équation (Q.1) doit être calculé selon les hypothèses suivantes:

- Soit des vitesses du vent égales à 1 à toutes les hauteurs de mesure. L'Équation (Q.1) se transforme alors en facteur de correction de la déviation de la trajectoire du vent.
- Soit 20 mesurages virtuels de la direction du vent également répartis sur toute la plage de hauteurs du rotor, ce qui donne 20 facteurs de pondération.
- Soit une déviation de la trajectoire du vent homogène sur toute la plage de hauteurs du rotor aussi large qu'il peut être raisonnablement attendu pour le site d'essai. Dans le cas où aucune hypothèse raisonnable ne peut être formulée concernant la déviation de la trajectoire du vent extrême pour le site d'essai, une déviation de la trajectoire du vent de $40^\circ/100$ m doit être prise pour hypothèse.

L'incertitude-type de la courbe de puissance mesurée en matière de vitesse du vent due à l'absence de mesures de la déviation de la trajectoire du vent doit être prise pour hypothèse pour la i ème tranche de vitesse du vent:

$$u_{v6,i} = \frac{1}{\sqrt{3}} |fr - 1| v_{h,i} \quad (\text{E.24})$$

où

f_r est le facteur de correction de la déviation de la trajectoire du vent calculé dans l'Équation (E.24);

$v_{h,i}$ est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu dans la tranche i .

Le Tableau E.4 donne des exemples d'incertitudes-types estimées pour les mesurages de la courbe de puissance en matière de vitesse du vent dues au manque de mesurages de la déviation de la trajectoire du vent. L'incertitude correspondante augmente en même temps que le diamètre du rotor.

Tableau E.4 – Exemples d'incertitudes-types dues au manque de mesurages de la déviation de la trajectoire du vent

D M	u_{v6}/v_h %
20	0,04
40	0,1
60	0,3
80	0,6
100	0,9
120	1,2
140	1,7
160	2,1
180	2,7
200	3,2
NOTE Par hypothèse, une déviation de la trajectoire du vent extrême de 40°/100 m a été retenue pour les calculs.	

E.11.2.3.3 Mesurage de la déviation de la trajectoire du vent sur la moitié du rotor

Le calcul de la REWS selon l'Équation (Q.1) prend pour hypothèse une direction du vent constante pour chaque hauteur de mesure. Cette hypothèse conduit à une incertitude d'évaluation de la REWS.

L'incertitude associée à un mesurage de la déviation de la trajectoire du vent sur la moitié d'un rotor doit être estimée à l'aide de la même procédure que la déviation de la trajectoire du vent sur la totalité d'un rotor (voir E.11.2.3.4), à la différence que la déviation de la trajectoire du vent sur la totalité du rotor est égale à 2,5 fois celle mesurée sur la moitié du rotor.

E.11.2.3.4 Mesurage de la déviation de la trajectoire du vent sur la totalité du rotor

Le calcul de la REWS selon l'Équation (Q.1) prend pour hypothèse une direction du vent constante pour chaque hauteur de mesure. Cette hypothèse conduit à une incertitude d'évaluation de la REWS. Cette incertitude doit être estimée en prenant pour hypothèse une augmentation linéaire de la déviation de la trajectoire du vent entre chaque paire de mesurages de vitesse du vent à des hauteurs de mesure successives. La vitesse du vent selon cette hypothèse doit être calculée pour au moins 10 niveaux de hauteur également répartis entre chaque paire de hauteurs de mesure. La sommation selon l'Équation (Q.1) doit être répétée avec tous les niveaux de hauteur couverts par l'hypothèse de profil de déviation de la trajectoire du vent et les hauteurs de mesure, et en prenant pour hypothèse une vitesse du vent constante pour toutes les hauteurs. Il doit être pris pour hypothèse que l'écart en pourcentage entre la REWS qui en résulte et la REWS qui utilise seulement les directions du vent mesurées

correspond à l'incertitude-type (en pourcentage) de la vitesse du vent due au nombre limité de hauteurs de mesure de la direction du vent.

L'estimation de l'incertitude due au nombre limité de hauteurs de mesure de direction du vent doit être effectuée sur la base des moyennes de tranche des mesurages de direction du vent aux différents niveaux de hauteur en fonction de la vitesse du vent finalement appliquée pour l'évaluation de la courbe de puissance.

NOTE Les ensembles de données de 10 min sont nécessaires pour le calcul.

E.11.2.4 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent – Écoulement ascendant

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude qui s'applique lorsqu'il existe moins de neuf hauteurs de mesure pour l'écoulement ascendant. Cette composante d'incertitude doit être appliquée pour les sites qui ne satisfont pas aux exigences de l'Annexe B.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,upflow,i}$.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est décrite dans le Tableau E.5.

Tableau E.5 – Contributions d'incertitude dues au fait que l'écoulement ascendant n'est pas connu

Nombre de hauteurs de mesure	[Pourcentage de la vitesse du vent]
0 (aucun mesurage de l'écoulement ascendant)	0,3 à 0,5
1 (à la hauteur du moyeu seulement)	0,15 à 0,25
2 (surface inférieure du rotor)	0,08 à 0,12
3	0,03 à 0,07
5	0,015 à 0,025
7	0,005 à 0,015

Cette composante d'incertitude de l'écoulement ascendant est très différente de celle envisagée dans la classification du capteur de vitesse du vent, dans laquelle est également inclus l'écoulement ascendant. Ce cas étudie le mesurage inexact de la vitesse horizontale du vent due à la présence d'une composante de vitesse verticale du vent. L'influence de l'écoulement ascendant sur la performance de l'éolienne est étudiée dans le cas présent. Bien qu'une vitesse horizontale du vent soit définie, la performance de l'éolienne continue à varier lorsqu'une composante verticale est présente.

E.11.2.5 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent – Intensité des turbulences

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au manque de mesurages pour les turbulences à la hauteur du moyeu.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,ti,i}$.

Les turbulences ne sont étudiées à aucune autre hauteur de mesure; en effet, l'Article 5 du présent document ne définit la courbe de puissance que pour les turbulences à la hauteur du moyeu. Il s'agit d'un signal exigé. La raison pour laquelle il est toujours inclus sous la forme d'une composante d'incertitude supplémentaire est que, dans la configuration de mesure d'un mât météorologique d'une hauteur inférieure à celle du moyeu, seules les turbulences à la hauteur du moyeu sont mesurées par un dispositif de télédétection. Les turbulences mesurées

par un dispositif de télédétection sont sensiblement différentes de celles mesurées par un anémomètre à coupelles ou à ultrasons. Ce phénomène explique l'incertitude supplémentaire.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est décrite dans le Tableau E.6.

Tableau E.6 – Contributions d'incertitude dues au fait que l'intensité des turbulences n'est pas connue

Nombre de hauteurs de mesure	Pourcentage de la vitesse du vent
0 (mesure de l'intensité des turbulences inexacte en raison du RSD)	0,3 % à 0,5 %

E.11.3 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Variations saisonnières

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'influence des variations saisonnières sur la courbe de puissance. Il est à noter que certaines variations saisonnières contribuent à l'incertitude de la vitesse du vent, car elles influent sur les caractéristiques du profil du vent (cisaillement, turbulences, etc.). Ces variations sont traitées séparément.

D'autres faits, tels que l'accumulation d'insectes et/ou de saletés sur les pales (par exemple, pendant une période chaude et sèche), contribuent à augmenter la rugosité de surface des pales et à réduire leur performance aérodynamique. Par conséquent, pour une même énergie cinétique du vent, la production d'énergie de l'éolienne est inférieure lorsque les pales sont sales. Ces contributions sont prises en compte dans la composante d'incertitude $u_{M,sfx,i}$.

Clairement, ces contributions n'influent pas sur les caractéristiques du profil du vent; par conséquent, au sens propre, elles constituent des effets sur la puissance électrique. Cependant, afin de quantifier la contribution à la variation de l'AEP, cette composante d'incertitude est exprimée, pour plus de simplicité, comme une incertitude de la vitesse du vent.

Une amplitude par défaut de 0,7 % sur la vitesse du vent est proposée; toutefois, l'amplitude de cette composante varie en fonction de l'emplacement du site et de la période de l'année à laquelle est réalisé l'essai de performance. Si possible, il convient de l'estimer à partir de l'expérience ou des données de variations de l'AEP issues du site en question.

E.11.4 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Normalisation des turbulences (ou absence de normalisation des turbulences)

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la normalisation des turbulences de la courbe de puissance.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,tinorm,i}$.

Cette incertitude est également décrite à l'Annexe M et en 9.1.6.

La normalisation des turbulences décrite à l'Annexe M est conçue de manière à gérer les effets du moyennage des données sur une période de 10 min sur la courbe de puissance évaluée. L'intensité des turbulences a d'autres effets sur les courbes de puissance de l'éolienne; ces effets peuvent, par exemple, être dus à l'impact direct de l'intensité des turbulences sur l'aérodynamique ou au caractère tridimensionnel des turbulences. En fin de compte, la normalisation de l'intensité des turbulences constitue une approche fortement simplifiée de la caractérisation des variations de la vitesse du vent à court terme. Il persiste donc une incertitude de la courbe de puissance évaluée due aux effets éventuels des turbulences, même si la procédure de normalisation des turbulences est appliquée. La normalisation des turbulences élimine souvent environ la moitié des effets observés de l'intensité des turbulences sur les courbes de puissance mesurées de l'éolienne. Les étapes suivantes doivent donc être exécutées afin de calculer l'incertitude de la normalisation des turbulences:

- a) la courbe de puissance finale moyennée par tranche doit être évaluée en fonction de la puissance de sortie normalisée des turbulences, ainsi que de la puissance de sortie non normalisée des turbulences;
- b) il doit être pris pour hypothèse que l'écart entre ces deux courbes de puissance correspond à l'incertitude maximale de la courbe de puissance normalisée des turbulences par tranche de vitesse du vent, issue de la normalisation des turbulences. L'incertitude-type issue de la normalisation des turbulences par tranche de vitesse du vent doit être calculée comme l'écart entre les courbes de puissance divisé par $\sqrt{3}$. L'incertitude-type doit être combinée avec les autres incertitudes de mesure de performance de puissance pour déterminer l'incertitude-type totale, selon l'Annexe D.

En l'absence de normalisation des turbulences, il convient de calculer l'incertitude due aux effets des turbulences sur la courbe de puissance comme cela est décrit à l'Article M.5.

E.11.5 Incertitudes de catégorie B: Méthode – Climat froid

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'influence du mesurage dans un climat froid sur la classification des anémomètres conformément à l'IEC 61400-50-1 à laquelle il convient de faire référence pour de plus amples informations.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{M,cc,i}$.

Cette incertitude est également décrite à l'Annexe O.

L'amplitude par défaut pour cette composante d'incertitude est comprise entre 0,5 % et 1 % de la vitesse du vent.

E.12 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent

E.12.1 Généralités

L'incertitude de direction du vent a une influence sur la courbe de puissance lors de l'étalonnage du site, ainsi qu'un effet moindre. En fonction de l'amplitude de l'incertitude sur la direction du vent par rapport à la taille de tranche pour l'étalonnage du site, les données sont assignées de façon (in)correcte à une tranche. Pour une taille de tranche de 10° et une incertitude de direction du vent de 5°, environ 39 % des données d'une tranche ont été mal assignés. Le phénomène tend à s'équilibrer, mais peut avoir un effet sur les petits secteurs de mesure et de grandes différences entre des tranches adjacentes. Un argument similaire s'applique au filtrage du secteur de mesure de la courbe de puissance, mais dans une moindre mesure.

Ces incertitudes ne doivent s'appliquer que lorsque le capteur de direction du vent ou son montage sont modifiés sur les sites sur lesquels un étalonnage a été réalisé.

Ce contexte est la principale raison pour laquelle le présent document exige que l'incertitude de direction du vent soit évaluée afin de vérifier qu'elle demeure inférieure à 5°.

L'influence de la direction du vent sur la courbe de puissance et sur l'AEP n'est pas quantitativement établie, et aucun facteur de sensibilité n'a été déterminé.

Étant donné que l'incertitude de direction du vent doit être consignée, l'Article E.12 donne les composantes d'incertitude minimales qui doivent être prises en considération pour l'incertitude de direction du vent. Aucune estimation de l'amplitude de ces composantes n'est donnée, mais elle doit être incluse dans une courbe de puissance consignée.

E.12.2 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons**E.12.2.1 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Étalonnage**

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage du capteur de direction du vent conformément à l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WV,cal,i}$.

La résolution du capteur de direction du vent est également incluse dans le cas présent et cette valeur divisée par $2\sqrt{3}$ doit être retenue comme valeur minimale.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.2.2 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Indicateur du nord

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la détermination exacte de l'indication du nord du capteur par rapport à la flèche sur laquelle est installé le capteur.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WV,nm,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.2.3 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Orientation de la flèche

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'établissement de la direction de la flèche par rapport au nord de référence, c'est-à-dire le nord magnétique ou le nord géographique.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WV,bo,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.2.4 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Effets de fonctionnement

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'influence du mât sur la direction du vent en écoulement libre au point de mesure.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WV,oe,i}$.

Étant donné que le vent s'écoule autour du mât, la direction du vent mesurée par le capteur peut ne pas être la direction du vent en écoulement libre. Cet effet est couvert par cette composante d'incertitude.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.2.5 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Angle de déclinaison magnétique

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la différence entre le nord magnétique et le nord géographique.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WV,mda,i}$ (MDA (magnetic declination angle) représente l'angle de déclinaison magnétique).

La correction entre le nord magnétique et le nord géographique est également associée à une incertitude.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.2.6 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du capteur de direction du vent.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dWV,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.3 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la vérification du mesurage de la direction du vent par RSD conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WR,ver,i}$.

E.12.3.1 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Vérification

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.3.2 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Surveillance

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la surveillance in situ du signal provenant de la surveillance de la direction du vent par le RSD conformément à l'IEC 61400-50-2.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WR,mon,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.3.3 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Variation d'écoulement

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la variation d'écoulement entre différents volumes de sonde.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WR,fv,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée. L'IEC 61400-50-2 fournit des recommandations.

E.12.3.4 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Alignement

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'exactitude de l'alignement du RSD.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WR,align,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.3.5 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Angle de déclinaison magnétique

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la correction entre le nord magnétique et le nord géographique.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{WR,mda,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.12.3.6 Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal du RSD.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dWR,i}$.

Aucune valeur par défaut n'est donnée, mais cette composante d'incertitude doit être évaluée et consignée.

E.13 Composition des incertitudes

E.13.1 Généralités

L'Article E.13 présente et traite en détail des équations et autres hypothèses concernant la composition des composantes d'incertitude à un niveau d'agrégation. Le calcul de l'incertitude d'étalonnage du site en fonction des composantes de l'incertitude dudit étalonnage constitue un exemple.

E.13.2 Composition des incertitudes de catégorie B relatives à la puissance électrique ($u_{P,i}$)

L'incertitude-type sur la puissance électrique pour chaque tranche, $u_{P,i}$, est calculée par composition des incertitudes-types du transducteur de puissance, des transformateurs de courant et de tension, du comportement dynamique et du système d'acquisition de données:

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P,CT,i}^2 + u_{P,VT,i}^2 + u_{P,PT,i}^2 + u_{dP,i}^2} \quad (\text{E.25})$$

où

$u_{P,i}$ est l'incertitude de mesure de la puissance;

- $u_{P,CT,i}$ est l'incertitude relative aux transformateurs de courant;
 $u_{P,VT,i}$ est l'incertitude relative aux transformateurs de tension;
 $u_{P,PT,i}$ est l'incertitude relative aux transducteurs de puissance;
 $u_{dP,i}$ est l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de puissance.

En prenant pour hypothèse les amplitudes par défaut pour ces composantes d'incertitude données dans l'Article E.5, l'incertitude-type du capteur de puissance électrique pour chaque tranche est:

$$u_{P,i} = \sqrt{(0,43 \% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (0,29 \% P_i [\text{kW}])^2 + (7,2 \text{ kW})^2 + (0,1 \% \times 3\,000 \text{ kW})^2} \\ = \sqrt{(0,53 \% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (7,8 \text{ kW})^2} \quad (\text{E.26})$$

E.13.3 Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent ($u_{V,i}$)

Les composantes d'incertitude suivantes sont combinées pour calculer l'incertitude de catégorie B relative à la vitesse du vent, $u_{V,i}$:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{VHW,i}^2 + u_{VT,i}^2 + u_{AD,method,i}^2} \quad (\text{E.27})$$

où

- $u_{VHW,i}$ est l'incertitude relative au matériel utilisé et est égale à $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ ou $u_{REWS,i}$;
 $u_{VT,i}$ est l'incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au terrain;
 $u_{AD,method,i}$ est l'incertitude relative à la correction de la masse volumique de l'air.

E.13.4 Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent par un anémomètre à coupelles ou à ultrasons ($u_{VS,i}$)

Les composantes d'incertitude suivantes sont combinées pour calculer l'incertitude de catégorie B relative aux mesurages de la vitesse du vent par un anémomètre à coupelles ou à ultrasons, $u_{VS,i}$:

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,precal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VS,class,i}^2 + u_{VS,mnt,i}^2 + u_{VS,lgt,i}^2 + u_{dVS,i}^2} \quad (\text{E.28})$$

où

- $u_{VS,precal,i}$ est l'incertitude relative au matériel utilisé et est égale à $u_{VS,i}$, $u_{VR,i}$ ou $u_{REWS,i}$;
 $u_{VS,postcal,i}$ est l'incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au terrain;
 $u_{VS,class,i}$ est l'incertitude relative à la classification des capteurs;
 $u_{VS,mnt,i}$ est l'incertitude relative au montage des capteurs;
 $u_{VS,lgt,i}$ est l'incertitude relative à la distorsion de l'écoulement due au paratonnerre;
 $u_{dVS,i}$ est l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de vitesse du vent.

E.13.5 Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent par un RSD ($u_{VR,i}$)

Les composantes d'incertitude suivantes sont combinées pour calculer l'incertitude de catégorie B relative aux mesurages de la vitesse du vent par un RSD, $u_{VR,i}$:

$$u_{VR,i} = \sqrt{u_{VR,ver,i}^2 + u_{VR,isc,i}^2 + u_{VR,class,i}^2 + u_{VR,mnt,i}^2 + u_{VR,flow,i}^2 + u_{VR,mon,i}^2} \quad (E.29)$$

où

- $u_{VR,ver,i}$ est l'incertitude relative à l'essai de vérification;
- $u_{VR,isc,i}$ est l'incertitude relative à l'essai in situ;
- $u_{VR,class,i}$ est l'incertitude relative à la classification du RSD;
- $u_{VR,mnt,i}$ est l'incertitude relative au montage du RSD;
- $u_{VR,flow,i}$ est l'incertitude relative à la variation d'écoulement sur le volume de mesure du RSD;
- $u_{VR,mon,i}$ est l'incertitude relative à la surveillance du RSD.

E.13.6 Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS $u_{VREWS,i}$

Les composantes d'incertitude suivantes sont combinées pour calculer l'incertitude de catégorie B relative aux mesurages de la vitesse du vent exprimés comme la REWS, $u_{VREWS,i}$:

$$u_{VREWS,i} = \sqrt{u_{VREWS,shear,i}^2 + u_{VREWS,veer,i}^2} \quad (E.30)$$

où

- $u_{VREWS,i}$ est l'incertitude de la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS);
- $u_{VREWS,shear,i}$ est l'incertitude due à l'influence sur la REWS au mesurage du cisaillement sur la surface du rotor;
- $u_{VREWS,veer,i}$ est l'incertitude relative à la classification du RSD.

La valeur de $u_{VREWS,shear,i}$ est issue de l'une des valeurs suivantes:

- a) $u_{veq,i}$ (voir E.13.7);
- b) $u_{veq,final,i}$ (voir E.13.8);
- c) $u_{fr,RSD,k,i}$ (voir E.13.9).

La valeur de $u_{VREWS,veer,i}$ est issue de $u_{veq,i}$ (voir E.13.10).

Les composantes d'incertitude de la vitesse du vent qui sont incluses dans l'incertitude de la REWS sont fondées sur l'Équation (5) en 9.1.3.2 ou l'Équation (11) en 9.1.3.4. L'Équation (6) en 9.1.3.2 (qui a également une influence sur l'Équation (11)) implique qu'une composante d'incertitude est associée à l'établissement de la hauteur de mesure appropriée. Étant donné que cette composante d'incertitude est réputée non significative pour un mesurage réalisé sur un mât météorologique et qu'elle est incluse dans l'étalonnage d'un lidar conformément à l'IEC 61400-50-2, le seul problème concerne les mesurages d'un sodar, en particulier dans le cas de vitesses du vent plus élevées, pour lesquelles il peut se produire une "déviations du faisceau". Dans le cas où un tel phénomène se produit pendant un mesurage, ce fait doit être inclus comme une autre composante d'incertitude.

E.13.7 Composition des incertitudes relatives au mesurage de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique significativement au-dessus de la